

Możliwości zastosowania agregatu prądotwórczego jako źródła rezerwowego do produkcji energii elektrycznej

Edmund Ciesielka, Paweł Dybowski, Jakub Wójcik, Zbigniew Hanzelka

1. Wstęp

Awaryjne zespoły prądotwórcze (zwane też często generatorami awaryjnymi lub agregatami) są urządzeniami mającymi zapewnić odbiorcy dostawę energii w przypadku braku zasilania z sieci elektroenergetycznej [6]. Są one zlokalizowane wewnątrz instalacji odbiorcy, często z wbudowanymi zabezpieczeniami przed pracą na sieć (np. mechaniczna blokada wyłącznika, zabezpieczenie od mocy zwrotnej itp.). Są wykorzystywane rzadko, w zasadzie tylko w stanach awaryjnych. Wymagania zawarte w instrukcjach eksploatacji przewidują tzw. uruchomienia serwisowe (średnio jedno na miesiąc), podczas których następuje sprawdzenie poprawności pracy agregatu oraz utrzymywanie niezbędnego zapasu paliwa. Paliwo zgromadzone w zbiornikach traci z czasem swoje właściwości i jeżeli nie zostanie zużyte, to będzie podlegał wymianie (w zależności od rodzaju co 3 do 5 lat). Obydwa te czynniki generują dodatkowe koszty dla ich użytkowników. Ponieważ źródła te przez większość czasu są nieużywane, mamy do czynienia z niewykorzystanym potencjałem wytwórczym [3]. Istnieją zatem przesłanki do wykorzystania awaryjnych zespołów prądotwórczych w kontekście zapewnienia właściwego poziomu rezerw mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym [5]. Potencjał zespołów prądotwórczych w Polsce, wg przeglądu dokonanego w 2010 roku, wykazał moc zainstalowaną na poziomie 500 MW [1, 2]. Są to źródła rozproszone, niemniej stanowią one dużą rezerwę mocy. Przykładowo: w Polsce mamy około 900 szpitali. Przy założeniu, że w każdym istnieje agregat rezerwowo o mocy około 250 kW, daje to sumarycznie moc około 225 MW. Zakładając,

Streszczenie: W artykule przedstawiono analizę niezbędną do określenia możliwości technicznych i ekonomicznych wykorzystania agregatu prądotwórczego jako rezerwowego źródła energii elektrycznej do uzupełnienia produkcji energii w okresach występowania wysokich cen. Utrzymanie agregatu w stanie gotowości wiąże się z koniecznością okresowego uruchamiania oraz cyklicznego serwisowania materiałów eksploatacyjnych. Powiązanie tych okresów eksploatacji agregatu z możliwością dostawy energii elektrycznej w okresie występowania wysokich

cen może znacznie obniżyć koszty użytkowania danego urządzenia. Powyższa analiza daje odpowiedź na pytanie, czy można powiązać uwarunkowania techniczne eksploatacji agregatu prądotwórczego z jego wykorzystaniem jako źródła na rynku energii elektrycznej oraz czy optymalizacja okresów eksploatacji będzie opłacalna dla właściciela agregatu.

Słowa kluczowe: agregat prądotwórczy, źródło rezerwowo, prognoza opłacalności, Towarowa Giełda Energii, Rynek Bilansujący

THE POSSIBILITY OF USING A POWER GENERATOR AS A RESERVE SOURCE FOR ELECTRICITY PRODUCTION

Abstract: The paper presents the analysis of technical and economic possibilities of using a power generator to supplement energy production in periods of high electricity prices on the market. For technical reasons power generator set requires periodic operation as well as replacement of consumables. Linking these periods of operation with the possibility of supplying electricity during the period of high prices seems to be economically justified. The

analysis gives an answer to the question whether it is possible to link technical conditions for the operation of a power generator with its use as a source of energy on the electricity market and whether optimization of operating periods will be profitable for the owner of the generator.

Keywords: power generator, reserve electric energy source, Balancing Market, Polish Power Exchange, forecast of profitability

że moc interwencyjna wynosi 350 do 500 MW, jest to znacząca wartość.

2. Zasady wykorzystania agregatu

2.1. Sposób działania – praca autonomiczna

W przypadku agregatów istniejących możliwe jest wykorzystanie ich w trybie pracy autonomicznej, odciążającej sieć zasilającą. Powoduje to jednak niepełne

wykorzystanie mocy agregatu. Zwykle układy zasilania rezerwowego są przewymiarowane, tzn. moc agregatu zdecydowanie przekracza potrzeby odbiorcy (agregat najczęściej zasila tylko odbiory krytyczne). Odłączenie zasilania zewnętrznego może spowodować brak zasilania w wielu innych miejscach instalacji odbiorcy. Wykorzystując ten tryb pracy, odbiorca nie jest jednak obciążony

reklama

kosztami związanymi z przystosowaniem agregatu do pracy synchronicznej oraz opłaty przyłączeniowej. Jednakże oszacowanie korzyści jest trudniejsze, ponieważ w bilansie mocy pobieranej z systemu elektroenergetycznego występuje moc odciążenia systemu (pobierana przez odbiorcę w danej chwili z agregatu, a nie z sieci), a nie moc agregatu.

2.2. Sposób działania – praca synchroniczna

Część agregatów w łatwy sposób można przystosować do pracy równoległej z systemem elektroenergetycznym. Agregaty w większości przypadków przystosowane są do pracy automatycznej (po zaniku napięcia natychmiast w sposób automatyczny są uruchamiane). Dlatego też można w łatwy sposób przystosować je do pracy ze zdalnym sterowaniem. Źródła te można połączyć w wirtualne grupy zarządzane przez podmiot zwany agregatorem. Jego zadaniem jest pozyskanie i zagregowanie rozproszonych zasobów wytwórczych oraz udostępnianie zlokalizowanej w tych źródłach mocy operatorowi systemu przesyłowego OSP jako podmiotowi odpowiedzialnemu za bieżące bilansowanie systemu. Każda rozproszona jednostka wytwórcza pozyskana przez agregatora powinna zostać zarejestrowana przez operatora systemu przesyłowego OSP. W momencie wystąpienia potrzeby uruchomienia mocy rezerwowej operator OSP wysyła do agregatora polecenie aktywacji określonego poziomu mocy. Agregator potwierdza otrzymanie sygnału i niezwłocznie uruchamia zdalnie rozproszone jednostki wytwórcze w ilości odpowiadającej zadanemu poziomowi mocy, po czym potwierdza wykonanie polecenia. Aktywacja źródeł odbywa się na określony czas, wynikający z zawartej umowy, chyba że OSP wcześniej nada polecenie zakończenia. W celu właściwego rozliczenia każda jednostka biorąca udział w programie powinna zostać wyposażona we właściwy układ pomiarowy oraz podlegać rejestracji przez OSP. Podstawowym elementem wyposażenia powinien być prawidłowo zainstalowany i oznaczony licznik energii elektrycznej, pozwalający na właściwe rozliczenie ilości energii wyprodukowanej na polecenie OSP.

Tabela 1. Koszty wytworzenia 1 MWh

Moc zespołu [MW]	0,2	0,5	0,8	1,5
Zużycie paliwa (ON) [l/MWh]	290	270	260	257
Cena paliwa [zł/l]	4,99	4,99	4,99	4,99
Koszt paliwa [zł/MWh]	1447	1347	1297	1282
Koszty eksploatacyjne [zł/MWh]	205	183	175	163
Marża 10% [zł]	165	153	147	1145
Suma [zł/MWh]	1817	1683	1620	1590

Tabela 2. Nakłady inwestycyjne przystosowania agregatu do pracy synchronicznej

Moc generatora [MW]	0,2	0,5	0,8	1,5
Instalacja układu synchronizacji [zł]	20 000	25 000	28 000	30 000
Instalacja układów zdalnego sterowania [zł]	8 000	8 000	8 000	9 000
Koszty projektów i uzgodnień [zł]	2 000	3 000	4 000	4 500
Prace budowlane [zł]	1 000	2 500	4 000	6 000
Razem [zł]	31 000	38 500	44 000	49 500
Przeliczenie na MW [zł/MW]	155 000	77 000	55 000	33 000

2.3. Koszty produkcji energii

Koszty zmienne związane są z wyprodukowaniem energii elektrycznej na polecenie OSP i ściśle zależą od kosztów paliwa. W tabeli 1 przedstawiono koszt wytworzenia 1 MWh dla najpopularniejszego segmentu zespołów prądotwórczych zasilanych olejem napędowym.

Koszt związany z przystosowaniem awaryjnych zespołów prądotwórczych do pracy synchronicznej na polecenie OSP dotyczy wyposażenia agregatu w sterownik z funkcją synchronizacji, niezbędny osprzęt wraz z układami automatyki, układ pomiarowy oraz układ do zdalnego sterowania. W tabeli 2 przedstawiono zestawienie tych kosztów w zależności od mocy awaryjnego zespołu prądotwórczego wraz z przeliczeniem na 1 MW mocy.

3. Wykorzystanie agregatów – ujęcie ekonomiczne

Istotnym czynnikiem z punktu widzenia wykorzystania agregatów prądotwórczych jako rezerwowych źródeł energii jest opłacalność ich wykorzystania do produkcji energii. Ponieważ koszty wyprodukowania 1 MWh energii elektrycznej przy pomocy agregatu są stosunkowo wysokie, przeprowadzono analizę porównawczą tych kosztów z cenami energii elektrycznej występującymi w ostatnich latach na rynku energii w Polsce.

3.1. Analiza rynku kasowego SPOT

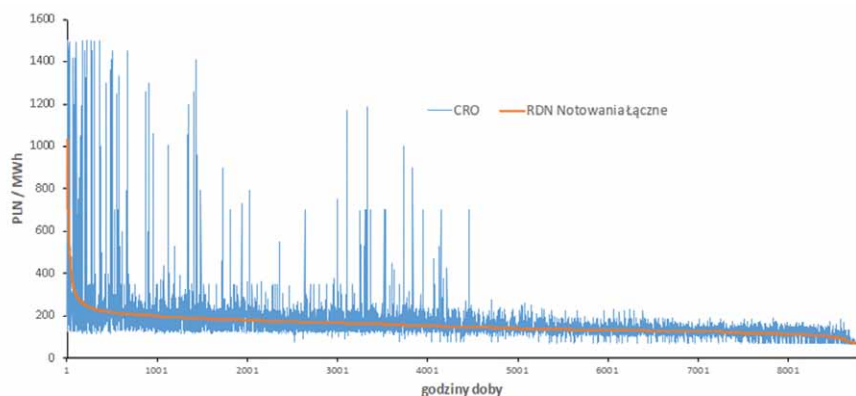
Na rynku kasowym SPOT towary, papiery wartościowe lub waluty są sprzedawane w transakcjach kasowych i dostarczane bezpośrednio kupującemu. Transakcje dokonywane na tym rynku są opłacane w momencie ich zawarcia. Na rysunkach 1 i 2 przedstawiono uporządkowane od maksymalnej do minimalnej ceny energii występujące na rynku dnia następnego RDN i uzupełniającym go rynku technicznym (bilansującym) RB wg kolejnych godzin doby. Rys. 1 przedstawia dane z roku 2017, a rys. 2 z trzech kwartałów roku 2018.

Z analizy danych wynika, że warunki techniczne systemu (dostępne moce, przyjęte pasma wytwórcze) nie są dostatecznie odzwierciedlone na rynku giełdowym [4]. W roku 2017 występowały sytuacje, gdy cena około 200 zł/MWh na RDN była wyceniana na RB na poziomie 500–1000 zł/MWh. Ponadto w roku 2018 zdecydowanie wzrosły poziomy cen, powszechne na rynku były godziny, w których 1 MWh kosztowała ponad 300 zł.

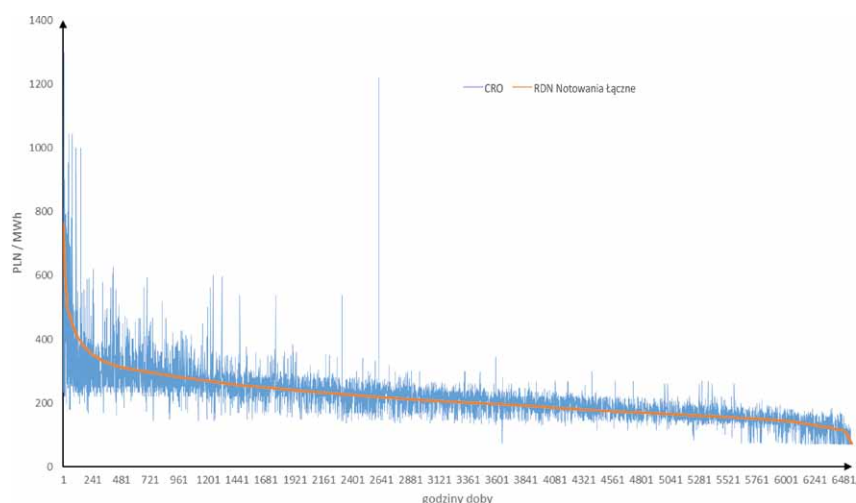
3.2 Analiza czasu wykorzystania cen

Koszty wytworzenia energii przez agregat powinny być niższe niż aktualnie występująca cena. Do określenia opłacalności wykorzystania agregatów prądotwórczych jako źródeł energii niezbędna jest znajomość

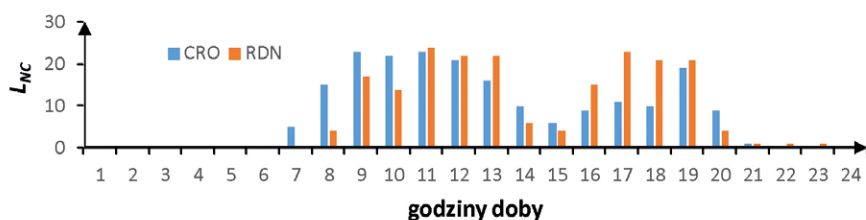
reklama



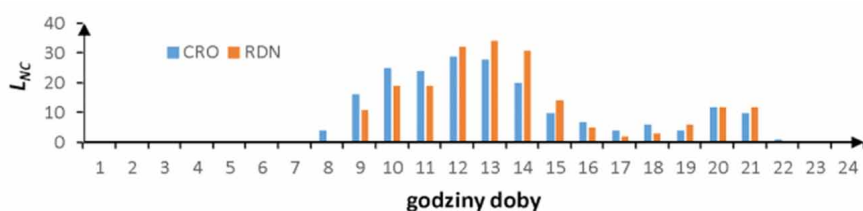
Rys. 1. Uporządkowane ceny energii na rynku RDN i RB w roku 2017



Rys. 2. Uporządkowane ceny energii na rynku RDN i RB w 3 kwartałach roku 2018



Rys. 3. Rozkład 200 maksymalnych cen RB i RDN w ujęciu dobowym w roku 2017



Rys. 4. Rozkład 200 maksymalnych cen RB i RDN w ujęciu dobowym w trzech kwartałach roku 2018

podaż dobowo-godzinowej energii na rynku. Przewiduje się krótkotrwałe ich wykorzystanie przy sprzyjających warunkach ekonomicznych. Często cena na rynku bilansującym wynika z wykorzystania przez operatora najdroższych ofert wytwórczych, niezbędnych dla pokrycia nieplanowanego poboru energii elektrycznej.

Na rysunkach 3 i 4 przedstawiono rozkłady maksymalnych 200 godzinowych cen na polskim rynku w roku 2017 oraz w 3 kwartałach roku 2018. Jako LNC podawana jest liczba godzin, w których wystąpiło 200 najwyższych cen w ciągu zadanego okresu. Analizy te dają obraz, w których godzinach występują niedobory energii w KSE. Według przedstawionych danych wysokie ceny energii występują przede wszystkim w godzinach 8–14 i 19–21. Okresy te mają znaczenie dla wykorzystania agregatów, które często do uruchomienia wymagają dodatkowej obsługi. Okres 8–14 to czas, w którym obsługa znajduje się na miejscu i wytwarzanie energii w źródłach rezerwowych nie wymaga dodatkowego nakładu kosztów operacyjnych. Analiza potwierdza zatem możliwość wykorzystywania tych źródeł do uzupełnienia produkcji energii elektrycznej w okresie występowania wysokich cen.

4. Wnioski


Przedstawiona powyżej analiza potwierdza, że istnieją przesłanki ekonomiczne do wykorzystania agregatów prądowców jako źródeł rezerwowych energii elektrycznej w chwili występowania wysokich cen na rynku. Wykorzystanie tych źródeł dla wzmocnienia strony podaźowej KSE ma uzasadnienie ekonomiczne już w dzisiejszych warunkach rynkowych. Z analizy rozkładów dobowych cen wynika, że występują przedziały, kiedy ceny energii przyjmują wysokie wartości – szczególnie w okresach minimalnej rezerwy systemowej. Prognozuje się przy tym, że ceny nadal będą rosły z uwagi na wzrost zapotrzebowania i brak jednoczesnego wzrostu strony podaźowej oraz wprowadzenie opłaty stałej za gotowość lub za moc (usługa DSR, a od 2021 – Rynek Mocy). Wobec tego wykorzystanie agregatów prądowców w wybranych godzinach

doby może korzystnie wpłynąć na bilans mocy w systemie i jednocześnie być opłacalne dla właścicieli tych źródeł. Wzmocnienie strony podażowej na rynku energii może być realizowane poprzez wykorzystanie agregatów w ramach usługi DSR lub bilansowania w grupach (klastery, wirtualna elektrownia) [1]. Praca agregatu prądotwórczego polegać będzie wtedy na uzupełnianiu produkcji energii elektrycznej w zagregowanej grupie wytwórczej źródeł rozproszonych. Uzyskana wówczas średnia ważona ceny energii elektrycznej w takiej grupie, mimo wysokich kosztów wytwarzania energii przez agregat, będzie niższa niż cena energii na rynku. Należy zwrócić uwagę, że od 2019 roku zostały zniesione limity cenowe na rynku hurtowym (bilansującym), co automatycznie przełożyło się na limity cenowe na Towarowej Giełdzie Energii TGE. Obecnie cena może być kształtowana w przedziale od -50 000 PLN do 50 000 PLN. Zmieniły się również zasady wyznaczania cen na rynku bilansującym dla wytwórców ulegających nieoczekiwanym odstawieniom. Do tej pory w przypadku, gdy w ostatnim momencie blok wypadał ze stosu ofert, zastępowała go następna oferta. Czyli mogły się zdarzyć przypadki, gdzie blok z wyceną energii dla danej godziny na poziomie 300 zł/MWh został odstawiony z uwagi na awarię, a w jego miejsce został wprowadzony blok z kolejną ofertą ze stosu, niezależnie od różnicy cen – czyli np. 1000 zł/MWh. Wówczas najwyższa cena wyznaczała cenę rozliczeniową (CRO). Od 1 stycznia 2019 roku w analogicznym przypadku do wyznaczenia ceny zostaną użyte ceny z pierwotnych ofert oraz cena wyliczona z kosztu wytwarzania dla ofert, które w pierwotnym stosie się nie zmieściły. Dzięki tej zmianie ryzyko wzrostu cen energii ponad poziom kilkuset złotych zostało ograniczone. Nie zmienia to faktu, że obecnie ceny rozliczeniowe kształtują się na podobnym poziomie jak przed zniesieniem limitów. Jednak występująca tendencja do pojawiania się okresowo wysokich, porównywalnych z kosztami eksploatacji agregatów prądotwórczych, cen energii na rynku daje podstawę do ekonomicznie uzasadnionego wykorzystania ich jako rezerwowych źródeł energii elektrycznej.

Literatura

- [1] RĄCZKA J., SWORA M., STAWIANY W.: *Generacja rozproszona w nowoczesnej polityce energetycznej – wybrane problemy i wyzwania*. NFOŚiGW, Warszawa 2012.
- [2] POPCZYK J.: *Energetyka rozproszona*. Polski Klub Ekologiczny, Warszawa 2011.
- [3] PASKA J.: *Wytwarzanie rozproszone energii elektrycznej i ciepła*. Politechnika Warszawska, Warszawa 2010.
- [4] URBANEK D., PASKA J., PAWLAK K., TERLIKOWSKI P., KALIŃSKI J.: *Analiza działania rynku bilansującego. Rynek energii elektrycznej. Rozwój, polityka, ekonomia*. Monografia Politechniki Lubelskiej, Lublin 2018.
- [5] Materiał informacyjny opracowany w Departamencie Rozwoju Systemu PSE SA. *Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016–2035*. Konstancin-Jeziorna, PSE SA, 20 maja 2016.
- [6] PISTEŁOK P.: *Jednostka prądotwórcza z generatorem z magnesami trwałymi – wyniki badań*. „Zeszyty Problemowe – Maszyny Elektryczne” 1 (101)/2014.

Niniejszy artykuł powstał w ramach prac związanych z międzynarodowym projektem pt. „Generacja rozproszona i elastyczne struktury popytu na energię w przemyśle” (RELflex), w ramach inicjatywy ERA-Net Smart Grids Plus. Projekt finansowany przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju, zgodnie z umową nr SMARTGRIDSPLUS-3/1/2019

 mgr inż. Edmund Ciesielka,
e-mail: ciesiel@agh.edu.pl

dr inż. Paweł Dybowski,
e-mail: dybowski@agh.edu.pl

mgr inż. Jakub Wójcik,
e-mail: jakubwojcik@agh.edu.pl

prof dr hab. inż. Zbigniew Hanzelka,
e-mail: hanzel@agh.edu.pl

Akademia Górniczo-Hutnicza,
Wydział Elektrotechniki, Automatyki,
Informatyki i Inżynierii Biomedycznej,
Katedra Energoelektroniki i Automatyki
Systemów Przetwarzania Energii

artykuł recenzowany

reklama