

WPLYW PANDEMII COVID-19 NA OBCIĄŻENIE POLSKIEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO ORAZ POTENCJAŁ WYKORZYSTANIA USŁUGI DSR

Wiktoria STAHL

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
e-mail: wiktoria.stahl@pg.edu.pl

Streszczenie: W artykule przedstawiono wpływ restrykcji w funkcjonowaniu przemysłu, handlu i życia społecznego na obciążenie KSE podczas pierwszego lockdownu. W celu zbadania wpływu pandemii na obciążenie KSE dokonano analizy porównawczej dwóch analogicznych okresów trwających od połowy marca do końca maja w latach 2017 - 2019 i 2020. Porównano wartości charakteryzujące poszczególne tygodnie rozpatrywanego okresu. W roku 2020 zaobserwowano znaczne obniżenie się wartości szczytowych. O zmianach w popycie na moc świadczy także sposób narastania obciążenia w okresie szczytu popołudniowego. W roku 2020 zmiany są bardziej gwałtowne. W artykule zaproponowano także wykorzystanie usługi DSR (ścinania szczytów) w celu zmniejszenia gradientu narastania obciążenia w szczycie popołudniowym.

Słowa kluczowe: COVID-19, lockdown, DSR, KSE.

1. WSTĘP

Na początku roku 2020 na całym świecie obserwowano rozprzestrzenianie się koronawirusa 2019-nCoV. W związku z szybkim wzrostem liczby osób zarażonych oraz liczby zgonów, rządy wielu państw podjęły liczne kroki mające na celu ograniczenie ekspansji koronawirusa. Często wiązały się one z ograniczeniem aktywności społeczeństwa poprzez zamknięcie lub ograniczenie działalności ośrodków kultury, punktów usługowych, handlowych oraz przemysłu. Ograniczenie produkcji i wytwarzania towarów znacząco wpłynęło na stan światowej gospodarki. Dodatkowo konieczność adaptacji zachowania społeczeństwa do zaistniałej sytuacji wywarły wpływ także na pracę lokalnych systemów elektroenergetycznych. Według [1] dobowy popyt na moc w Nowym Jorku w kwietniu zmniejszył się o 16% względem popytu oczekiwanego. W Indiach zapotrzebowanie na energię elektryczną spadło o ok. 20% w porównaniu z rokiem 2019 [2]. W Hiszpanii, Włoszech i Wielkiej Brytanii zużycie energii elektrycznej w dniach roboczych zbliżyło się do zużycia charakterystycznego dla dni wolnych od pracy w roku 2019 [3].

W Polsce pierwszy przypadek zachorowania na COVID-19 odnotowano 4.03.20r. Wraz ze wzrostem liczby zachorowań, w kolejnych dniach podjęto działania mające na celu powstrzymanie tego wzrostu. Efektem było m.in. ograniczenie działalności przemysłu, handlu oraz usług. Zarządcy zakładów podjęli decyzje o wstrzymaniu produkcji [4]. Wielu pracowników zaczęło pracować w sposób zdalny. Do ograniczenia aktywności obywateli przyczyniły się też akcje informacyjne zachęcające do pozostania w domach.

Tabela 1 przedstawia daty obowiązywania oraz rodzaj wprowadzonych i zniesionych ograniczeń w Polsce.

Tablica 1. Wprowadzone i znoszone ograniczenia na terenie Polski (opracowanie własne na podstawie [5])

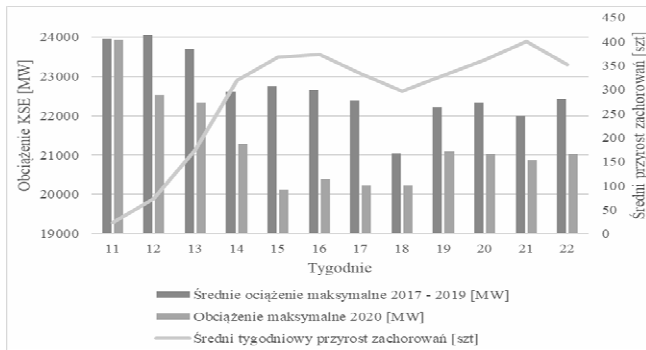
Data	Wprowadzone ograniczenia
Od 12.03.2020	<ul style="list-style-type: none"> Zawieszenie zajęć w szkołach Apel o pozostanie w domach
Od 13.03.2020	<ul style="list-style-type: none"> Zamknięcie restauracji, galerii handlowych
Od 15.03.2020	<ul style="list-style-type: none"> Wprowadzenie 14 dniowej kwarantanny dla osób wracających z zagranicy
Od 24.03.2020	<ul style="list-style-type: none"> Przemieszczanie się dozwolone jedynie w celu dotarcia do pracy lub na zakupy
Od 1.04.2020	<ul style="list-style-type: none"> Zamknięcie wielkopowierzchniowych sklepów budowlanych, hoteli, basenów, itd Konieczność kwarantanny także dla bliskich osób podlegających kwarantannie
Data	Znoszone ograniczenia
Od 4.05.2020	<ul style="list-style-type: none"> Otwarcie centr handlowych i sklepów wielkopowierzchniowych, hoteli
Od 18.05.2020	<ul style="list-style-type: none"> Otwarcie restauracji, kawiarni itd.
Od 25.05.2020	<ul style="list-style-type: none"> Przywrócenie zajęć w szkołach

2. ZMIANY W OBCIĄŻENIU POLSKIEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

Okresy od połowy marca do końca maja w latach 2017 - 2019 cechują się podobnymi wartościami obciążenia. Współczynniki zmienności dla poszczególnych tygodni dla obciążenia maksymalnego, średniego i minimalnego wynoszą średnio ok. 2%. Okres ten w latach 2017 - 2019 i 2020 charakteryzują podobne warunki pogodowe [6] oraz święta, jakie występują w tym czasie (Wielkanoc, święta majowe). Ze względu na podobieństwa, analogiczny okres roku 2020 powinien cechować się zbliżonym popytem na moc oraz porównywalnymi wartościami opisującymi jego zmienność. Dlatego też dokonano analizy danych dotyczących obciążenia Krajowego Systemu Elektroenergetycznego zgromadzonych przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne [7]. Dane zawierają wartości popytu na moc i jego prognozę w poszczególnych godzinach. Analiza porównawcza dotyczy wartości tygodniowych dla dni roboczych i dotyczy tygodni 11 - 22 lat 2017 - 2019 i roku 2020 (tygodnie 11 - 13 przypadają na marzec, 14 - 18 na kwiecień i 19 - 22 na maj). Pierwsze restrykcje zaczęły obowiązywać w tygodniu 12. Zostały one stopniowo znoszone od tygodnia 19. W celu określenia zmian

obciążenia KSE, porównano wartości charakterystyczne dla poszczególnych tygodni – obciążenie szczytowe, minimalne oraz średnie. Porównano też średnie wartości gradientów narastania obciążenia do szczytu popołudniowego.

W związku z tymczasowym zamknięciem lub ograniczeniem funkcjonowania dużych przemysłowych i komercyjnych odbiorców energii elektrycznej, należy spodziewać się zmian w okresie występowania szczytowych obciążeń w ciągu dni roboczych. Szczytowe zapotrzebowanie na moc w poszczególnych tygodniach przedstawia rysunek 1.

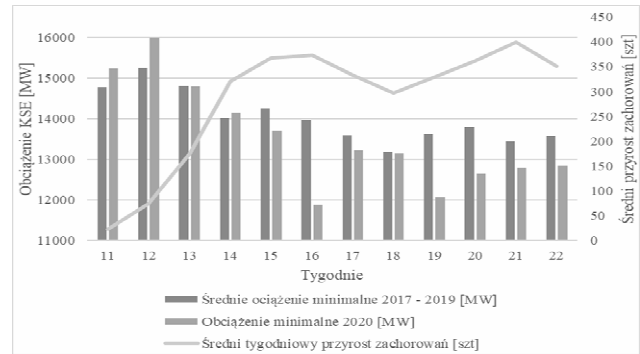


Rys. 1. Maksymalne obciążenie w tygodniach 2017 - 2019 i 2020 roku oraz średni przyrost zachorowań na COVID-19

W latach 2017 - 2019 widoczne jest naturalne, stopniowe obniżanie się wartości szczytowych. Wynika to z sezonowych zmian zapotrzebowania na moc. Natomiast w roku 2020, w tygodniach 11 - 14 nastąpił silny spadek tych wartości, co wiąże się z rosnącym przyrostem zachorowań oraz wprowadzaniem kolejnych ograniczeń w funkcjonowaniu społeczeństwa. Szczytowe obciążenie w marcu zmniejszyło się średnio o ok. 1000 MW (4%). W kolejnych tygodniach wartości szczytów tygodniowych są mniejsze średnio o ok. 2000 MW (9%) względem poprzednich lat. Pomimo stopniowego znoszenia restrykcji od tygodnia 19, obciążenia szczytowe nie zbliżyły się do obciążeń odnotowanych dla okresu porównawczego – były niższe o ok. 1200 MW (6%). W wyniku wprowadzonych restrykcji wiele zakładów pracy zostało zamkniętych lub ograniczyło produkcję, co wiązało się także ze zwolnieniami pracowników. Wraz z ograniczeniem produkcji i konsumpcji, w II kwartale 2020 polska gospodarka utraciła 8% PKB [8]. Jest to prawdopodobną przyczyną ograniczonego zapotrzebowania na moc w kolejnych tygodniach w porównaniu z poprzednimi latami.

Na rysunku 2 przedstawiono minimalne obciążenia tygodniowe jakie wystąpiły w latach 2017 - 2019 i w roku 2020. Największa różnica między obciążeniami wystąpiła w tygodniu 16. Wynika to z wystąpienia poniedziałku wielkanocnego. Przejściu obciążenia do wtorku towarzyszy głęboka dolina nocna, która wiąże się z wystąpieniem najniższego obciążenia w 2020 roku w tym tygodniu. Na tydzień 18 w obu okresach przypada długi weekend majowy. Mimo, że święta majowe są w innych dniach tygodnia, nie wpłynęło to na większe zróżnicowanie obciążeń minimalnych w tym tygodniu. W tygodniu 19 w roku 2020 pojawiła się głęboka dolina nocna, wynikająca z wystąpienia wcześniej święta (3 maja) i skutkująca najniższym obciążeniem na początku tygodnia. W roku 2020 minimalne obciążenie było mniejsze niż w latach 2017 - 2019 średnio o ok. 500 MW (4%).

W ramach wykonanej analizy zbadano także średnie tygodniowe obciążenia. Średnie obciążenie w okresie lockdownu zmniejszyło się średnio o ok. 1300 MW (7%). W wyniku restrykcji obniżyły się nie tylko obciążenia szczytowe, ale także ogólny popyt na moc. Dodatkowo, niewielkie zmiany w obciążeniu minimalnym wskazują na spłaszczenie krzywych zapotrzebowania w 2020 roku. Zużycie mocy zostało ograniczone głównie w okresie występowania wysokich obciążeń w ciągu dnia.



Rys. 2. Minimalne obciążenie w tygodniach 2017 - 2019 i 2020 roku oraz średni przyrost zachorowań na COVID-19

Tablica 2. Średnie gradienty narastania obciążenia do szczytu popołudniowego dla poszczególnych miesięcy

Miesiąc	Średni gradient [MW/h]		
	2017 - 2019	2020	różnica
Marzec	536,18	592,62	56,44
Kwiecień	495,15	537,68	42,53
Maj	171,01	207,21	36,19

Silne zmiany w zakresie szczytowego zapotrzebowania na moc, mogą wskazywać także na inny sposób jego narastania. Gradient obciążenia to wskaźnik informujący o dynamice narastania obciążenia w rozpatrywanym czasie. W celu określenia tych zmian obliczono średnie miesięczne gradienty wzrostu obciążenia w ciągu dnia do szczytu popołudniowego (tabela 2). Obciążenie narastało w ciągu 3 godzin, w marcu od godziny 17:00 do 20:00 oraz w kwietniu i maju od godziny 18:00 do 21:00. Gradienty wyznaczono zgodnie ze wzorem (1).

$$\nabla = \frac{P_s - P_p}{t_s - t_p} \quad (1)$$

gdzie: P_p – obciążenie początkowe (najniższe obciążenie jakie wystąpiło przed szczytem i po którym następuje wzrost) [MW], P_s – obciążenie szczytowe [MW], t_p – godzina wystąpienia obciążenia początkowego, przypisana temu obciążeniu P_p , t_s – godzina wystąpienia szczytowego obciążenia.

W latach 2017 - 2019 średnie gradienty opisujące wzrost obciążenia w okresie popołudniowym są mniejsze niż w roku 2020. W roku 2020 narasta ono szybciej i gwałtowniej. Może to świadczyć o większej różnicy między obniżonym obciążeniem, jakie wystąpiło przed rozpoczęciem narastania, a obciążeniem szczytowym, na którym kończy się okres wzrostu. Największa różnica między średnim gradientem dla lat 2017 - 2019 i 2020 została zaobserwowana w marcu. Większa dynamika zmian w tym okresie wiąże się z niespodziewanym

wprowadzaniem kolejnych restrykcji, które doprowadziły do nagłego ograniczenia funkcjonowania społeczeństwa. Jak wykazano także w [9] oraz w [10] wprowadzenie lockdownu zmieniło profile i dynamikę zużycia mocy zarówno u odbiorców indywidualnych jak i komercyjnych.

Zmiany w czasie obowiązywania restrykcji zaistniały także w prognozowaniu zapotrzebowania na moc. Tabela 3 przedstawia wartości średniego błędu prognozy w okresie szczytowym. Błąd ten wyznaczono na podstawie wzoru (2):

$$\Delta F = \frac{P_F - P_R}{P_R} \quad (2)$$

gdzie: ΔF – błąd prognozy, P_F – obciążenie prognozowane [MW], P_R – obciążenie rzeczywiste [MW].

Tablica 3. Średnie błędy prognozy w godzinach wystąpienia szczytu zapotrzebowania dla poszczególnych miesięcy

Miesiąc	Średnie błędy prognozy w godzinach wystąpienia szczytu zapotrzebowania		
	2017 - 2019	2020	różnica
Marzec	1,44%	2,39%	0,02%
	-0,46%	-3,78%	3,32%
Kwiecień	1,79%	1,77%	0,02%
	-0,73%	-4,87%	4,14%
Maj	2,59%	1,86%	0,73%
	-1,35%	-	-1,35%

Wartości ujemne błędy zawarte w tabeli 3 przedstawiają o ile średnio prognoza przewidywała mniejszy szczyt od rzeczywistego, natomiast dodatnie dotyczą przewidywania większego obciążenia niż rzeczywiste. W marcu i kwietniu zaobserwowano większe różnice między szczytowym zapotrzebowaniem rzeczywistym, a prognozowanym. W tym czasie spodziewano się większych spadków obciążenia niż wystąpiły rzeczywiście średnio o ok. ponad 3% i 4%. Prognoza w okresie lockdownu jest mniej trafna niż w okresie porównawczym, ze względu na większe wartości błędów. Szczyty zapotrzebowania są najbardziej problematycznym okresem w pracy systemu elektroenergetycznego. Istotne jest ich możliwie dokładne zaprognozowanie. Prognoza była mniej trafna także w okresie pozaszczytowym – ogólnie spodziewano się większych obciążeń niż wystąpiły o ok. 3% (ok. 2% w okresie porównawczym). Natomiast gdy przewidywane obciążenie okazywało się mniejsze, błąd prognozy wynosił średnio ok. -2,3% (-0,8% w latach 2017 - 2019).

3. MOŻLIWOŚĆ WYKORZYSTANIA DSR W CELU ZŁAGODZENIA ZMIAN W OBCIĄŻENIU SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

W polskim Krajowym Systemie Elektroenergetycznym wytwarzanie energii elektrycznej oparte jest głównie na elektrowniach węglowych. Dostarczają one ok. 70% mocy zainstalowanej i cechują się małą elastycznością, rozumianą m.in. jako zdolność do szybkiego reagowania na wahające się zapotrzebowanie na moc w warunkach szybkich i dużych wahań poboru energii elektrycznej. W związku z tym, KSE jest oceniany jako niewystarczająco elastyczny [7], [11]. Sytuacja wywołana pandemią i liczne, trudne do przewidzenia zmiany w obciążeniu systemu, stanowią wyzwanie dla polskiego systemu elektroenergetycznego.

Jak wykazano m.in. w [2] takie zmiany można łagodzić na różne sposoby. Jednym z rozwiązań mających wspomóc system są usługi zarządzania popytem, tzw. Demand Side Response (DSR). Usługi DSR pozwalają na kształtowanie zapotrzebowania na moc po stronie odbiorców w krótkim horyzoncie czasowym np. poprzez nakłonienie ich do ograniczenia zużycia mocy w okresie szczytu (tzw. ścinanie szczytów). Poprawia to stabilność, elastyczność i bezpieczeństwo pracy systemu elektroenergetycznego. Polscy operatorzy realizują przede wszystkim interwencyjny wariant DSR - operator systemu przesyłowego wzywa odbiorców biorących udział w realizacji usługi do redukcji poboru mocy wyłącznie w sytuacji nagłego zagrożenia stabilności systemu [7]. Jednak usługa DSR może być realizowana także w sposób planowy.

Efektywne zarządzanie dostępnymi zasobami mocy w trudnej sytuacji wywołanej lockdownem nie jest łatwe ze względu na małą elastyczność KSE. Warunki powstałe w wyniku pandemii dają możliwość wykorzystania potencjału mocy zgromadzonego w ramach realizacji DSR w nowy sposób. W Polsce dotąd nie realizowano tej usługi w sposób nie-interwencyjny. Poniżej przedstawiono możliwość wykorzystania DSR w sposób planowy w ciągu kilku dni w celu wspomagania pracy systemu poprzez zmniejszenie gradientów wzrostu obciążenia w szczycie popołudniowym w czasie lockdownu na przykładzie marca 2020.

W Polsce w roku 2020 w ramach usługi redukcji popytu na polecenie operatora na okres od 01.02 - 31.03.2020 r. pozyskano 612 MW mocy [7]. Poniżej zaproponowano warunki, na podstawie których można zaplanować redukcję szczytu popytu w ramach DSR:

1. Trudności związane z prognozą: duże różnice pomiędzy wartościami prognozowanymi i rzeczywistymi świadczą o zachodzących zmianach w zapotrzebowaniu na moc, innych niż spodziewane. Gdy obciążenie prognozowane jest dużo większe niż rzeczywiste i ich różnica znacznie odbiega od wartości obserwowanych w poprzednich latach, istnieje ryzyko szybkiego narastania obciążenia w kolejnych godzinach do szczytu popołudniowego. Realizacja ścinania szczytów może poprawić sytuację bilansową poprzez kontrolowane zmniejszenie wahań w popycie na moc. Poniżej zaprezentowano pierwszy warunek stanowiący podstawę do wykonania redukcji popytu w szczycie (3):

$$\overline{(|P_F - P_R|)_{T_n}} \gg \overline{(|P_F - P_R|)_{T_p}} \quad (3)$$

gdzie: T_n – rozpatrywany obecny okres czasu poprzedzający szczyt zapotrzebowania (np. 10:00 – 16:00 danego dnia); T_p – okres czasu analogiczny do T_n w poprzednich latach.

2. Gwałtowność narastania obciążeń w ciągu dnia: zmniejszenie się popytu na moc w ciągu dnia i niepewność co do wartości szczytu obciążenia, stwarza ryzyko wystąpienia dużego gradientu narastania obciążenia do szczytu popołudniowego. Wysoka wartość gradientu w czasie narastania szczytu popołudniowego jest problematyczna i świadczy o dużej gwałtowności zmian. Mogą wystąpić trudności z oszacowaniem i pokryciem takiego obciążenia. Poniżej zaprezentowano warunek, na podstawie którego można rozważyć wdrożenie DSR (4):

$$\overline{(\nabla P_F)_{T_n}} \gg \overline{(\nabla P_R)_{T_p}} \quad (4)$$

gdzie: ∇P_F – przewidywany gradient wzrostu obciążenia do szczytu popołudniowego [MW/h]; ∇P_R – rzeczywisty gradient wzrostu obciążenia do szczytu popołudniowego [MW/h].

Na podstawie powyższych założeń, wykonano symulację wykorzystania usługi DSR poprzez ścinanie szczytów w sposób planowany na przykładzie średniego roboczego tygodnia marca, obejmującego okres obowiązywania lockdownu. Redukcja byłaby realizowana na polecenie operatora. W związku ze znaną procedurą realizacji tego rozwiązania (na podstawie doświadczeń związanych z interwencyjnym wariantem DSR), mogłoby ono z powodzeniem zostać wykorzystane także w planowanych przypadkach. Do zmniejszania zapotrzebowania szczytowego wykorzystano maksymalny potencjał zgromadzonej mocy redukcyjnej, tj. 612 MW. Otrzymane krzywe przedstawiono na rysunku 3.

Na podstawie zmian jakie zaszły w obciążeniu, można stwierdzić, że wykorzystanie potencjału DSR może pozytywnie wpłynąć na kontrolowanie zmian jakie zaszły w zapotrzebowaniu na moc w wyniku lockdownu w mało elastycznych systemach elektroenergetycznych. W przypadku ścinania szczytów w ramach DSR, średnie wartości gradientów w godzinach 17 - 20 w 2020 zmieniły się z ok. 600 MW/h na ok. 400 MW/h. Jest to zmianą korzystną i pożądaną.

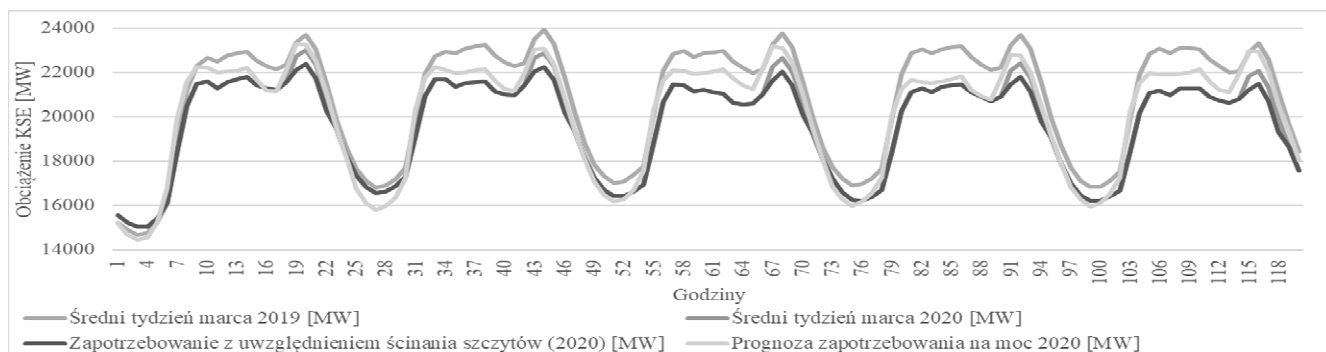
4. WNIOSKI KOŃCOWE

Pandemia COVID-19 wpłynęła na funkcjonowanie wielu dziedzin, takich jak handel, usługi oraz przemysł. Przyczyniło się to do zmian w kształtowaniu się zapotrzebowania na moc. Nagłe ograniczenie wielu dziedzin życia społecznego spowodowało niepewność co do wielkości popytu moc. Dynamicznie zmieniająca się sytuacja doprowadziła do zmniejszenia obciążeń szczytowych oraz zwiększenia błędu prognozy. Inna jest też dynamika narastania obciążenia w okresie szczytu popołudniowego. W roku 2020 obciążenie narastało gwałtowniej przy jednoczesnym obniżeniu obciążenia systemu. Niepewne prognozy oraz gwałtowność zmian stworzyły trudną sytuację dla polskiego systemu elektroenergetycznego. W celu jej poprawy można wykorzystać dostępne już narzędzie, jakim jest usługa DSR. Planowe wykorzystanie DSR pozwoliłoby na zmniejszenie

gradientów średnio o ok. 200 MW/h. Kontrolowanie sposobu zachodzenia zmian byłoby zaletą tego rozwiązania, gdyż obciążenia i gradienty stałyby się łatwiejsze do oszacowania i pokrycia. Ponadto zmniejszyłyby się wahania i gwałtowność narastania popytu. Byłoby to korzystne dla pracy polskiego systemu elektroenergetycznego w trudnej do przewidzenia sytuacji związanej z pandemią. Należy pamiętać, że wyłączenie odbiorów lub wymuszanie ograniczania popytu nie jest najlepszym rozwiązaniem problemu małej elastyczności KSE. Obecnie powinno poszukiwać się i wdrażać inne rozwiązania, które wpłynęłyby na poprawę elastyczności, np. zwiększenie ilości bardziej elastycznych źródeł wytwórczych, takich jak nowoczesne bloki gazowe [7], [11].

5. BIBLIOGRAFIA

1. Strona internetowa U.S. Energy Information Administration (EIA) -<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=43855> [dostęp 30.10.2021]
2. Elavarasan R., i in. COVID-19: Impact analysis and recommendations for power sector operation, Appl. Energy, 2020, vol. 279
3. Ernst D. i in.: The impact of different COVID-19 containment measures on electricity consumption in Europe, Energy Research & Social Science, 2020, vol.68
4. Polski mikro, mały i średni biznes w obliczu pandemii COVID-19. (2020). Poznań: PwC.
5. Strona internetowa Rządu RP dot. koronawirusa - <https://www.gov.pl/web/koronawirus> [dostęp 22.09.2021]
6. Strona internetowa IMGW: <https://klimat.imgw.pl/pl/biuletyn-monitoring> [dostęp 10.09.2021]
7. Strona internetowa Polskich Sieci Elektroenergetycznych - <https://www.pse.pl/> [dostęp 12.10.2020]
8. Podsumowanie lockdownu w Polsce, raport, Związek Przedsiębiorców i Pracodawców, Warszawa, 2021
9. Bielecki, S. i.in.: Impact of the Lockdown during the COVID-19 Pandemic on Electricity Use by Residential Users. Energies 2021, 14
10. Malec, M. i in.: The Impact of COVID-19 on Electricity Demand Profiles: A Case Study of Selected Business Clients in Poland. Energies 2021, 14
11. Bronk L.: Flexibility of the national power system. Diagnosis, potential, solutions, raport, Forum Energii, 2019



Rys. 3. Zapotrzebowanie z uwzględnieniem realizacji ścinania szczytów na tle obciążenia średniego tygodnia marca w roku 2019 i 2020 oraz prognozy zapotrzebowania na rok 2020

EFFECT OF THE COVID-19 PANDEMIC ON THE LOAD OF THE POLISH POWER SYSTEM AND THE POTENTIAL OF USING THE DSR METHOD

The article presents the impact of first lockdown on the Polish Power System loads. A comparative analysis of two analogous periods lasting from March to May 2017 - 2019 and 2020 was carried out. The values characterizing individual weeks of the analyzed period were compared. In 2020, a decrease in peaks was observed. The changes in power demand are also shown by the gradient of load increasing during the afternoon peak. In 2020, changes are more rapid. The article also proposes the use of the DSR method (peak clipping) to reduce the load gradient in the afternoon peak.

Keywords: COVID-19, lockdown, DSR, KSE.