

Wytwarzanie energii elektrycznej – diagnoza i terapia

Streszczenie. W artykule przeanalizowano stan i dalszy rozwój krajowego sektora wytwarzania energii elektrycznej w świetle najnowszych raportów Międzynarodowej Agencji Energetycznej, wskazujących potencjalne trendy i perspektywy w światowej energetyce. Na tle przewidywanego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną wskazano na możliwość istotnego ograniczenia emisji CO₂ drogą zastąpienia przestarzałych, nieefektywnych elektrowni węglowych, nowymi wysokosprawnymi blokami w zaawansowanej technologii węglowej oraz blokami gazowo-parowymi. Oceniono możliwości rozwoju energetyki jądrowej oraz odnawialnych źródeł energii. Wskazano na wagę problematyki efektywności użytkowania energii oraz zarządzania energią po stronie popytowej.

Abstract. The paper analyzed the further development of the national electricity generation sector including the latest reports of the International Energy Agency, indicating the potential trends and prospects in the global energy sector. On the background of the anticipated increase in electricity demand, indicated the possibility of a significant reduction in CO₂ emissions through the replacement of obsolete, inefficient coal-fired power plants, with high efficiency advanced coal power units and combined gas-steam units. Rated opportunities for development of nuclear power and renewable energy sources. Pointed to the importance of the efficiency of energy use and the demand side management. **Generation of electricity - diagnosis and therapy**

Słowa kluczowe: krajowy system elektroenergetyczny, struktura paliwowa elektrowni, odnawialne źródła energii, efektywność użytkowania energii.

Keywords: national electricity system, fuel structure of energy sources, renewable energy sources, the efficiency of energy use.

Artykuł jest trzecim z planowanej serii sześciu publikacji prezentujących Raport „Energia Elektryczna Dla Pokoleń” (REEDP), przyjęty 16 marca 2016 r. przez ZG SEP i 11 kwietnia 2016 r. przez II Kongres Elektryki Polskiej, a następnie wsparty wspólną uchwałą XXV Kongresu Techniki Polskiej i III Światowego Zjazdu Inżynierów Polskich z 17 czerwca 2016 r. Prace nad REEDP podjęto w grudniu 2014 r. Dysponentem raportu jest ZG SEP.¹ Jest to studium wielopokoleniowej strategii rozwojowej obejmującej problematykę zapewnienia podstaw bezpieczeństwa energetycznego Polski w realiach XXI w. Raport ma charakter ekspercki, a jego adresatami są główni decydenci polityczni: Prezydent, Sejm i Senat, Premier i Rada Ministrów, właściwe urzędy centralnej administracji państwowej oraz właściwe instytucje ze sfery B+R, podmioty gospodarcze i organizacje pozarządowe.

Baza wytwórcza polskiej energetyki – diagnoza

Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE) jest jednym z większych w Europie. Moc zainstalowana w krajowych elektrowniach przekroczyła w 2015 r. poziom 40 GW. Około 94% tej mocy jest zainstalowane w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych. Dominującą rolę w strukturze paliwowej mocy („energymix”) odgrywają elektrownie zawodowe opalane węglem kamiennym i brunatnym (29,8 GW), co stanowi łącznie ponad 78% całkowitej mocy zainstalowanej w KSE.

Stopień dekapitalizacji majątku wytwórczego krajowej elektroenergetyki jest bardzo duży, średni wiek bloku energetycznego to ok. 40 lat. Ostatnie bloki klasy 125 MW zainstalowano w Polsce 45 lat temu, weszły więc w wiek „matuzaleмовy”. 26 bloków klasy 200 MW ma ponad

40 lat, a pozostałe (nie licząc rewitalizowanych 6 bloków w elektrowni Turów) eksploatowane są ponad 30 lat. Oba bloki 500 MW przekroczyły już 35 lat swego istnienia. Najmłodszy z bloków klasy 370 MW w Elektrowni Opole ma wprawdzie tylko 18 lat, ale pierwsze bloki Elektrowni Bełchatów pracują już 30 lat. Stan ten jest konsekwencją kilkunastoletniego (na przełomie wieków) zastoju w budowie nowych mocy wytwórczych.

Oddane do eksploatacji w latach 2008-2011 (po wspomnianym zastoju inwestycyjnym) trzy nowoczesne bloki na parametry nadkrytyczne w Elektrowniach: Pątnów (460 MW), Łagisza (460 MW) i Bełchatów (858 MW), a także podjęte ostatnio i realizowane inwestycje w Elektrowniach: Kozienice, Opole, Jaworzno III (bloki na węgiel kamienny klasy 900-1000 MW), Turów (blok 460 MW na węgiel brunatny) i w Elektrociepłowniach: Stalowa Wola, Włocławek (bloki gazowo-parowe klasy 460 MW), Płock (blok gazowo-parowy 596 MW) i Gorzów (blok gazowo-parowy 125 MW) nieco łagodzą sytuację, proces ten musi być jednak kontynuowany.

Działania na rzecz bezpieczeństwa elektroenergetycznego kraju w odniesieniu do sektora wytwórczego energii elektrycznej obejmować więc muszą dążenie do zapewnienia odpowiedniego poziomu mocy wytwórczych oraz dywersyfikacji struktury wytwarzania tej energii [5], [13].

Zagrożenia, profilaktyka

Przewidywany okres eksploatacji bloków węglowych wynosi 40 – 45 lat, więc samo odnowienie istniejącego potencjału wymaga wybudowania w ciągu najbliższych kilkunastu lat źródeł o łącznej mocy od 12 do 16 GW. Implikuje to konieczność zdecydowanych działań odtworzeniowych i modernizacyjnych nakierowanych na zabezpieczenie długoterminowych dostaw energii elektrycznej dla krajowej gospodarki.

¹ Raport został wydany na zlecenie ZG SEP w formie książki przez Centralny Ośrodek Szkolenia i Wydawnictw SEP – COSiW, ISBN 978-83-61163-64-0. Dostęp do REEDP i dokumentów związanych: www.sep.com.pl

Należy wskazać na niebezpieczeństwo, jakie niesie ze sobą unijna polityka zaostrzania norm emisji zanieczyszczeń. Od 2016 r. zacznie obowiązywać dyrektywa o emisjach przemysłowych (IED), która spowoduje konieczność wyłączenia części najstarszych bloków, o łącznej mocy 4 ÷ 6 GW.

Niemal pewne są realizacje do 2020 r. bloków gazowo-parowych klasy 460 MW w EC Żerań, w Elektrowni Łagisza i w ZA Puławy, celowa byłaby jednak budowa jeszcze kilku zaawansowanych technologicznie bloków węglowych klasy 900 MW np. w Elektrowni Północ (2x900 MW), Elektrowni Rybnik (900 MW), Elektrowni Ostrołęka (900 MW), czy nowej Elektrowni Czeczott (900 MW) oraz bloków gazowo-parowych w EC Bydgoszcz, EC Pomorzany, czy też w Grudziądzu. Niepewność co do faktycznego uruchomienia planowanych dalszych projektów inwestycyjnych może implikować określone ryzyka dla stabilności pracy KSE oraz w zakresie możliwości zaspokojenia przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną w perspektywie następnych dziesięcioleci.

Na bezpieczeństwo energetyczne, w dłuższym horyzoncie czasowym, negatywnie wpływa brak instrumentów systemowych, za pomocą których organy Państwa mogą oddziaływać na zachowania wytwórców energii. Z powodu zbyt dużego ryzyka regulacyjnego i cenowego, w latach 2010 – 2014 przedsiębiorcy zrezygnowali z budowy kilku nowych jednostek wytwórczych, planowanych do przyłączenia do krajowej sieci elektroenergetycznej.

“Energy mix” w polskich warunkach

Wg kolejnych Raportów Międzynarodowej Agencji Energetycznej (Energy Outlook WEO-2013 i WEO-2014), w wymiarze globalnym paliwa kopalne nadal będą zaspokajać przeważającą część światowego zapotrzebowania na energię, wpływając na powiązania pomiędzy energią, środowiskiem i zmianami klimatu. Oczywiście dalej rozwijać się będą odnawialne źródła energii, których udział w sektorze elektroenergetyki prawdopodobnie przekroczy 30% w 2040 r., wyprzedzając udział gazu ziemnego i zbliżając się do poziomu udziału węgla, pozostającego jednak wciąż wiodącym paliwem do produkcji energii elektrycznej.

Z raportu wynikają ważne wskazówki dla dalszego rozwoju krajowego sektora wytwórczego energii elektrycznej. Struktura paliwowa krajowej elektroenergetyki (tzw. „energy mix”) wymaga odejścia od monostruktury węglowej, co wynika z potrzeby spełnienia wymagań pakietu klimatyczno-energetycznego Unii Europejskiej, określanego skrótowo 3 x 20% do 2020 r. i dalszego ograniczania emisji zanieczyszczeń w następnych latach. Zachowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej dla krajowej gospodarki nakazuje jednak, aby zmiany w miksie energetycznym dokonywać stopniowo, z uwzględnieniem kosztów sektora energetyki i całej gospodarki oraz w oparciu o ocenę surowcowych zasobów kraju, tj. węgla kamiennego – a przede wszystkim węgla brunatnego. Proces dekarbonizacji energetyki nie może wyprzedzać tempa wynikającego z postępu technologii (wzrostu efektywności).

Na świecie wzrasta i prognozy wskazują że będzie dalej wzrastać zużycie węgla, który jest źródłem najtańszej energii elektrycznej. W latach 2010 – 2013 wzrosło ono o 21% w Indiach, o 14% w Chinach, o 11% w Rosji i o 3% w Niemczech (mimo programu „Energiewende”). Unia Europejska próbuje wprawdzie odzegnożyć się od węgla, ale również zwiększyła w ostatnich latach import tego paliwa. W strukturze paliwowej elektroenergetyki na świecie od dziesiątków lat niezmiennie dominuje węgiel. Światowa

produkcja energii elektrycznej z węgla w 2012 r. wyniosła 9168 TWh, co stanowi 40,4% całej produkcji światowej (22668 TWh) [2].

Zasoby rodzimych paliw, węgla kamiennego, a zwłaszcza brunatnego decydują o tym, że Polska jest obecnie oraz w określonej perspektywie w gronie najbardziej bezpiecznych energetycznie krajów UE.

Uzależnienie od importu surowców energetycznych całej Unii Europejskiej wynosi ok. 53%, natomiast Polska z uzależnieniem w wysokości 25,5% jest w pierwszej trójce najmniej uzależnionych państw Europy.

W warunkach Polski, której energetyka oparta jest na węglu, niezwykle istotne są m.in. jednoznaczne stwierdzenia wcześniejszych Raportów WEO wskazujących, że technologia wychwytywania i składowania CO₂ (CCS - Carbon Capture and Storage) zacznie odgrywać rolę dopiero pod koniec okresu objętego prognozą, tj. przed rokiem 2040 [1]. Raporty wskazują jednocześnie na możliwość istotnego ograniczenia emisji CO₂ drogą zastąpienia przestarzałych, nieefektywnych elektrowni węglowych, nowymi blokami energetycznymi w zaawansowanej technologii na parametry nadkrytyczne i ultranadkrytyczne. Ta opcja rozwoju energetyki węglowej jest wskazywana jako podstawowa także przez VGB PowerTech e.V. (Stowarzyszenie Eksploatatorów Dużych Elektrowni), do którego należy 478 firm z 34 krajów, reprezentujących elektrownie o mocy 520 GW) [3].

Dlatego podjęte w kraju inwestycje w zaawansowane technologicznie bloki węglowe i gazowo-parowe są aktualnie właściwym kierunkiem działania w obszarze odtwarzania i rozbudowy krajowego parku elektrowni, co daje czas na opracowanie, w perspektywie wieloletniej, innych rozwiązań w zakresie wytwarzania.

Podstawowa rola węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej wynika dziś z dużych mocy jednostkowych (do 1000 MW), coraz wyższej sprawności dzięki rosnącym parametrom i nowoczesnym rozwiązaniom technologicznym, wysokiej dyspozycyjności, spełniania wymagań regulacyjnych UCTE i skutecznych systemów ochrony środowiska. Zdawać sobie jednak trzeba sprawę, że dywersyfikacja bazy paliwowej i dążenie do zrównoważonego „energy mix” będzie ograniczać stopniowo udział węgla w krajowej produkcji energii elektrycznej z obecnych ok. 85% do ok. 45 ÷ 55% w drugiej połowie XXI wieku.

Poza wysoką sprawnością, spełniającą oczekiwania zarówno ekonomiczne jak i środowiskowe, niemniej istotnym powodem, dla którego konieczny jest udział w systemie elektroenergetycznym odpowiednio dużej liczby źródeł energii stabilizujących sieć, a więc elektrowni systemowych, jest wzrastający udział źródeł odnawialnych, a zwłaszcza niestabilnych elektrowni wiatrowych (i w przyszłości fotowoltaicznych). Tworzy on w systemie elektroenergetycznym sytuację, w której zarówno po stronie odbiorców energii (popytowej), jak i po stronie wytwórców występują coraz głębsze i coraz częstsze wahania, trudne do przewidzenia z odpowiednią pewnością [12].

Paliwem, które znacznie zwiększa swój udział w światowym bilansie do 2040 r., jest gaz ziemny. Zarówno czynniki po stronie podaży, jak i popytu wskazują – według raportów WEO – na ogromną przyszłość gazu ziemnego, w tym gazu niekonwencjonalnego. Poziom światowego handlu gazem do 2040 r. podwaja się, z czego jedna trzecia przyrostu kierowana jest do Chin [3]. Na gaz ze źródeł niekonwencjonalnych (gaz łupkowy, tight gas) przypada aktualnie połowa szacowanych zasobów surowca. Z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego korzystne jest to, że zasoby gazu niekonwencjonalnego są znacznie bardziej rozproszone geograficznie niż zasoby gazu

konwencjonalnego. Na terytorium Polski prawdopodobnie mogą być znaczne złoża gazu łupkowego, ale ich udostępnianie jest trudne i obciążone dużym ryzykiem [22].

Aktualnie w elektrowniach i elektrociepłowniach opalanych gazem jest zainstalowanych w Polsce ok. 1000 MW, co daje ok. 3% udziału w strukturze paliwowej całej produkcji krajowego sektora wytwarzania energii elektrycznej, podczas gdy w Unii Europejskiej udział ten jest na poziomie 20%. Znajdujące się aktualnie w budowie oraz ogłoszone przetargi na budowę kolejnych bloków gazowo-parowych zwiększą moc zainstalowaną w jednostkach gazowych w 2020 r. do poziomu ok. 4000 MW, ten kierunek zmian w krajowym „energymix” jest więc aktywnie realizowany [17].

Energetyka jądrowa, podobnie jak odnawialne źródła energii, pod względem oddziaływania na środowisko traktowana jest jako źródło bezemisyjne. Po awarii w Fukushima przeciwnicy opcji jądrowej uzyskali poparcie dla swych tez o ryzykowności stosowanych rozwiązań, ale mimo to energetyka jądrowa rozwija się nadal ze względu na jej potencjał w ograniczeniu emisji CO₂ i spełnianiu celów narodowych w tej dziedzinie. W światowym „energymix” energia jądrowa stanowi obecnie 18%, a w Unii Europejskiej nawet blisko 30%. W 2013 r., w 31 krajach świata znajdowało się w eksploatacji 437 reaktorów jądrowych o łącznej mocy ok. 390 GW, w budowie znajduje się dalsze 67, a ok. 200 jest planowanych do uruchomienia do 2030 r. Europa ze 183 blokami jądrowymi stanowi blisko połowę aktywów jądrowych świata; w 16 krajach są budowane bądź planowane nowe bloki jądrowe [3].

Większość krajowych prognoz i bilansów zapotrzebowania na energię elektryczną i moc przewiduje (przynajmniej wariantowo) rozpoczęcie po 2025 r. produkcji energii elektrycznej w elektrowni jądrowej. Jeśli tak się stanie, to energia jądrowa stanie się nowym składnikiem krajowego bilansu energetycznego i stanowić będzie w przyszłości jeden ze stabilizatorów bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej dla gospodarki [4]. Oprócz produkcji czystej energii elektrycznej, bez skażeń powietrza, wody i gleby, jednym z ważnych czynników rozwoju energetyki jądrowej jest jej efektywność ekonomiczna, która zawsze jest ważnym kryterium podejmowania decyzji inwestycyjnych. Struktura kosztów energetyki jądrowej charakteryzuje się wysokimi nakładami na budowę i niskimi kosztami eksploatacji. Dlatego istniejące elektrownie jądrowe są oceniane jako źródła taniej energii elektrycznej. Istotne jest także i to, że czas pracy nowych generacji elektrowni jądrowych wynosi ok. 60 lat. Oznacza to, że budowane dziś elektrownie jądrowe będą źródłami energii elektrycznej jeszcze w latach osiemdziesiątych tego wieku. Wszystkie te czynniki wskazują dość jednoznacznie na potrzebę pojawienia się w krajowym „energymix” także energetyki jądrowej.

W skali globalnej na Chiny i Unię Europejską, główne siły napędowe rozwoju energetyki OZE, przypadnie prawie połowa prognozowanego wzrostu produkcji z tych źródeł (udział ponad 30% w 2040 r.).

Także w Polsce coraz bardziej znaczącym składnikiem krajowego „energymix” będą odnawialne źródła energii, których rozwój we wszystkich technologiach zależy od utrzymania systemu ich wsparcia. Niestety, ze względu na przerywany charakter pracy słonecznych i wiatrowych źródeł energii oraz małą gęstość energii i odpowiednio wielkie zapotrzebowanie terenu, odnawialne źródła energii nie są konkurencyjne ekonomicznie w warunkach gospodarki rynkowej. Czynnikiem napędzającym produkcję energii elektrycznej z OZE są strategie rządowe, w tym przede wszystkim różne formy subsydiowania [6].

Panuje dość powszechne przekonanie, że szeroka struktura „energymix” stanowi najlepszą podstawę dla bezpieczeństwa elektroenergetycznego, przyjaznego środowiska i uzasadnia ekonomicznie koszty dostarczenia energii. Trzeba jednak planować strukturę „energymix”, w perspektywie wieloletniej, w ścisłym powiązaniu z posiadanymi zasobami paliw a także z rozwojem nowych technologii wytwarzania, które będą musiały zastępować aktualnie użytkowane technologie w miarę wyczerpywania się określonych zasobów paliw kopalnych.

Z powyższych stwierdzeń wynika, że struktura paliwowa („energymix”) polskiej elektroenergetyki powinna uwzględniać w okresie najbliższych dziesięcioleci udział węglowych bloków energetycznych na parametry nadkrytyczne na poziomie 45 ÷ 55%, zwiększenie udziału niskowęglowego paliwa jakim jest gaz do poziomu co najmniej 15%, pojawienie się energetyki jądrowej z udziałem ok. 15 ÷ 20% oraz rozwój OZE do poziomu ok. 20%. Tak zrównoważona struktura paliwowa stworzy podstawę dla dalszego rozwoju krajowych elektrowni, co jest szczególnie istotne wobec dominującego kierunku rozwoju niskoemisyjnej energetyki w Unii Europejskiej.

Rozbudowa źródeł wytwórczych

Dotychczasowe prognozy, dotyczące możliwości pokrycia przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną w kraju, wskazują na konieczność dalszej rozbudowy krajowego parku elektrowni. Wszystko wskazuje na to, że mimo ambitnych celów polityki klimatycznej, w najbliższych latach węgiel będzie nadal stanowił istotne źródło wytwarzania energii nie tylko w Polsce, ale również u naszych sąsiadów i to przy znaczącym udziale węgla z importu. W Polsce, poza budowanymi aktualnie pięcioma blokami węglowymi mogą i powinny jeszcze powstać jednostki opalane węglem, w tym planowany do uruchomienia kompleks górnico-energetyczny Gubin, z elektrownią wykorzystującą rodzimy węgiel brunatny.

Zobowiązania dotyczące ograniczania emisji gazów cieplarnianych zmuszają do poszukiwania rozwiązań niskoemisyjnych w zakresie wytwarzania energii elektrycznej. Wykorzystywać należy wszystkie dostępne technologie wytwarzania energii z węgla przy założeniu, że będą prowadziły do redukcji zanieczyszczenia powietrza. Każdy nowy krajowy blok energetyczny, opalany węglem musi więc być blokiem nadkrytycznym z „rodziny 600°C”, tzn. na parametry z górnego przedziału osiągniętych dziś temperatur dla materiałów konstrukcyjnych, opartych na stali, tj. 600 ÷ 620°C, a w bliskiej przyszłości 650°C. Gwarantuje to osiągnięcie sprawności netto wytwarzania energii elektrycznej na poziomie 45%, co wiąże się z ograniczeniem emisji CO₂ do poziomu poniżej 750 kg/MWh, czyli o blisko 30% mniejszego od wycofywanych z eksploatacji bloków węglowych o sprawności 32 ÷ 33%. Musi to być ponadto blok zaprojektowany w wersji „capture-ready”, przewidujący wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla (technologie CCS) w przyszłości, kiedy instalacje takie będą opanowane technicznie, dostępne komercyjnie i znajdą uzasadnienie ekonomiczne. Walka z emisją CO₂ nie musi więc oznaczać walki z węglem [14], [16].

Wszystko wskazuje na rosnącą rolę gazu w strukturze paliwowej krajowej elektroenergetyki, stąd bardzo ważny jest wzrost zdolności wydobywczych krajowego gazu ziemnego, zwiększenie przepustowości gazowniczych systemów przesyłowych i magazynowych, a także rozwój połączeń transgranicznych (interkonektorów).

Gaz jako paliwo dla elektrowni ma trzy fundamentalne zalety: niską emisyjność, niskie nakłady inwestycyjne i krótki czas budowy. Emisja CO₂ na jednostkę

produkowanej energii w układach gazowych wynosi ok. 640 kg/MWh, zaś w układach kombinowanych gazowo-parowych tylko ok. 420 kg/MWh. Relatywnie niski koszt inwestycyjny oraz krótki czas budowy stwarza mniejsze ryzyko dla inwestora i pozwala stosunkowo szybko wypełnić lukę, wynikającą z długotrwałości procesu budowy wielkoskalowych źródeł węglowych, a tym bardziej jądrowych. Istotną zaletą jest także najwyższa spośród elektrowni spalających paliwa organiczne sprawność (do 60% przy wytwarzaniu tylko energii elektrycznej oraz ok. 90% w kogeneracji) [12], [17]. Ponadto elektrownie gazowe zdolne są pokryć zapotrzebowanie zarówno w podstawie wykresu obciążenia, jak i w strefie szczytowej, a szybkość reakcji w czasie rzeczywistym czyni je też dobrym partnerem dla źródeł wiatrowych. Stąd konieczne wydają się dalsze inwestycje w nowe źródła opalane gazem, w tym powrót do ww. planowanych inwestycji w Bydgoszczy, Pomorzanach, Blachowni, Grudziądzu.

Po 2025 r., czyli za ok. 10 lat, gdy zostanie już w pełni wprowadzony obowiązek zakupu uprawnień do emisji CO₂, ze względów ekologicznych i z potrzeby dywersyfikacji paliwowej w grupie elektrowni systemowych będzie w Polsce konieczne pilne wprowadzenie energetyki jądrowej do produkcji energii elektrycznej.

Przyjęte w „Programie Polskiej Polityki Jądrowej” (PPEJ) założenia odnośnie do mocy wytwórczych przewidują pojawienie się po 2030 r. energii jądrowej i oddawanie sukcesywne kolejnych bloków jądrowych do osiągnięcia 6000 MW zainstalowanej mocy. Budowa elektrowni jądrowej będzie wymagała akceptacji społecznej, a ponadto nieznanne dokładne nakłady inwestycyjne i źródła finansowania powodują, że PPEJ jest obciążony ryzykiem opóźnienia, a nawet – w skrajnym przypadku - brakiem możliwości realizacji.

W chwili obecnej rola energii wiatrowej w bilansie energetycznym Polski jest jeszcze niewielka. Jej zwiększenie zależy nie tylko od instalacji nowych mocy na lądzie, ale także instalacji „off-shore” na szelfie Morza Bałtyckiego. Duży potencjał tkwi także w podjęciu tematyki małych wiatraków dla gospodarstw indywidualnych, o ile spotka się to z masowym zainteresowaniem.

Niska prędkość wiatru w naszym kraju wskazuje na potrzebę opracowania własnych konstrukcji (o niskiej prędkości startowej), które będą projektowane i produkowane w kraju. Należy zwrócić uwagę na szansę stworzenia kierunku specyficznego dla Polski, który skoncentrowałby się na małej energetyce wiatrowej (3 ÷ 10 kW mocy pojedynczego wiatraka, odpowiadającego zapotrzebowaniu dużych gospodarstw domowych) [15].

Na szeroką skalę powinna być stosowana w Polsce biomasa, głównie pozyskiwana z upraw rolniczych (agroenergetyki). Wydaje się ponadto, że biomasa nie powinna być wyłącznie spalana bądź współpalana z węglem, ale w dużej części przetwarzana na biogaz. W kogeneracyjnych źródłach biogazowych (spalinowych agregatach kogeneracyjnych) jest szansa na użyteczne wykorzystanie 85% energii paliwa biogazowego. Rozwój generacji rozproszonej, wykorzystującej odnawialne źródła energii musi w Polsce iść w kierunku energetyki wiatrowej i biomasowej (biogazowej) [6].

Obserwowany stan rozwoju polskiej energetyki wodnej nie jest dobry i składa się na to cały szereg przyczyn. Najważniejszą z nich jest powszechny brak zrozumienia dla walorów, jakie reprezentuje energetyka wodna w porównaniu z innymi odnawialnymi źródłami energii. Jaskrawym przykładem jest sprawa Kaskady Dolnej Wisły, której pierwotny projekt przewidywał zbudowanie 8 elektrowni o łącznej mocy 1340 MW i produkcji rocznej 3880 GWh. Próby wznowienia budowy Kaskady spotykają

się jednak ze sprzeciwami organizacji proekologicznych, pragnących zachować Wisłę w stanie pierwotnym i wysuwających wręcz żądania rozebrania stopnia Włocławek.

W tej sytuacji w 1999 r. powstała koncepcja zakończenia zabudowy Dolnej Wisły stopniem Nieszawa z elektrownią przepływową o mocy 70 MW, którą należy zrealizować. W istniejącej sytuacji rozwój polskiej hydroenergetyki z konieczności będzie się ograniczał do budowy małych elektrowni wodnych (MEW).

Wzorem naszych zachodnich sąsiadów, należy oczekiwać w kraju także rozwoju wykorzystania energii słonecznej, w tym fotowoltaiki, choć jej udział w bilansie będzie mało znaczący ze względu na niewielką liczbę dni słonecznych w Polsce (ok. 1600 godz.) oraz duży udział promieniowania rozproszonego (ok. 50% promieniowania całkowitego). Rozwijając OZE trzeba jednak mieć na uwadze, że obecnie żadna dostępna technologia odnawialnych źródeł energii, z wyjątkiem technologii wodnej, nie jest ekonomicznie opłacalna. Elektrownie wiatrowe, biomasowe i biogazowe funkcjonują dzięki subsydiowaniu.

Nie ulega wątpliwości, że zapewnienie bezpieczeństwa elektroenergetycznego Polski wymagać będzie w szczególności odpowiedniego poziomu inwestycji w moce wytwórcze, gwarantującego stabilność i bezpieczeństwo pracy KSE, w tym:

- odpowiedniego rozwoju źródeł podstawowych o przewidywalnej produkcji energii,
- rozsądnego rozwoju odnawialnych źródeł energii (OZE),
- zwiększenia mocy rezerwowych dla dynamicznego bilansowania niestabilnych źródeł opartych na OZE,
- efektywności wydobycia rodzimych paliw stałych i gazowych,
- zdywersyfikowanych dostaw paliw, w tym paliwa dla elektrowni jądrowych.

Ko- i trigeneracja w Polsce – szanse i zagrożenia – systemy małe i średnie

Rozwój kogeneracji w Polsce jest poważną szansą na zwiększenie efektywności energetycznej, a więc na ograniczenie zużycia paliw pierwotnych, emisji CO₂ i innych zanieczyszczeń. Zwiększenie wykorzystania technologii wysokosprawnego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w układach skojarzonych jest korzystną alternatywą dla zasilania systemów ciepłowniczych i dużych obiektów w energię, przyczyni się także do podniesienia lokalnego poziomu bezpieczeństwa energetycznego.

Obecnie ok. 50% ciepła użytkowego pochodzi ze skojarzenia z produkcją energii elektrycznej (z kogeneracji), pozostała część ciepła produkowana jest w ciepłowniach, w kotłach wodnych. W tych pozostałych 50% jest jeszcze spory potencjał, aby niespełniające wymogów środowiskowych kotły wodne przebudować na jednostki kogeneracyjne (węglowe lub gazowe). Głównym paliwem w polskich elektrociepłowniach jest węgiel kamienny. Szacuje się, że zwiększając udział produkcji ciepła w kogeneracji z obecnych 50% do ok. 75%, poprzez zamianę kotłów wodnych na jednostki kogeneracyjne oraz budując małe i średnie wyspowe systemy ciepłownicze zasilane z jednostek kogeneracyjnych, można zwiększyć produkcję energii w elektrociepłowniach o ok. 25 TWh energii elektrycznej, co oznacza podwojenie aktualnej produkcji w wysokosprawnej kogeneracji (ok. 26 TWh energii elektrycznej). Jest to zresztą zgodne z jednym z celów obowiązującej jeszcze „Polityki energetycznej Polski do 2030 r.” [5], która zakładała osiągnięcie dwukrotnego wzrostu produkcji energii elektrycznej

wytwarzanej w technologii wysokosprawnej kogeneracji już w 2020 r.

Myśląc o energii dla przyszłych pokoleń należy pamiętać, że jądrowe reaktory energetyczne mogą być źródłem ciepła dla elektrociepłowni. Energetyka dysponuje już doświadczeniem z pracy takich układów, a nowe elektrociepłownie jądrowe są obecnie proponowane, np. w Finlandii dla ogrzewania Helsinek.

W Polsce, gdzie układ centralnego ogrzewania Warszawy należy do największych w Europie, a konieczność obniżenia skażeń powietrza jest niewątpliwa, wprowadzenie elektrociepłowni jądrowych do systemu energetycznego stanowi atrakcyjną perspektywę.

Dzięki rozwojowi kogeneracji można zaoszczędzić rocznie od kilku do kilkunastu milionów ton węgla kamiennego i zmniejszyć emisję CO₂, co jest istotne wobec zaostrzającej się polityki klimatycznej. Oszczędność ta może przełożyć się także na zmniejszenie importu węgla zużywanego przez odbiorców komunalnych do celów grzewczych, których roczna konsumpcja wynosi około 24 milionów ton, co również jest ważne z perspektywy bilansu handlowego kraju.

Konieczny jest dalszy rozwój systemów sieci ciepłowniczych i wzrost liczby odbiorców do nich przyłączonych. W latach 1990 – 2015 nastąpiła szybka modernizacja systemów ciepłowniczych, której towarzyszyło wdrażanie efektywności energetycznej głównie u odbiorców (termomodernizacja budynków). Z ciepła sieciowego korzysta dziś ok. 40% gospodarstw domowych i liczba ta powinna ulegać systematycznemu zwiększaniu do ok. 60 – 65%. W systemach ciepłowniczych stare, wyeksploatowane źródła będą likwidowane i zastępowane źródłami kogeneracyjnymi małych i średnich mocy. Powinna następować systematyczna modernizacja sieci ciepłowniczych w kierunku zastosowania rur preizolowanych oraz montażu układów pomiarowych i indywidualnych węzłów ciepłowniczych u wszystkich odbiorców.

Celem powinno być stworzenie inteligentnych sieci ciepłowniczych, tj. systemów, które będą w stanie efektywnie integrować działania wszystkich podłączonych do nich użytkowników. Sieć inteligentna poza swoją podstawową funkcją (dostawa ciepła) powinna także spełniać inne funkcje, jak:

- stosunkowo łatwe przyłączanie nowych źródeł (np. kogeneracji rozproszonej),
- magazynowanie ciepła,
- przewidywanie zmian zapotrzebowania na ciepło,
- dwustronna komunikacja z konsumentem.

Musi być więc wyposażona w inteligentne systemy pomiarowe, sterowania i nadzoru. Spadek zapotrzebowania na ciepło systemowe wynikający z działań proefektywnościowych odbiorców powinien być równoważony poprzez pozyskanie nowych odbiorców, w tym na obrzeżach miast o małej gęstości zaludnienia, a zwłaszcza w małych ośrodkach miejskich.

Istotne jest także to, że rozwój systemów ciepłowniczych, zasilanych z wysokosprawnej kogeneracji spowoduje zmniejszenie zanieczyszczenia powietrza pyłami PM10 i PM2.5 oraz B(a)P, pochodzącymi w 80% z domowych pieców grzewczych (ze źródeł niskiej emisji). Ograniczy więc także koszty społeczne, wynikające ze złego stanu środowiska, przekładające się na ogromne kwoty wydawane na cele zdrowotne związane z leczeniem chorób płuc i układu krążenia.

Trigeneracja

Postęp technologiczny powinien umożliwić wykorzystanie ciepła systemowego na potrzeby klimatyzacji obiektów przyłączonych do sieci ciepłowniczych. U odbiorców powstanie nieuchronnie rynek chłodu, który produkowany z ciepła sieciowego poprawi znacząco pracę systemów w okresie letnim. Ze względu na obserwowane okresowe nadwyżki w wytwarzaniu ciepła w sezonie letnim należy dążyć do dalszego rozwoju kogeneracji w kierunku trigeneracji. Trigeneracja jest to skojarzone technologicznie wytwarzanie ciepła, energii elektrycznej oraz chłodu użytkowego, mające na celu zmniejszenie ilości i kosztu energii pierwotnej niezbędnej do wytworzenia każdej z tych form energii odrębnie. W systemach ciepłowniczych, w okresie letnim, trigeneracja poprawia efektywność ekonomiczną produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem przy niskim zapotrzebowaniu odbiorców na energię cieplną i zapotrzebowaniu na chłód użytkowy. Produkcja chłodu umożliwi efektywniejsze zagospodarowanie ciepła i tym samym zwiększenie ilości godzin pracy systemu ciepłowniczego. W Polsce trigeneracja jest rozwiązaniem idealnym na upalne lata, zwłaszcza w coraz liczniej powstających biurowcach, centrach handlowych i rozrywkowych, wyposażonych w centralne instalacje klimatyzacji. Dotyczy to także zakładów przemysłowych wielu branż oraz wielkopowierzchniowych magazynów, sklepów i hal sportowych. Paradoksalnie obecnie największe zapotrzebowanie na energię elektryczną w sezonie letnim obserwuje się w godzinach przedpołudniowych, kiedy urządzenia klimatyzacyjne pracują z pełną mocą. Równocześnie elektrownie, a w szczególności elektrociepłownie mają kłopoty z zagospodarowaniem ciepła wytwarzanego w kogeneracji i muszą ograniczać produkcję energii elektrycznej. Trigeneracja rozwiązuje ten problem, umożliwiając zrównoważenie zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło w okresie letnim i w konsekwencji zapobiega potencjalnemu załamaniu się dostaw energii elektrycznej w upalne dni. Trigeneracja jako nowa w warunkach Polski technologia skojarzonego wytwarzania różnych nośników energii powinna wejść na ścieżkę szybkiego rozwoju już w najbliższych latach.

Rozwój kogeneracji wykorzystującej paliwo węglowe będzie stabilizować popyt na krajowe miały energetyczne, jako że elektrociepłownie, w przeciwieństwie do odbiorców indywidualnych, akceptują gorsze parametry fizykochemiczne rodzimego węgla. Ponadto, wobec kurczących się zasobów węgla w naszym kraju warto używać go w jednostkach kogeneracyjnych, które charakteryzują się wykorzystaniem energii pierwotnej ze sprawnością ok. 80% czyli dwa razy większą od sprawności przeciętnej istniejącej elektrowni. Rozwój aglomeracji miejskich spowodował, że wiele pracujących elektrociepłowni znalazło się w obszarze intensywnej zabudowy mieszkaniowej, wobec czego pojawia się potrzeba stosowania paliwa mniej uciążliwego dla środowiska. Takim paliwem jest gaz, stąd obserwowane zainteresowanie nowoczesnymi, kogeneracyjnymi blokami gazowo-parowymi, które pozwalają na lepsze wykorzystanie dostępnego strumienia ciepła do produkcji energii elektrycznej. Jednym z głównych powodów rozwoju kogeneracji gazowej w Polsce jest konieczność dostosowania się do zaostrzających się norm ochrony środowiska, wymuszonych dyrektywą o emisjach przemysłowych (IED). Należy jednak wyraźnie podkreślić, iż budowa tych jednostek w większości przypadków opiera się na wierze w przedłużenie systemu wsparcia dla kogeneracji wynikającej zarówno z zapisów obecnej Polityki Energetycznej jak też prac w zakresie przyszłych regulacji.

Oczekiwane jest także zwiększenie podaży gazu i obniżenie jego ceny. W warunkach budowy w Polsce kilku jednostek gazowo-parowych i planowanych dalszych, kogeneracja gazowa wpłynie korzystnie na krajowy rynek paliw, dywersyfikując go.

Stymulatory rozwoju ko- i trigeneracji – systemowe mechanizmy wsparcia

Dzisiejsze relacje kosztów paliwa i przychodów z energii i ciepła nie pozwalają na uzyskanie rentowności jednostek kogeneracyjnych. Dla osiągnięcia zakładanych celów niezbędne jest stymulowanie rozwoju kogeneracji (z uwzględnieniem źródeł średnich i małych - poniżej 1 MW) poprzez mechanizmy wsparcia oraz odpowiednią politykę gmin. Inwestorzy oczekują stabilnego i długoterminowego systemu wsparcia dla kogeneracji, gwarantującego uzyskanie rentowności produkcji. Tymczasem Ministerstwo Gospodarki przedłużyło system żółtych i czerwonych certyfikatów tylko do 2018 r. Należy mieć nadzieję, że nie jest to wynik braku woli wprowadzenia rozwiązań długoterminowych, lecz potrzeba stworzenia mechanizmu optymalizującego koszt systemu wsparcia przenoszony na odbiorców energii.

Sprzyjąc temu powinny wytyczne Komisji Europejskiej (KE) dotyczące zasad dozwolonej pomocy publicznej dla OZE i kogeneracji (EEAG), obowiązujące od 1 lipca 2014 r. W tych dokumentach KE wyraźnie podkreśla, że dla osiągnięcia celu jakim jest poprawa efektywności wytwarzania energii i redukcja emisji CO₂, można długoterminowo wspierać kogenerację i OZE. Ważne by robić to w sposób minimalizujący koszt przenoszony na odbiorców energii i gwarantujący, że wytwórcy nie będą beneficjentami nadmiernej pomocy. KE wyraźnie zaznacza, że w określonych warunkach, gdy koszty przekraczają przychody, wieloletnie wsparcie jest dopuszczalne.

Jeden z celów aktualnej Polityki Energetycznej Polski (PEP 2030) zakładał stymulowanie rozwoju kogeneracji poprzez mechanizmy wsparcia, z uwzględnieniem kogeneracji ze źródeł poniżej 1 MW, oraz odpowiednią politykę gmin. Cel nie został zrealizowany pomimo znacznych nakładów przeznaczonych z budżetu. Zabrakło również oceny efektywności funkcjonującego systemu [7].

Projekt Polityki Energetycznej Polski do 2050 r. (PEP 2050) zakłada kontynuację celu podwojenia w 2030 r. produkcji energii w wysokosprawnej kogeneracji w stosunku do 2006 r., więc wszystko wskazuje na to, że stosowne rozwiązania zostaną wdrożone.

Należy zatem stworzyć system wsparcia zgodny z wytycznymi KE, który będzie elastycznie reagował na zmiany czynników w otoczeniu firm energetycznych. Powinien więc zawierać mechanizm korekcyjny, mający na celu coroczną weryfikację poziomu wsparcia. Ochroni to odbiorców energii przed nadmiernym wsparciem kogeneracji i przenoszeniem nieuzasadnionych dodatkowych kosztów w cenie energii oraz wesprze inwestorów, ograniczając ryzyko inwestycyjne a zatem zachęcając do budowy nowych jednostek.

Projekt PEP 2050 zakłada zwiększenie sprawności wytwarzania energii elektrycznej poprzez budowę wysokosprawnych jednostek wytwórczych lub modernizację istniejących. Należy ponadto opracować i realizować długoterminową strategię wspierania inwestycji w renowację krajowych zasobów budynków mieszkaniowych i użytkowych, zarówno publicznych, jak i prywatnych.

Rozproszone zasoby energetyczne

Źródła rozproszone, o mocach od 1 kW do 50 MW (150 MW) można podzielić na dwie kategorie:

wykorzystujące tradycyjne pierwotne nośniki energii oraz oparte na odnawialnych zasobach energetycznych (OZE). Cechą niekorzystną generacji rozproszonej (GR) może być nieprzewidywalność produkcji, co przekłada się na trudności we współpracy z operatorami sieci dystrybucyjnych oraz utrudnia uczestnictwo w konkurencyjnym rynku energii. Problemy te może złagodzić pośrednik – agregator reprezentujący większą liczbę rozproszonych producentów lub zarządca tzw. wirtualnej elektrowni. Generacja rozproszona ma silne wsparcie polityczne na poziomie Komisji Europejskiej. W PEP 2030, w priorytecie „Ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko” sformułowano cel „Rozwój źródeł skojarzonych i rozproszonych”.

Z kolei w „Projekcie PEP 2050” [9] znalazł się zapis „W warunkach scenariusza jądrowego odnawialne źródła energii koncentrować się będą zapewne w obszarze rozproszonej energetyki prosumenckiej, rozproszonej mikrogeneracji”.

O rozwoju generacji rozproszonej decydują takie czynniki jak:

- liberalizacja rynku energii, konkurencja, poszukiwanie nowych źródeł przychodu,
- rosące znaczenie bezpieczeństwa dostaw i dążenie do dywersyfikacji źródeł energii, postęp w opracowywaniu rynkowych technologii źródeł rozproszonych,
- obowiązki nakładane na sektor energetyki związane z ochroną środowiska,
- rosące koszty produkcji a zwłaszcza przesyłu energii ze źródeł scentralizowanych,
- brak połączeń międzyregionalnych uniemożliwiający swobodny przepływ energii elektrycznej pomiędzy obszarami; trudności w budowie nowych sieci przesyłowych,
- rozwój mechanizmów polepszających pozycję rynkową źródeł rozproszonych,
- wysokie ceny energii w szczycie,
- spadek kosztów inwestycyjnych źródeł rozproszonych (rozwoju technologii i skali rynku),
- rosący brak zaufania co do niezawodności dużych systemów (możliwość *blackoutów*),
- rosące wymagania niektórych odbiorców (banki, giełda, centra handlowe) odnośnie do jakości i niezawodności dostarczanej energii elektrycznej,
- rosący krąg odbiorców energii elektrycznej i ciepła przekonanych do zalet GR: przemysł, hotele, banki, wydzielone osiedla i budynki, duże placówki handlowe, szkoły, szpitale.

Generacja rozproszona przestaje być zagadnieniem tylko technicznym (nowe technologie i ich udoskonalenie) a zaczyna być elementem filozofii zaopatrzenia w energię w przyszłości. Stanowi pewien środek przełamania globalnej niewiary w możliwości zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego i wynikającego z niej braku zaufania do inwestowania w nowe moce wytwórcze. Generacja rozproszona z wykorzystaniem lokalnych zasobów energetycznych stanowi filar lokalnych rynków energii, widoczny szczególnie tam, gdzie powstają przedsiębiorstwa multienergetyczne.

W odniesieniu do nowych technologii źródeł rozproszonych trzeba zwrócić uwagę na nowoczesną trakcję elektryczną. W trakcie hamowania elektrycznego energia mechaniczna nowoczesnego pojazdu trakcyjnego przetwarzana jest na energię elektryczną, która poprzez sieć trakcyjną może zostać dostarczona do innych pojazdów, zgromadzona w magazynach energii lub przesłana do zasilającej sieci elektroenergetycznej (dzięki

stosowaniu prostowników aktywnych w podstacjach trakcyjnych).

W ten sposób system trakcji elektrycznej sieciowej może stanowić pewne lokalne źródło energii elektrycznej, którego zdolność wytwórcza zależy będzie od charakteru ruchu w systemie transportu. W Polsce podjęto liczne prace badawcze związane z rozwojem generacji rozproszonej [3/10]. Dotyczą one w przeważającej większości samych źródeł, w mniejszym stopniu zagadnień pracy systemów elektroenergetycznych z dużą liczbą źródeł rozproszonych.

Odnawialne źródła energii (OZE) – możliwości i granice rozwoju

Dla realizacji celów „3x20%” Pakietu energetyczno-klimatycznego UE, Polska ma obowiązek uzyskania w 2020 r. produkcji energii ze źródeł odnawialnych na poziomie 15% finalnego zużycia energii. Na koniec 2014 r. moc zainstalowana OZE wyniosła 5962,622 MW, a liczba instalacji 2082 [18] (dane dla instalacji koncesjonowanych). Moc projektowanych instalacji OZE na podstawie ważnych na 31.12.2014 r. promes koncesji to 4640,613 MW.

W 2014 r. nastąpił ponad 10% wzrost mocy zainstalowanej w źródłach odnawialnych. Moc zainstalowana OZE na dzień 23.06.2015 wyniosła 6332,956 MW. Udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto wynosił w Polsce w 2013 r. ok. 12% i był niższy niż średnia UE (15%).

Porównanie struktury produkcji energii elektrycznej w latach 2013 – 2014 wskazuje na ciągły wzrost udziału pozycji „Źródła wiatrowe i inne odnawialne”, tj. bez „Elektrownie zawodowe wodne” – w 2013 r. produkcja energii elektrycznej brutto wyniosła 5895 MWh (3%) a w 2014 r. 7257 MWh (5%). Obecna sytuacja energii z OZE w Polsce jest trudna nie tylko ze względu na konieczność wywiązania się z krajowych zobowiązań w ratyfikowanym Pakiecie energetyczno-klimatycznym, ale również ze względu na specyfikę polskiej gospodarki powiązanej z węglową energetyką konwencjonalną.

OZE stanowią część sektora energetyki o coraz większym potencjale i znaczeniu w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE) i jako takie zasługują na większą uwagę ze strony wszystkich interesariuszy. Dotychczasowy rozwój OZE w Polsce przebiega drogą trudnego torowania sobie dostępu do rynku energii elektrycznej i związanych z tym wysokich kosztów społecznych.

Otoczenie prawne wokół OZE: Podstawowym aktem prawnym regulującym stan prawny OZE jest Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (UOZE). Wprowadza ona nowe kategorie wytwórców określanych, jako „mała instalacja” i „mikroinstalacja”. Ustawa przyznaje im szerokie prawa, jako podmiotom przyłączonym do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) i uczestnikom rynku energii. Sankcjonuje wejście na rynek rozproszonych wytwórców wymuszając w ten sposób reakcje dotychczasowych podmiotów do podejmowania nowych kroków, częściowo w ramach świadczenia usług przez operatorów sieci, częściowo przez podmioty rynkowe. Ustawa wchodzi w życie stopniowo, część przepisów zaczęła obowiązywać w październiku 2015 r. a kolejne, w tym najważniejszy element Ustawy – aukcje, w 2016 r. Ustawa określa zasady przygotowania krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych.

W PEP 2050 w celu operacyjnym „Ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko” wprowadzono obszar interwencji „Zwiększenie wykorzystania odnawialnych źródeł energii w tym biopaliw”. Również wśród podstawowych zasad Unii Energetycznej znajdują się zapisy odnoszące się do OZE, m.in. przejście na trwałe

społeczeństwo niskoemisyjne; zapewnienie, by lokalnie wytwarzana energia, w tym ze źródeł odnawialnych, była w łatwy i skuteczny sposób przyjmowana do sieci; promowanie przewagi technologicznej poprzez opracowanie technologii odnawialnych nowej generacji; objęcie wiodącej pozycji w dziedzinie e-mobilności, przy jednoczesnym wzroście eksportu i konkurowaniu na rynku światowym.

Potencjał OZE: Rynek inwestycyjny dla energetyki rozproszonej nie został nigdy rzetelnie oszacowany. Podając różne wartości, przeważnie ogranicza się je do potencjału OZE. Potencjał całkowity, techniczny i ekonomiczny, odnawialnych zasobów energetycznych stanowi w Polsce górną granicę możliwości rozwoju OZE. Jak się wydaje, potencjał ten nigdy nie był oszacowany w sposób nie budzący wątpliwości metodologicznych. Według dostępnych opracowań z lat 1996 – 2007 wynosił on (odpowiednio) 317 – 1891 PJ, a wg oszacowania KAPE S.A. z 2007 r. – 1150 PJ, według Instytutu Energetyki Odnawialnej z 2010 r. – 3896 PJ (potencjał techniczny). Szacuje się, że do osiągnięcia 15% udziału energii z OZE w bilansie elektrycznej energii finalnej w 2020 r. potrzeba ok. 500 PJ.

Dodatkowo należy wyodrębnić potencjały dla elektroenergetyki, bowiem np. znaczny potencjał zasobów geotermalnych może być tylko w niewielkim stopniu wykorzystany na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej. Należy postulować przeprowadzenie okresowych ocen potencjałów z uwagi na ich zmienność w czasie wywołaną wieloma czynnikami, m.in. rozwojem technologii, rozwojem rynku OZE (skalą rynku), dostępnością i zmiennością cen surowców energetycznych na rynkach światowych, uwarunkowaniami politycznymi i społecznymi.

W powszechnym odbiorze OZE stanowią źródło „czystej” energii. W rzeczywistości ocena różnych technologii OZE jest złożona a jej wyniki wskazują na szereg negatywnych cech niektórych technologii.

Praktyka światowa wskazuje, że wiatraki i panele fotowoltaiczne opłaca się budować w tych rejonach świata, w których istnieją sprzyjające warunki meteorologiczne. Decydujące dla opłacalności wiatru i słońca są współczynniki wykorzystania mocy zainstalowanej, które silnie zależą od warunków geograficznych i pogodowych w rejonie zainstalowania elektrowni słonecznej lub wiatrowej.

W Europie najlepsze warunki wiatrowe mają zachodnie wybrzeża Danii, Irlandii i Szkocji, Holandii i Niemiec wystawione na działanie silnych ciągłych wiatrów zachodnich znad Atlantyku i Morza Północnego, co zapewnia współczynniki wykorzystania mocy zainstalowanej od 28% do 34%.

W Polsce wiatry są dużo słabsze, w najlepszym rejonie nadmorskim koło Łeby można osiągnąć średnią roczną prędkość wiatru 5 m/s, podczas gdy na wybrzeżach Szkocji prędkość ta dochodzi do 9 m/s. Wg danych PSE za 2013 r. średnie wykorzystanie mocy elektrowni wiatrowych w skali kraju było na poziomie ok. 23%. PSE oficjalnie traktuje tylko 10% mocy zainstalowanej wiatraków jako moc dyspozycyjną.

W przypadku energii słonecznej, współczynniki jej wykorzystania dla warunków oraz zmienności nasłonecznienia w Polsce są jeszcze niższe. Raport Instytutu Słonecznych Systemów Energetycznych Fraunhofera z 2015 r. podaje współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej w Niemczech (ok. 37000 MW) na poziomie zaledwie 10%. W warunkach krajowych, zbliżonych do niemieckich, należy oczekiwać podobnej wartości.

W krajach rozwijających OZE, rynek jest kreowany poprzez różne mechanizmy dofinansowania (wsparcia). Można jednak zauważyć posunięcia zmierzające do ograniczania, a nawet zaniechania tego wsparcia. Parlament w Czechach stwierdził, że koszty wsparcia dla OZE są zbyt wysokie i wprowadził od 1 stycznia 2014 r. podatek solarny działający wstecznie na poziomie 26% przychodów dla elektrowni PV, a w sierpniu 2015 r. rząd ogłosił, że elektrownie fotowoltaiczne po zakończeniu okresu dotowania zostaną rozebrane by wykorzystać zajęte przez nie obszary dla rolnictwa, co spotkało się z gwałtowną krytyką przedsiębiorców przemysłu słonecznego.

Rządy Wielkiej Brytanii, Hiszpanii, Włoch i Grecji zdecydowanie redukują bądź likwidują subsydia; nawet Niemcy, gdzie wielkość subsydiów sięga kwoty 24 mld € rocznie, stawiają pod znakiem zapytania możliwość dalszego finansowania OZE, zwłaszcza że według instytutu Agora Energiewende (promującego rozwój OZE w Niemczech), w latach 2015 – 2035 Niemcy będą musieli dopłacić do OZE ok. 500 mld €. Należy także zwrócić uwagę na negatywne (niekiedy wręcz katastrofalne) skutki szerokiego wprowadzania OZE (np. w Niemczech) wymuszające konieczność utrzymywania rezerwowych mocy w elektrowniach konwencjonalnych i ich znacznie większej elastyczności dla utrzymania stabilności systemu elektroenergetycznego.

Efektywny system wsparcia OZE ze środków publicznych. Dotychczasowy mechanizm wsparcia przedsiębiorców wytwarzających energię elektryczną w OZE polega na zakupie z urzędu wytworzonej energii elektrycznej od sprzedawcy i przesyłu lub dystrybucji tej energii elektrycznej przez odpowiedniego operatora systemu elektroenergetycznego, z zachowaniem wymagań wynikających z warunków niezawodności i bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego oraz świadectw pochodzenia wydawanych przez Prezesa URE.

Koszty funkcjonowania części zwanej „zielone certyfikaty” można uważać za bardzo wysokie. Potrzebna jest ocena relacji kosztów do osiągniętych rezultatów, szczególnie w momencie zmiany systemu wsparcia wprowadzanego przez UOZE, tj. odejścia od systemu certyfikatów na rzecz systemu aukcyjnego. Wprowadzono również kontrowersyjny i skomplikowany system ustalania stałych cen zakupu energii elektrycznej z OZE.

Zagadnienia techniczne związane ze wzrastającym udziałem OZE w KSE. Rozwój OZE związany jest z szeregiem zagadnień technicznych uwarunkowanych ich przyłączeniem i użytkowaniem w istniejących systemach elektroenergetycznych. Część tych zagadnień jest na tyle nowa, że wymaga podjęcia prac naukowo-badawczych, które dotyczą samych technologii OZE i ich pracy w systemach elektroenergetycznych. Problemy te nabierają nowego wymiaru jakościowego i ilościowego w perspektywie masowego rozwoju źródeł rozproszonych.

Oceniając zdolności przyłączenia OZE do systemu elektroenergetycznego bierze się pod uwagę m.in.: stan techniczny systemu dystrybucyjnego lub przesyłowego, pracujące źródła wytwórcze (rodzaj, liczba oraz ich rozmieszczenie w systemie), zapotrzebowanie na energię i prognoza jego zmian, możliwości przesyłowe systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego, rodzaj źródła planowanego do przyłączenia oraz jego wpływ na jakość energii, odporność systemu elektroenergetycznego i źródeł na zakłócenia, potrzebę zapewnienia backup-u przez inne źródła, możliwość świadczenia usług systemowych.

Jednak podstawowym problemem związanym z rosnącym udziałem OZE w systemie elektroenergetycznym jest określenie dopuszczalnego

udziału mocy tych źródeł w mocy całego systemu. Panuje opinia, że istnieje pewna wartość tego udziału, której przekroczenie może powodować zakłócenia w pracy systemu, m.in. z uwagi na pewność dostaw energii, jej jakość, stabilność systemu.

Zagadnienie to ma także wymiar ekonomiczny – zależy w bardzo dużym stopniu od kosztów jakie społeczeństwo chce ponieść za cenę rosnącego udziału OZE, głównie z uwagi na koszty rezerwowania mocy i konieczność rozbudowy systemu przesyłowego. Wpływ ma także rozłożenie geograficzne źródeł w kraju, przepustowość połączeń transgranicznych, centralne dysponowanie OZE.

Z problemem tym wiąże się rozbudowa KSE niezbędna do przyłączenia elektrowni wiatrowych dużej mocy (farm wiatrowych). Zagadnienie to oprócz wymiaru technicznego ma wymiar ekonomiczny, związany z alokacją kosztów i korzyści pomiędzy operatorów i użytkowników systemów. Również zagadnienie współodpowiedzialności za funkcjonowanie sieci podnoszone często przez operatorów jest tu jak najbardziej na miejscu.

Oprócz tych zagadnień można wskazać również na „klasyczne” problemy przyłączania źródeł i odbiorów do sieci, np. warunki napięciowe, obciążalność torów prądowych, poziomy mocy zwarciovych, parametry jakościowe energii elektrycznej, stabilność współpracy z siecią, zagadnienia doboru zabezpieczeń (EAZ), przepływy kołowe, możliwość sterowania i regulacji napięcia oraz mocy biernej, zdolność do zdalnego sterowania czy dostępność do sygnałów pomiarowych.

Badania naukowe. Uruchomienie programów badawczych w tym obszarze jest warunkiem rozwoju sektora OZE w sposób zrównoważony oraz ekonomicznie i społecznie uzasadniony. Badania nad rozwojem energetyki odnawialnej powinny kompleksowo obejmować wszystkie technologie OZE, aby możliwy był wybór rozwiązań technologicznych najbardziej pożądanych w warunkach KSE, w pierwszym rzędzie dla obiektów o małych mocach. Osobnym zagadnieniem jest stała rozbudowa zaplecza naukowego i badawczego dla prac związanych z OZE.

Zagadnienie to wymaga koordynacji w skali kraju na poziomie wyższych uczelni i instytutów badawczych, aby nie dopuścić do powielania kosztownej bazy laboratoryjnej finansowanej ze środków publicznych. Należy tak planować rozwój sektora OZE, aby towarzyszył mu adekwatny rozwój produkcji urządzeń i usług w tym obszarze. Jest to zagadnienie wymagające znacznie większego niż obecne zainteresowania i uwagi ze strony środowiska naukowego, technicznego, biznesowego oraz decydentów politycznych.

Efektywność końcowego użytkownika energii

Efektywność energetyczna definiowana jest jako stosunek uzyskanych wyników, usług, towarów lub energii do wkładu energii. Jest miarą efektywności wykorzystania energii w działalności ekonomicznej [3/20]. Znacznie bardziej użyteczną dla potrzeb elektroenergetyki definicję wprowadza dyrektywa 2009/72/WE².

Efektywność energetyczna jest jednym z głównych czynników rozwoju przedsiębiorczości i innowacyjności a ograniczenie strat energii jest powszechnie akceptowanym środkiem zrównoważonego rozwoju³.

² Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE.

³ Komunikat Komisji Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów. Zintegrowana polityka przemysłowa w erze globalizacji. Konkurencyjność i zrównoważony rozwój na pierwszym planie. KOM(2010) 614 wersja ostateczna.

W latach 2003 – 2013 całkowite zużycie energii pierwotnej w Polsce wzrosło z 91 Mtoe do prawie 96 Mtoe (0,7%/rok). W tych samych latach nastąpił wzrost zużycia energii finalnej z 54 Mtoe do ponad 62 Mtoe. Wzrost zużycia energii finalnej z korektą klimatyczną wyniósł średnio 1,4% w latach 2004-2013.

W latach 2004 – 2006 energochłonność obniżała się o ponad 2% rocznie, w latach 2007 – 2009 tempo poprawy przekroczyło 5%, zaś w latach 2010 – 2013 osiągnęło wartości zbliżone do lat 2004 – 2006⁴. Wskaźnik energochłonności finalnej do energochłonności pierwotnej przyjmował wartości pomiędzy 60 a 65%.

Wpływ miały tu głównie: sprawność przemian energetycznych (im większa sprawność tym większa wartość wskaźnika) oraz tempo wzrostu zużycia energii elektrycznej (im większe tym niższa wartość wskaźnika).

Energochłonność pierwotna PKB Polski z korektą klimatyczną, wyrażona w cenach stałych 2005 r. oraz z uwzględnieniem parytetu siły nabywczej, wyniosła w 2012 r. 0,166 kgoe/euro05ppp⁵ i była większa o 15% od średniej europejskiej. Różnica ta zmalała o 27 pkt. % w porównaniu z 2000 r. Tempo poprawy energochłonności było w Polsce w latach 2000 – 2012 ponad dwukrotnie wyższe niż w Unii Europejskiej.

Różnica energochłonności finalnej PKB pomiędzy Polską (0,107 kgoe/euro05ppp) a średnią dla UE (0,095 kgoe/euro05ppp), była w 2012 r. nieznacznie mniejsza i wynosiła 13%. Także różnica pomiędzy tempem poprawy efektywności w latach 2000 – 2012 była niższa i wyniosła w omawianym okresie 2,7%/rok dla Polski, przy średniej europejskiej 1,6%/rok.

Elektrochłonność gospodarki, która określa stosunek zużycia energii elektrycznej do PKB również uległa zmniejszeniu ze 148,2 kWh/tys. zł w 2005 r. do 121,1 kWh/tys. zł. Wskazuje to na coraz mniejsze zużycie energii na wytworzenie jednostki PKB⁶.

Strategia „Europa 2020” na rzecz inteligentnego, trwałego wzrostu gospodarczego przy jednoczesnym zmniejszeniu zużycia energii pierwotnej o 20% do 2020 r. poprzez wzrost efektywności energetycznej jest elementem jednego z pięciu głównych celów w ramach tej strategii. Jest ona spójna i komplementarna z unijną polityką przeciwdziałania zmianie klimatu⁷.

Ramy prawne wzrostu efektywności energetycznej w UE tworzą przede wszystkim dyrektywa o efektywności energetycznej (EED) [21], dyrektywa o wydajności energetycznej budynków (EPBD)⁸, dyrektywa Eco design⁹ i dyrektywa o etykietowaniu¹⁰.

⁴ Efektywność wykorzystania energii w latach 2003–2013. GUS, Warszawa 2015.

⁵ euro05ppp – wartość Euro w kursie rynkowym 2005 r. z uwzględnieniem wartości siły nabywczej waluty.

⁶ Ocena realizacji Polityki energetycznej Polski do 2030 roku, Min. Gospodarki, Warszawa, sierpień 2014 r.

⁷ Europa 2020. Strategia na rzecz inteligentnego i zrównoważonego rozwoju sprzyjającego włączeniu społecznemu – COM(2010) 2020.

⁸ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/31/UE z dnia 19 maja 2010 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków, Dz.U. L 153 z 18.6.2010, s. 13.

⁹ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/125/WE z dnia 21 października 2009 r. ustanawiającej ogólne zasady ustalania wymogów dotyczących ekoprojektu dla produktów związanych z energią, Dz.U. L 285 z 31.10.2009, s. 10.

¹⁰ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/30/UE z dnia 19 maja 2010 r. w sprawie wskazania poprzez etykietowanie oraz standardowe informacje o produkcie, zużycia energii oraz innych zasobów przez produkty związane z energią, Dz.U. L 153 z 18.6.2010, s. 1.

Również wśród podstawowych zasad Unii Energetycznej znajdują się zapisy odnoszące się do efektywności energetycznej – „efektywność energetyczna przede wszystkim”. Zapowiedziana jest zasadnicza zmiana podejścia do efektywności energetycznej i traktowanie jej jako pełnoprawnego źródła energii.

Kwestia efektywności energetycznej jest traktowana w „PEP 2030” w sposób priorytetowy. Ministerstwo Gospodarki, przygotowując kolejną wersję „PEP 2050”, dokonało dość pozytywnej oceny wykonania tego priorytetu. Strategia „Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko” (BEiŚ)¹¹ stanowi próbę zintegrowanego podejścia do kwestii energetycznych i środowiskowych oraz ustanawia wytyczne dla Polityki Energetycznej Polski i innych programów rozwoju, które staną się elementami systemu realizacji BEiŚ.

Jednym z jej elementów jest projekt Polityki Energetycznej Polski do 2050 r. Cel główny PEP 2050 został przyjęty jako tworzenie warunków do stałego i zrównoważonego rozwoju gospodarki narodowej, do zaspokajania potrzeb energetycznych i zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego z poszanowaniem środowiska naturalnego. Wśród trzech celów operacyjnych znajduje się cel II „Zwiększenie konkurencyjności i efektywności energetycznej gospodarki narodowej”, który zawiera obszar interwencji „Poprawa efektywności energetycznej”.

Podstawowym aktem prawnym w Polsce dotyczącym efektywności energetycznej jest „Ustawa o efektywności energetycznej” (UEE) [3/8]. UEE ustaliła krajowy cel w zakresie oszczędnego gospodarowania energią, wyznaczający uzyskanie do 2016 r. oszczędności w ilości nie mniejszej niż 9% średniego krajowego zużycia energii finalnej w ciągu roku, przy czym uśrednienie obejmuje lata 2001 – 2005. W kategoriach ilościowych przekłada się to na oszczędności energii finalnej na poziomie około 7,09 Mtoe do 2016 r. Cel ustalony został jako cel obligatoryjny zgodny z celem referencyjnym ESD (9% - 2016), jednak biorąc pod uwagę potencjał efektywności energetycznej w Polsce, wydaje się być mało ambitny.

Jednocześnie biorąc pod uwagę 20% cel ograniczenia zużycia energii pierwotnej do 2020 r. planuje się zaoszczędzenie w latach 2010 – 2020 13,33 Mtoe. Będzie to oznaczać planowane zużycie energii pierwotnej w 2020 r. na poziomie 96,4 Mtoe¹².

Zapisy EED, a bezpośrednio jej implementacja poprzez UEE, i w dalszej kolejności krajowe plany działań na rzecz efektywności energetycznej (KPDzEE, ostatni z 2014 r.) będą miały znaczny wpływ na sektor elektroenergetyki. Wpływ ten będzie prawdopodobnie największy od czasów tzw. trzeciego pakietu regulacyjnego (z 2010 r.) i będzie przejawiał się m.in. poprzez powolne, ale konsekwentne zwiększanie efektywności energetycznej gospodarki. System ten zapewnia osiągnięcie przez strony określonego celu rocznych oszczędności energii.

Cel ten jest co najmniej równoważny osiągnięciu nowych oszczędności każdego roku od dnia 1 stycznia 2014 r. do dnia 31 grudnia 2020 r., w wysokości 1,5% rocznego wolumenu sprzedaży energii odbiorcom końcowym, uśrednionej w ostatnim trzyletnim okresie przed dniem 1 stycznia 2013. W okresie programowania 2014 – 2020

¹¹ Została przyjęta przez Radę Ministrów 15 kwietnia 2014 r. (podjęto prace w grudniu 2009 r.), jest jedną z 9 Zintegrowanych Strategii Rozwoju, zawiera perspektywę do 2020 r.

¹² Wg KPDzEE 2014: Zgodnie z wartościami odniesienia dla Polski zawartymi w prognozie dla Komisji Europejskiej (PRIME- Baseline 2007) zużycie energii pierwotnej prognozowane jest na poziomie 110 Mtoe w 2020 r., zatem uwzględniając ograniczenie zużycia energii o 13,6 Mtoe otrzymuje się: 96,4 Mtoe.

należy opracować metodykę oceny inwestycji infrastrukturalnych pod kątem efektywności energetycznej. Należy przewidzieć znacznie większe środki na rozwój inwestycji opłacalnych ekonomicznie i efektywnych energetycznie.

Systemy zarządzania energią po stronie popytowej

Rosnąca presja w zakresie wzrostu efektywności zużycia energii elektrycznej jest jednym z zasadniczych powodów opracowywania narzędzi umożliwiających wpływanie na poziom zużycia energii elektrycznej i osiąganie z tego tytułu określonych korzyści zarówno po stronie odbiorcy końcowego, jak i elektroenergetyki. Optymalizacja zużycia energii elektrycznej, poprzez zarządzanie stroną popytową, tworzy możliwość spłaszczenia przebiegu krzywej zużycia i w następstwie tego zmniejszania kosztów dostaw energii.

Działania dotyczące optymalizacji zużycia energii elektrycznej są prowadzone w kraju w dość wąskim zakresie. Można tutaj wskazać: przetargi ogłaszane przez PSE S.A. w ramach programu rozwoju usług redukcji zapotrzebowania, pilotażowe redukcje po stronie odbiorców indywidualnych, prace nad taryfą wielostrefową OSP. Na dzisiaj w kraju nie funkcjonują szerokie programy zarządzania popytem, nie ma dedykowanych rozwiązań prawnych oraz odpowiednich ram regulacyjnych.

Zarządzanie stroną popytową DSM (ang. Demand Side Management) oraz Odpowiedź Strony Popytowej (Reakcja Popytu) DSR (ang. Demand Side Response) nie wiążą się z bezpośrednią ingerencją w fizyczną infrastrukturę sieci przesyłowej, ale ich efekty mogą na szeroką skalę oddziaływać na funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego. Ma ono na celu wykorzystanie potencjału strony popytowej w bilansowaniu systemu. W chwili obecnej trwają prace na poziomie Komisji Europejskiej nad ujednoczeniem wytycznych z zakresu DSM i DSR.

DSM jest to planowane działanie przedsiębiorstw, którego celem jest, w ramach sterowania obciążeniem sieci, zmniejszenie lub przesunięcie obciążenia na okres poza szczytem. DSM dotyczy także końcowych odbiorców energii elektrycznej i w tym zakresie funkcjonuje narzędzie DSR. Reakcja popytu DSR można określić jako zmiany w zużyciu energii elektrycznej przez odbiorców końcowych, odbiegające od ich standardowych profili zużycia, będące reakcją na zmiany cen energii elektrycznej w czasie lub zachęty innego rodzaju. Celem jest wywołanie niższego zużycia energii elektrycznej w okresach występowania wysokich cen na rynku hurtowym lub gdy pojawiają się zagrożenia w zakresie niezawodności pracy systemu.

Zmniejszenie zużycia energii elektrycznej lub jego przesunięcie z okresu szczytowego zapotrzebowania na czas poza tym okresem umożliwia eliminację przeciążeń sieci. Zatem DSR pozwala operatorowi zarządzać siecią poprzez zmniejszenie zapotrzebowania na energię elektryczną w określonym czasie na określonym obszarze i w ten sposób stabilizować pracę sieci. DSR oznacza także aktywne zaangażowanie odbiorcy końcowego w modyfikację jego standardowego zużycia i odniesienie z tego tytułu określonych korzyści. DSR może również umożliwiać zwiększenie zużycia w okresie zwiększonej produkcji energii (np. źródła wiatrowe). Może zachęcać do magazynowania energii w okresie kiedy ceny energii są niskie, a także do uwalniania zmagazynowanych rezerw wtedy kiedy ceny są wysokie. Możliwe jest także, tam gdzie są takie warunki, wykorzystanie generacji rozproszonej (miejscowej) do uzupełniającego zasilenia sieci.

Reakcja popytu jest narzędziem wykorzystującym inteligentne sieci (których składnikiem jest inteligentne

opomiarowanie) oraz jest elementem inteligentnego zapotrzebowania na energię. DSR może być wykorzystywany zarówno w obszarze odbiorców przemysłowych, budynków komercyjnych o dużej powierzchni jak i klientów - gospodarstw domowych. W tym zakresie wykorzystywane są odpowiednie, dedykowane systemy sterowania.

Mogą występować co najmniej dwa typy reakcji popytu: wywołana potrzebami pracy KSE oraz wywołana względami ekonomicznymi (niska lub wysoka cena energii elektrycznej).

Ogólne korzyści z wdrożenia DSR to: polepszenie długoterminowej niezawodności, tworzenie warunków do obniżenia ceny rynkowej, aktywizacja klientów na rynku energii, lepsza integracja źródeł, korzyści w zakresie ochrony środowiska i oszczędności energii, zwiększenie szybkości i łatwość bilansowania, powstawanie wirtualnych elektrowni zamiast określonych inwestycji. Funkcjonowanie DSR jest szansą i równocześnie wyzwaniem dla operatorów sieci, zarówno przesyłowej (OSP) jak i dystrybucyjnej (OSD).

OSP i OSD, przy użyciu DSR, uzyskują możliwość usprawnienia planowania pracy sieci i krótkoterminowego zarządzania ograniczeniami sieciowymi oraz pozyskania energii (jej oszczędności) w sposób optymalny dla wszystkich uczestników, przy zachowaniu stabilności pracy sieci. OSD powinien zapewnić dostęp do niezbędnych informacji (upoważnionym) podmiotom dostarczającym usługi DSR.

W celu zwiększenia efektywności stosowania DSR możliwe jest łączenie klientów w określone grupy (według kryterium np. wielkości zużycia), którą zarządza na podstawie umowy, określony agregator. Agregowaniem zajmować się mogą zarówno sprzedawcy energii, jak i inne wyspecjalizowane podmioty.

W tych działaniach istotna jest także rola podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie sieci. Gratyfikacje dla klienta mogą wynikać z umowy zawartej ze sprzedawcą energii lub wyspecjalizowanym podmiotem (agregatorem). Aktywność klientów (podpisanie odpowiedniej umowy) w tym zakresie będzie miała charakter dobrowolny.

Można założyć rozwój obszaru DSR w warunkach krajowych w nadchodzących latach. Jednak szerokie zaimplementowanie DSR wymaga pakietu działań w zakresie technicznym, organizacyjnym oraz wprowadzenia dedykowanych regulacji prawnych. Duże znaczenie ma także zapewnienie narzędzi równego traktowania odbiorców końcowych w systemie DSR i zapewnienie niedyskryminacyjnego dostępu dla zainteresowanych stron.

Istotną kwestią jest przepływ niezbędnych dla funkcjonowania DSR danych, a także szerokie zainteresowanie uczestników rynku udziałem w DSR.

Zmiana podejścia do korzystania z energii elektrycznej, w imię oszczędności, będzie wymagała dużych zmian w świadomości społecznej, szczególnie w obszarze gospodarstw domowych. Równocześnie w zakresie DSR najbardziej atrakcyjny obszar to przemysł, z uwagi na wielkość zużycia energii elektrycznej i związane z tym możliwości, na drugim miejscu znajdują się budynki komercyjne a dopiero na trzecim gospodarstwa domowe.

W dwóch pierwszych obszarach nacisk na poprawę efektywności i związane z tym oszczędności jest już odczuwalny, zatem jest to raczej podatny grunt dla wdrożenia DSR. Ważne jest rozpoznanie indywidualnych (lub grupowych) zachowań i oczekiwań klientów.

W kolejnych publikacjach z planowanej serii prezentującej problematykę Raportu „Energia Elektryczna Dla Pokoleń”:

4. Przesył energii – potrzeby, prognozy i bariery.
5. Magazynowanie energii elektrycznej i gospodarka wodnoroowa.
6. Nauka, edukacja, przemysł: synergiczna współpraca dla innowacyjności elektryki.

Autorzy:

dr hab. inż. Marek Bartosik prof. nadzw. Politechniki Łódzkiej
Katedra Aparatów Elektrycznych, marek.bartosik@p.lodz.pl
prof. dr hab. inż. Waldemar Kamrat, Politechnika Gdańska, Katedra
Elektroenergetyki, wkamrat@pg.gda.pl
prof. zw. dr hab. inż. Marian Kaźmierkowski, Instytut Elektrotechniki
- IEL, mpkisep@gmail.com
mgr Włodzimierz Lewandowski, Polska Grupa Energetyczna S.A.,
wlodzimierz.lewandowski@gkpgge.pl
prof. zw. dr hab. inż. Maciej Pawlik, Politechnika Łódzka, Instytut
Elektroenergetyki, maciej.pawlik@p.lodz.pl
prof. dr hab. Tadeusz Peryt, Państwowy Instytut Geologiczny,
tadeusz.peryt@pgi.gov.pl
prof. dr hab. inż. Tadeusz Skoczkowski, Politechnika Warszawska,
Instytut Techniki Ciepłej, tskocz@itc.pw.edu.pl
dr inż., Andrzej Strupczewski prof. Narodowego Centrum Badań
Jądrowych, Andrzej.Strupczewski@ncbj.gov.pl
prof. dr hab. inż. Adam Szelaż, Politechnika Warszawska, Wydział
Elektryczny, adam.szelaż@ee.pw.edu.pl

ZAŁĄCZNIKI (dostępne: www.sep.com.pl)

ZG[3/1] Lewandowski W., Pawlik M., Skoczkowski T., Strupczewski
A. Szelaż A.: Technologie wykorzystujące OZE.

LITERATURA

- [1] International Energy Agency: *World Energy Outlook 2013,2014,2015*
- [2] International Energy Agency: *Key World Energy Statistics 2015*
- [3] VGB PowerTech: *Zahlen Und Fakten - Energieerzeugung 2013/2014, 2015/2016*
- [4] Ministerstwo Gospodarki: *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku. Dokument przyjęty przez RM, Warszawa, grudzień 2009*
- [5] ARE: *Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku (zał. 2 do projektu „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku”). Warszawa, Ministerstwo Gospodarki, listopad 2009 r.*
- [6] Ministerstwo Gospodarki: *Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych. Warszawa, maj 2010 r.*
- [7] Ocena realizacji Polityki energetycznej Polski do 2030 roku, *Min. Gospodarki, Warszawa, sierpień 2014 r./8]*
Ustawa z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. Nr 94, poz. 551 z 2012 r. poz. 951)
- [9] Projekt Polityki energetycznej Polski do 2050 roku, *Warszawa, sierpień 2014 r.*

- [10] Ekspertyza „Mapa rozwoju dyscypliny Elektrotechnika”, *Komitet Elektrotechniki PAN, Warszawa, 2015*
- [11] Gabrys H.L.: *Elektroenergetyka w Polsce 2015. Próba osądu roku na podstawie wyników i wyzwań. Energetyka 2015, n. 12, 787-790*
- [12] Pawlik M.: *Zaawansowane technologicznie bloki energetyczne – nowe wyzwania. Energetyka 2013, n. 8, 595-599*
- [13] Majchrzak H.: *Główne założenia i cele polityki energetycznej Polski do 2030 roku. Mat. Seminarium Komitetu Problemów Energetyki PAN, Warszawa, 7.05.2009 r.*
- [14] Pawlik M.: *„Energymix” krajowej elektroenergetyki w 2020 roku. Przegląd Elektrotechniczny 2010, n. 6, 89-92*
- [15] Popczyk J.: *Energetyka postprzemysłowa. Energetyka w społeczeństwie wiedzy. Mat. Seminarium Sekcji Systemów Elektroenergetycznych Komitetu Elektrotechniki PAN „Ekonomiczne aspekty elektroenergetyki rozproszonej”, Warszawa, 24.04.2009*
- [16] Pawlik M.: *Rozbudowa mocy wytwórczych w Polsce a pakiet klimatyczno-energetyczny UE. Energetyka Ciepła i Zawodowa 2009, n. 7/8, 24-29*
- [17] Pawlik M.: *Uwarunkowania rozwoju elektrowni opalanych gazem. Mat. Konf. „Elektrownie i elektrociepłownie gazowe i gazowo-parowe”, Kiekrz, 28-29.11.2005, 49-51*
- [18] *Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2014 r. http://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/sprawozdania/2916,Sprawozdania.html*
- [19] *Komunikat Komisji Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów Zintegrowana polityka przemysłowa w erze globalizacji Konkurencyjność i zrównoważony rozwój na pierwszym planie KOM(2010) 614, wersja ostateczna*
- [20] *Dyrektywa 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylająca dyrektywę Rady 93/76/EWG (Dz.Urz L 114 z 27.4.2006 r., s. 64–85).*
- [21] *Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, Dz.U. L 315 z 14.11.2012, s. 134.*
- [22] *Bartosik M., Kamrat W., Kaźmierkowski M., Lewandowski W., Pawlik M., Peryt T., Skoczkowski T., Strupczewski A., Szelaż A. Bezpieczeństwo elektroenergetyczne dla pokoleń. Przegląd Elektrotechniczny, ISSN 0033-2097, R. 92 NR 8/2016, p. 268-282.*
- [23] *Bartosik M., Kamrat W., Kaźmierkowski M., Lewandowski W., Pawlik M., Peryt T., Skoczkowski T., Strupczewski A., Szelaż A. Polityka i porządek prawny w polskiej energetyce na tle polityki Unii Europejskiej. Przegląd Elektrotechniczny, ISSN 0033-2097, R. 92 NR 9/2016, p..*