WIRTUALNY MINISYSTEM ELEKTROENERGETYCZNY
Wielkopolska Południowa

J. Popczyk, K. Bodzek, J. Grześkowiak

Nic nie jest w stanie przerwać logiki procesów rozwojowych.
A energetyka też jej podlega.
Jeśli ktoś nie rozumie logiki dokonującej się transformacji energetyki, to poniesie konsekwencje.
Bo historia nie usprawiedliwi deficytu zrozumienia tym,
że chodzi akurat o logikę trudną intelektualnie, ściśle powiązaną ze światem trwałych wartości,
odrzucającą grupowe interesy polityczno-korporacyjne,
stawiającą w centrum podmiotowość ludzi i samorządność.
U schyłku drugiej dekady XXI wieku
oznacza to w energetyce partycypację prosumencką i zasadę subsydiarności.
Czyli kapitał społeczny (ludzki) i lokalną samorządność.

W Wielkopolsce jak w zwierciadle odbija się logika transformacji energetyki i jej (transformacji) istota. Mikroregion koniński (łącznie z powiatem tureckim) ponad 70 lat temu rozpoczął marsz ku nowoczesności. Była to nowoczesność na miarę kryteriów tamtego czasu. Wiązała się z budową pierwszego w Polsce zagłębia energetycznego obejmującego odkrywki węgla brunatnego (w całej historii aż 9 odkrywek) oraz elektrownie Pątnów-Adamów-Konin. Zagłębie było potrzebne, bo zapotrzebowanie rodzącego się przemysłu ciężkiego (70% krajowego zużycia energii elektrycznej) i całej nieefektywnej socjalistycznej gospodarki na energię elektryczną było ogromne. Trzeba było ponadto szybko wyprzedzić kapitalizm, w którym wówczas roczne zużycie energii elektrycznej na mieszkańca wynosiło kilka MWh, a w Polsce poniżej 0,5 MWh. Trzeba było też realizować ogólną doktrynę socjalistycznego rozwoju, zgodnie z którą przemysł ciężki był wyznacznikiem postępu, a wieś – zacofania (inaczej, była to doktryna: socjalizm, to jest władza partii plus elektryfikacja).

Po 70 latach ludność mikroregionu konińskiego samotnie musi się zmagać ze zniszczeniami środowiska, i samotnie musi pokonywać indywidualne i społeczne skutki tych zniszczeń. Przede wszystkim musi się jednak zderzyć z nową rzeczywistością, bez żadnego przygotowania, po długim uśpieniu w oparach rządowej polityki energetycznej. Rozwiązywać te same problemy, przed którymi we wczesnych latach 1990' stanęły społeczności upadającego przemysłu ciężkiego i upadających PGR-ów.

W tym samym czasie Wielkopolska Południowa jest wiejskim miniregionem z rolnictwem roślinno-hodowlanym i przemysłem rolno-spożywczym na najwyższym poziomie. Posiadającym także zasoby gazu ziemnego (złoża eksploatowane Kościan i Brońsko, nowo odkryte złoże Środa Wielkopolska). Jednocześnie poddanym ze strony rządowo-korporacyjnej wielkiej presji na budowę nowego zagłębia węgla brunatnego i nowych elektrowni opalanych tym węglem. Presja ta jest sprzeczna fundamentalnie

z globalnymi trendami. Zgodnie z nimi siła nowej energetyki jest związana z podstawą jej funkcjonowania. A tą podstawą jest współdziałanie i współuczestniczenie zróżnicowanych środowisk – lokalnych i zewnętrznych – w budowaniu nowymi sposobami nowych kompetencji, całkowicie odmiennych od dotychczasowych.

KOSZTY OPŁAT SIECIOWYCH – SZUKANIE NOWEJ RÓWNOWAGI

Przedstawione w Cyklach Raportów [1,2] propozycje dotyczące nowego kształtowania opłat systemowo-sieciowych mają głównie ilustracyjny charakter i należy je uznać jedynie za pierwszy etap analizy alokacji tych opłat z rynku schodzącego na rynek wschodzący (1). W szczególności w minisystemie WME, którego koncepcja została przedstawiona w piątym Raporcie Cyklu BPEP [2], skoncentrowano się na alokacji kosztów samych opłat sieciowych (odłączono od nich koszty systemowe).

Koszty opłat sieciowych przypisano źródłom wytwórczym (zintegrowano je z kosztami źródeł). Taka alokacja jest zgodna z zasadą „wytwórca płaci", w całości. Czyli za fizyczne wykorzystanie sieci do wyprowadzenia mocy z własnego źródła, ale także za wykorzystanie do zasilenia odbioru należącego do odbiorcy, z którym wytwórca zawarł transakcję „ponad siecią", albo inaczej na „miedzianej płycie". Fizycznie wykorzystaną siecią do zasilenia odbioru jest oczywiście sieć łącząca ten odbiór ze źródłami najbliższymi elektrycznie, czyli tymi które są zdeterminowane fizycznymi rozpływami sieciowymi. Jest to zgodne z zasadą wirtualizacji sieci na rynku wschodzącym (1). W tym miejscu podkreśla się, że dalej nazwy minisystem WME używa się w Raporcie głównie w kontekście technicznym (fizycznych rozpływów sieciowych). W kontekście prawno-regulacyjnym (charakterystycznym dla zagadnień powiązanych z wirtualizacją sieci) używa się natomiast zamiennie nazwy platforma WME.

Zgodnie z realiami (charakterystycznymi dla 2017 r. i dla operatora Tauron Dystrybucja), alokacja opłat sieciowych na rynek wschodzący (1) w Raporcie piątym Cyklu BPEP [2] została dokonana według klucza: 100-160-60 PLN/MWh. Dodatkowe objaśnienie klucza, które tu (w niniejszym Raporcie) przedstawia się jest następujące.

Pierwsza stawka (100 PLN/MWh) jest stawką dla źródła (należącego do prosumenta, ewentualnie do niezależnego inwestora; przypadek niezależnego inwestora nie ma istotnego praktycznego znaczenia, przynajmniej na razie) przyłączonego do sieci nN, z punktami spływu zlokalizowanymi w każdym stanie pracy w sekcji sieciowej nN, do której to źródło jest przyłączone (źródło jest na tyle małe, że energia wyprodukowana w źródle fizycznie nie wypływa z sieci nN). Inaczej, jest to stawka „przekształcająca" koszt jednostkowy produkcji w źródle w koszt dostawy do nabywcy zasilanego z sieci nN, ale zlokalizowanego w dowolnej sieci nN (zasada wirtualizacji sieci).

Druga stawka (160 PLN/MWh) przekształca koszt jednostkowy produkcji w źródle przyłączonym do sieci SN (takie źródła obecnie są charakterystyczne głównie dla energetyki NI) w koszt dostawy do nabywcy przyłączonego do dowolnej sieci nN.

Trzecia stawka (60 PLN/MWh) przekształca koszt jednostkowy produkcji w źródle przyłączonym do sieci SN (należącym do niezależnego inwestora) w koszt dostawy do nabywcy przyłączonego do dowolnej sieci SN. Stawia się przy tym hipotezę roboczą, że w kolejnych latach będzie rosło szybko znaczenie energetyki EP w obecnym segmencie

odbiorców przyłączonych do sieci SN. Taką hipotezę uwiarygodnia struktura wzrostu zużycia energii elektrycznej na rynku schodzącym w 2017 r. [4].

Mianowicie, w segmencie ludnościowym (taryfy G) wzrost wynosił, mimo szybkiego rozwoju budownictwa mieszkaniowego, zaledwie 0,3%. To oznacza, że w segmencie tym zaczęły już działać mechanizmy efektywnościowe. Rozpoczął się także stosunkowo szybki (na polskie warunki, ukształtowane przez antyrządową politykę w stosunku do energetyki OZE) rozwój dachowych źródeł PV; na koniec 2017 roku było ich 27 tys.

W wielkim przemyśle (zasilanie z GPZ-tów, taryfy A) wzrost był równy 1,6%. W wypadku tego segmentu również nastąpiło w ostatnich latach samoistne (bez rządu) silne pobudzenie mechanizmów efektywnościowych. Także rozwoju prosumenckiego wytwarzania: w postaci kogeneracyjnych źródłach gazowych na sieciowy gaz ziemny oraz źródeł lokujących się w kontekście paliwowym w gospodarce obiegu zamkniętego. Przykładem tych ostatnich są np. źródła w Koksowni Przyjaźń oraz w zakładach celulozowo-papierniczych Stora Enso Poland).

W segmencie przedsiębiorstw MSP zasilanych z sieci SN (taryfy B) wzrost zużycia energii elektrycznej osiągnął pozom wynoszący aż 3,6%. To oznacza wielki, jeszcze nie „odkryty" potencjał poprawy efektywności użytkowania energii elektrycznej oraz wielki potencjał wytwarzania prosumenckiego. W miastach (w strefach przemysłowych) jest to przede wszystkim potencjał kogeneracji gazowej na sieciowy gaz ziemny. Na obszarach wiejskich, gdzie przeważają przedsiębiorstwa przetwórstwa rolno-spożywczego, charakterystyczny jest duży potencjał rozwoju biogazowni klasy 1 MW. Całkowicie nowy, i bardzo unikatowy potencjał wiąże się z rozwojem technologii wykorzystania (regazyfikacji) gazu skroplonego LNG (transportowanego w cysternach) w przedsiębiorstwach przetwórstwa rolno-spożywczego zintegrowanych z chłodniami (czyli w przedsiębiorstwach mających duże zapotrzebowanie na chłód technologiczny).

Koszty opłat sieciowych w WME (120 GWh)

Tabela 1 stanowi propozycję ulepszonego standardu (drugi etap) alokacji opłat sieciowych z rynku schodzącego na rynek wschodzący (1). Standard ten ma wymiar metodyczny. Koncentruje się na propozycji formatu opisu platformy WME w kontekście opłat sieciowych. Przedstawiony format opisu, zastosowany do platformy WME o rocznym zapotrzebowaniu na energię elektryczną równym 120 GWh, zapewnia jego dużą skalowalność. Wybrana wielkość minisystemu WME nawiązuje do referencyjnego klastra energii, trzeci Raport Cyklu BPEP [2]. Jest ponadto tożsama z koncepcją referencyjnego minisystemu WME przedstawioną w piątym Raporcie tego Cyklu. To pozwala w ramach Cyklu bezpośrednio analizować różnice i podobieństwa klastra energii i platformy WME zróżnicowanych pod względem stopnia integralności.

Najważniejszą sprawą z punktu widzenia formatu opisu zastosowanego w tab. 1 jest zapewnienie przejrzystości obliczeń energii wykorzystywanej: 1° - w modelu prosumenckim (bez sieci), zarówno w wypadku prosumentów przełączonych do sieci nN jak i SN, 2° - produkowanej i wykorzystywanej w obszarze sieciowym nN, 3° - produkowanej i wykorzystywanej w obszarze sieciowym SN oraz 4° - produkowanej w obszarze sieciowym SN, a wykorzystywanej w obszarze sieciowym nN. Tak określona struktura daje przede

wszystkim możliwość łatwego porównania kosztów opłat sieciowych na rynku schodzącym i na rynku wschodzącym (1) w kontekście rocznych przychodów operatorów OSD.

Tab. 1. Referencyjny sposób szacowania opłat sieciowych w minisystemie WME (łączne zapotrzebowanie 120 GWh; struktura zapotrzebowania: nN – 40%, SN – 60%). Alokacja opłat na rynek wschodzący (1)

<table>
<tr><td colspan="7">Szacunkowe jednostkowe koszty sieciowe na rynku schodzącym (2017), PLN/MWh (podstawa stawek w taryfach A, B oraz G i C)</td></tr>
<tr><td colspan="2">40 – sieci NN-110 kV</td><td colspan="3">60 – sieci SN</td><td colspan="2">100 – sieci nN</td></tr>
<tr><td colspan="7">Oszacowanie sumy opłat sieciowych przy zasilaniu z rynku schodzącego, z sieci: nN, SN</td></tr>
<tr><td colspan="7">$[0{,}4(40+60+100)+0{,}6(40+60)]\frac{PLN}{MWh}\times 120\times 10^3 MWh = (9{,}6+7{,}2)\ mln\ PLN$</td></tr>
<tr><td colspan="7">Alokacja opłat sieciowych do osłon fizycznych OK1, OK2 i OK3 na rynku wschodzącym (1)</td></tr>
<tr><td rowspan="2">źródło (osłona fizyczna-napięcie)</td><td rowspan="2">udział w produkcji WME, GWh</td><td colspan="3">wykorzystanie produkcji (własne EP i przez odbiorców przyłączonych do sieci), GWh</td><td colspan="2">przepływy sieciowe, GWh</td></tr>
<tr><td>EP</td><td>sieć SN</td><td>sieć nN</td><td>sieć SN</td><td>sieć nN</td></tr>
<tr><td>PV(OK1-nN)</td><td>18 (15%)</td><td>50% (9,0)</td><td>0</td><td>50% (9,0)</td><td>0</td><td>9,0</td></tr>
<tr><td>µEB(OK2-nN)</td><td>12 (10%)</td><td>20% (2,4)</td><td>0</td><td>80% (9,6)</td><td>0</td><td>9,6</td></tr>
<tr><td>µKG(OK2-nN)</td><td>6 (5%)</td><td>80% (4,8)</td><td>0</td><td>20% (1,2)</td><td>0</td><td>1,2</td></tr>
<tr><td>EW(OK3-SN)</td><td>48 (40%)</td><td>0</td><td>87% (41,8)</td><td>13% (6,2)</td><td>48,0</td><td>6,2</td></tr>
<tr><td>EB(OK3-SN)</td><td>18 (15%)</td><td>10% (1,8)</td><td>57% (10,2)</td><td>33% (6,0)</td><td>16,2</td><td>6,0</td></tr>
<tr><td>UGZ(OK3-SN)</td><td>6 (5%)</td><td>100% (6,0)</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr>
<tr><td>KG(OK3-SN)</td><td>12 (10%)</td><td>90% (10,8)</td><td>10% (1,2)</td><td>0</td><td>1,2</td><td>0</td></tr>
<tr><td>Σ</td><td>120 (100%)</td><td>34,8</td><td>53,2</td><td>32,0</td><td>65,4</td><td>32,0</td></tr>
<tr><td colspan="7">Oszacowanie sumy opłat sieciowych przy zasilaniu z rynku wschodzącego (1), z sieci: nN, SN</td></tr>
<tr><td colspan="7">$[(19{,}8\times 100+12{,}2\times 160)+53{,}2\times 60]\times 10^3\ PLN = (3{,}9+3{,}2)\ mln\ PLN$</td></tr>
</table>

Zupełnie inną sprawą jest uzmiennienie opłat sieciowych, które ma podstawowe znaczenie z punktu widzenia kształtowania profilu ceny jednoskładnikowej (taryfy dynamicznej) w minisystemie WME. Z tego punktu widzenia format opisu opłat sieciowych przedstawiony w tab. 1 jest niewystarczający, a właściwie mało przydatny. Potrzebny jest algorytm uzmienniania opłaty sieciowej. W Raporcie algorytm ten jest powiązany bezpośrednio z profilem kosztu wytwarzania energii elektrycznej (kosztu uśrednionego w okresie grafikowym; obecnie już dosyć powszechnie przyjmuje się, że minimalny okres grafikowy, to okres 5-minutowy).

Wyniki przedstawione w tab. 1 mają, oprócz wymiaru metodycznego, już obecnie fundamentalne znaczenie praktyczne. Niezależnie od tego, że badania symulacyjne na dużą skalę trzeba dopiero przeprowadzić (waga uzyskanych wyników uzasadnia takie badania), to jest sprawą niewątpliwą, że oszacowania wskazujące na potencjał obniżenia opłat sieciowych (2,5-krotny w wypadku odbiorców nN i 2,2-krotny w wypadku odbiorców SN) wskazują

zarazem ogromny potencjał bardzo konkurencyjnej substytucji inwestycji sieciowych za pomocą inwestycji w źródła wytwórcze (racjonalnie) zlokalizowanych w poszczególnych osłonach OK1, OK2 i OK3. W tym kontekście potrzebne są pilnie badania weryfikujące założenia przyjęte w tab. 1 dotyczące struktury bilansu wytwórczego minisystemu WME, jednocześnie penetrujące rozwój technologii umożliwiających szybki wzrost jego zdolności do autonomizacji. Spektakularnym przykładem są źródła LED wyposażane już w akumulatory jednoogniwowe z przekształtnikami energoelektronicznymi, które zwiększają potencjał wykorzystania produkcji źródeł PV w modelu prosumenckim. Bez wątpienia jest to krok, który pokazuje ogólną tendencję.

Drugim zagadnieniem o ogromnym znaczeniu praktycznym z punktu widzenia pełnej autonomizacji minisystemów WME, do którego tab. 1 bezpośrednio się nie odnosi, ale pośrednio go ujawnia, jest wykorzystanie sieci rozdzielczych nN i SN. Jest to wykorzystanie niezwykle niskie, a zatem tworzące możliwość wielkiej bezinwestycyjnej jego intensyfikacji. Wykorzystanie to można analizować za pomocą kryterium, którym jest „materiałochłonność" sieciowej dystrybucji energii elektrycznej wyrażona tu symbolicznie ilorazem:

$$\frac{materiały\ zużyte\ na\ wybudowanie\ sieci\ ("aluminium - stal - beton")}{roczna\ energia\ pobierana\ z\ sieci}\ \frac{ton}{MWh}.$$

Przytoczone kryterium jest niezwykle prymitywne, w dodatku niejednoznaczne (takim pozostanie aż do uzgodnienia współczynników wagowych dla poszczególnych materiałów: dla aluminium, stali, betonu, a także innych materiałów, które jawnie nie zostały zapisane). Ale z drugiej strony, posiada ono wielki potencjał objaśniający. Mianowicie, pozwala łatwo i bezdyskusyjnie wykazać, że rzeczywiste współczesne wykorzystanie sieci rozdzielczych nN-SN pracujących w układach otwartych (jednostronnie zasilanych), uśrednione w kraju, nie przekracza kilku procent wykorzystania możliwego technicznie (jest to z dużym prawdopodobieństwem wykorzystanie mniejsze od 5-procentowego).

Decydują o tym trzy przyczyny. Pierwszą jest mały ekwiwalentny czas wykorzystania rocznej mocy szczytowej obciążenia w sieciach rozdzielczych (bardzo orientacyjnie czas ten wnosi: 2000 i 3000 godzin dla sieci nN i SN, odpowiednio). Drugą przyczyną jest bardzo niekorzystny rozkład mocy szczytowej obciążenia wzdłuż linii jednostronnie zasilanej: od 100% na początku linii praktycznie do 0 na końcu; moc szczytowa uśredniona wzdłuż linii jest na ogół istotnie mniejsza od 0,5). Trzecia przyczyna jest związana z bardzo niskim początkowym obciążeniem projektowym linii (linia jest projektowana na okres eksploatacji rzędu 40 lat. W przeszłości, kiedy roczny projektowy wzrost zużycia energii elektrycznej wynosił 8% obciążenie początkowe linii było nieznacznie tylko większe od 20% obciążenia docelowego.

Szukanie równowagi

Znaczenie tab. 1 jako standardu szacowania opłat sieciowych w minisystemie WME polega na tym, że można ją przetwarzać w stosunkowo prosty sposób w inne tabele, użyteczne w analizach rozpoznawczych dotyczących poszukiwania długoterminowej (horyzont 2050) równowagi procesu transformacyjnego energetyki. Przykładem jest tab. 2, w której skonfrontowane zostały koszty pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną w WME

(120 GWh) będącego przedmiotem tab. 1 z kosztami dostawy energii elektrycznej z rynku schodzącego (dla struktury zapotrzebowania: sieć nN – 40%, sieć SN – 60%).

Tab. 2. Struktura tabelaryczna stanowiąca podstawę poszukiwania równowagi w procesie transformacji rynku schodzącego w rynek wschodzący (1), na przykładzie platformy prawno-regulacyjnej WME (120 GWh)

Koszty dostaw w obszarze sieciowym nN-SN na rynku schodzącym				
$(0{,}4 \times 650 + 0{,}6 \times 450)\frac{PLN}{MWh} \times 120 \times 10^3 MWh = \sim(31 + 32)\ mln\ PLN$ = **~ 63** mln PLN				
Koszty dostaw na rynku wschodzącym (1)				
źródło (osłona-napięcie)	**koszt produkcji**		**technologie WME**	
	jednostkowy, PLN/MWh	**WME, mln PLN**	**opłata sieciowa, mln PLN**	**koszt produkcji + opłata sieciowa, mln PLN**
PV(OK1-nN)	200	3,7	0,9	4,6
µEB(OK2-nN)	590	7,1	1,0	8,1
µKG(OK2-nN)	400	2,4	0,1	2,5
EW(OK3-SN)	240	11,5	3,4	14,9
EB(OK3-SN)	630	11,4	1,6	13,0
UGZ(OK3-SN)	1000	6,0	0	6,0
KG(OK3-SN)	330	4,0	0,1	4,1
Σ	-	46,1	7,1	**~ 53**
Roczne koszty łączne dostaw i jednoskładnikowe koszty jednostkowe w obszarze sieciowym nN-SN na rynku wschodzącym (1): $\sim(22 + 31) mln\ PLN \rightarrow (460,\ 430)\frac{PLN}{MWh}$				
Arbitraż. Inaczej, szansa na *trade off* dla rządu, z ukierunkowaniem na zasadę subsydiarności **1. Opłaty sieciowe.** Przedmiotem arbitrażu jest roczna różnica opłat sieciowych wynosząca 10 mln PLN/rok. Główne uwarunkowanie, to konieczność intensyfikacji wykorzystania sieci nN-SN. Obecne wykorzystanie kształtuje się na poziomie < 5% (jest to hipoteza robocza). **2. Podatki.** Przedmiotem arbitrażu może być nawet 7 mln PLN/rok. Główne uwarunkowanie, to nieopłacony na platformie WME podatek VAT w taryfie G. Z drugiej strony pojawiają się nowe podatki: akcyza związana z transferem paliw transportowych, a także podatki PIT i CIT (również podatek VAT w cenach urządzeń i usług dla energetyki EP w segmencie ludnościowym). **3. Prawa majątkowe.** Przedmiotem arbitrażu może być nawet 6 mln PLN/rok. Główne uwarunkowanie, to udział OZE na platformie WME wynoszący około 70% i koszt prawa majątkowego na rynku schodzącym około 15 PLN/MWh. **4. Koszt uprawnień do emisji CO_2.** Przedmiotem arbitrażu może być nawet 7 mln PLN/rok (przy cenie uprawnień 30 €/t); podkreśla się, że opłatami za uprawnienia uiszczanymi przez wytwórców dysponuje państwo (rząd poprzez budżet państwa) .				

W koszcie dostawy z rynku schodzącego uwzględniono jednoskładnikową cenę jednostkową energii elektrycznej odbieranej z sieci nN równą 650 PLN/MWh (cena wynikająca z taryfy G, po uwzględnieniu podatku VAT, wynoszącego około 7 mln PLN). W koszcie energii elektrycznej pobieranej z sieci SN (taryfa B) podatek VAT został pominięty, dlatego w oszacowaniach uwzględniono jednoskładnikową cenę jednostkową równą 450 PLN/MWh.

Wykorzystując dane z tab. 1 dotyczące rozdziału produkcji źródeł do poszczególnych osłon kontrolnych łatwo można wyliczyć łączne koszty pokrycia zapotrzebowania minisystemu WME (120 GWh). Koszty te z podziałem na sieci nN-SN wynoszą 22 i 31 mln PLN, odpowiednio. Odpowiadają im jednoskładnikowe koszty jednostkowe 460 i 430 PLN/MWh. Wartości te oznaczają radykalną zmianę struktury jednoskładnikowych kosztów jednostkowych.

Wyniki przedstawione w tab. 1 i 2 w zakresie struktury bilansu wytwórczego, kosztów wytwarzania i opłat sieciowych umożliwiają łatwe przejście do dyskusji dwóch kolejnych czynników o wielkiej wadze z punktu widzenia równoważenia trajektorii transformacyjnej rynku schodzącego w rynek wschodzący (1) WME. Są to podatki i prawa majątkowe.

W wypadku rynku wschodzącego (1) koszt dostawy energii elektrycznej oszacowany tak jak w tab. 2 w ogóle nie uwzględnia podatku VAT, za to uwzględnia podatek akcyzowy (około 2,5 mln PLN), którym jest obłożone paliwo wykorzystywane przez źródła UGZ. Zatem „niedobór" podatku dla budżetu państwa wynosi 4,5 mln PLN. Z drugiej strony w rachunku łącznych rocznych kosztów (53 mln PLN) nie uwzględniono przychodów ze sprzedaży praw majątkowych ponad wymagane (dla uproszczenia przyjmuje się wymagany obecnie udział energii elektrycznej ze źródeł OZE równy 15%).

Obliczenia uzupełniające przedstawione w tab. 2, pokazują że potencjalne roczne przychody z tytułu praw majątkowych osiągają, nawet przy niskich cenach jednostkowych (70 PLN/MWh) bardzo wysoki poziom (38 mln PLN). Oczywiście, ich uwzględnienie w takiej postaci zapewniałoby nadzwyczajną efektywność prosumentom, odbiorcom, niezależnym inwestorom na platformie WME.

Podkreśla się przy tym, że wykorzystanie rozwiązania w postaci praw majątkowych do oszacowań przedstawionych w tab. 2 jest proste, ma jednak jedynie charakter poglądowy. Dlatego, bo do pobudzenia inwestycji mających służyć realizacji celu OZE w obecnym porządku prawnym wykorzystuje się w Polska już nie system certyfikatów, a system aukcyjny. Wykorzystanie środowiska aukcyjnego do przeprowadzenia oszacowań rodzi na razie wiele pytań, których w Raporcie się podejmuje.

WME Wielkopolska Południowa
PILOTAŻOWA KONCEPCJA SPAJAJĄCA W TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ ZASADĘ SUBSYDIARNOŚCI Z WIRTUALIZACJĄ KSE

Prezentowana w Raporcie jedność zasady subsydiarności i wirtualizacji KSE w transformacji energetycznej, którą można analizować (badać) na przykładzie minisystemu/platformy WME Wielkopolska Południowa ma bardzo duży ogólny (krajowy) potencjał objaśniający. Podkreśla się przy tym, że platforma prawno-regulacyjna koncepcji WME Wielkopolska Południowa jest tożsama z platformą, na której modelowany był w piątym Raporcie Cyklu BPEP [2] minisystem WME. A był to minisystem konsolidujący zasoby potencjalnie w granicach całej Polski do poziomu: zapotrzebowanie na energię elektryczną – 120 GWh/rok, moc szczytowa obciążenia – 30 MW, roczna wartość rynku – 70 mln PLN. Dopuszczalny poziom konsolidacji zasobów jest naturalnie sprawą otwartą. Stawia się przy tym hipotezę, że musi on być jednoznacznie rozstrzygnięty na platformie prawno-regulacyjnej, po rozpoznaniu skutków nadmiernej konsolidacji w świetle regulacji antymonopolowych.

Koncepcja WME Wielkopolska Południowa prezentowana jest w Raporcie bardzo „elastycznie", mianowicie przez pryzmat aż ośmiu potencjalnych, bardzo zróżnicowanych poziomów (obszarów konsolidacji), rys. 1 do 7. Generalną zasadą kreowania poziomów jest zasada subsydiarności. W tym wypadku oznacza ona budowanie samowystarczalności energetycznej z wykorzystaniem zasobów własnych od poziomu „najsłabszego" (w Raporcie są to małe gminy wiejskie) do poziomu najsilniejszego (w Raporcie jest to poziom województwa). Bardzo ważną zasadą kreowania poziomów jest dążenie do ich zróżnicowania pod względem adekwatności zasobów oraz integralności obszarowej, od której zależy poziom wirtualizacji minisystemu WME. Uwzględnienie w rozpoznawczych analizach symulacyjnych dużego zróżnicowania integralności obszarowej jest pożądane z uwagi na potrzebę rozszerzenia pola testowania wirtualizacji sieci.

Oczywiście, im większa jest integralność obszarowa tym mniejszy jest poziom wirtualizacji. Przy niskim poziomie integralności obszarowej techniczne problemy, związane z usługami systemowo-sieciowymi, i problemy społeczne (mentalnościowe) są trudniejsze, ale rozwiązane dają później dobrą podstawę do uogólnień (do projektowania rozwiązań na platformie prawno-regulacyjnej zapewniających racjonalność trajektorii transformacyjnej energetyki). Przy pełnej integralności obszarowej, ułatwiającej budowę lokalnego kapitału społecznego, poziom wirtualizacji sieci z istoty jest mniejszy, ale istnieje.

W wypadku każdego z poziomów istnieje dodatkowy powód jego zdefiniowania (uwzględnienia w analizach wykraczających daleko poza zakres Raportu). Tym powodem są charakterystyczne dla poszczególnych poziomów zasoby. Na obecnym etapie najważniejszymi zasobami są zasoby ludzkie, w tym przede wszystkim prosumenci i zinstytucjonalizowane podmioty (samorządy, przedsiębiorcy, także stowarzyszenia) zainteresowane działaniem na rzecz budowy każdego indywidualnego minisystemu WME.

Celem przedstawionego w Raporcie zbioru poziomów do testowania zróżnicowanych hipotez roboczych jest wywołanie procesu interaktywnych działań między zróżnicowanymi środowiskami. Na początku w konkretnym wypadku (Raport) najważniejszą wagę przykłada się do interakcji między środowiskiem badawczym oraz środowiskiem samorządowym (wspieranym przez stowarzyszenia działające na rzecz transformacji energetyki). Bez wątpienia wyniki badań symulacyjnych dla poszczególnych poziomów realizowane za pomocą technik badawczych rozwiniętych w ramach dwóch Cyklów Raportów [1,2] pozwolą samorządom na stopniowe przechodzenie do samodzielnego kształtowania własnych, koalicyjnych strategii rozwojowych.

Koalicje te są dla Wielkopolski Południowej – będącej z jednej strony regionem o najwyższej kulturze rolnej w kraju, a z drugiej zagrożonej budową odkrywek węgla brunatnego (i elektrowni na ten węgiel) – bardzo ważne w świetle ryzyka i szans rozwojowych związanych z polityką UE. Nowe trendy w unijnej polityce ujawnił w szczególności bardzo mocno projekt budżetu UE na lata 2021-2027, ogłoszony na przełomie kwietnia i maja 2017 r. Projekt potwierdził nieuchronność długoterminowej redukcji Polityki Spójności (w projekcie na najbliższą perspektywę budżetową redukcja o 7%) i Wspólnej Polityki Rolnej (redukcja o 5%).

Projekt potwierdził jednocześnie nowe priorytety i wskazał nowe trendy w ich finansowaniu. Wśród priorytetów jest powiązanie nowego etapu budowy wspólnego rynku energii elektrycznej i Polityki Klimatycznej (nakłady budżetowe na Politykę Klimatyczną i na

środowisko rosną bardzo silnie, aż o 60%, chociaż z niskiego pułapu). Całkowicie nowym mechanizmem finansowania priorytetów unijnych jest włączenie do koszyka Zasobów Własnych budżetu UE przychodów w postaci 20% opłat za uprawnienia do emisji CO_2.

Bez wątpienia przedstawiony projekt budżetu UE jest racjonalną polityką transformacyjną wyjścia z kłopotów mających w części źródło w centralizacji i nacjonalizacji elektroenergetyki (Francja, Wielka Brytania, Włochy, i w ramach zmiany ustroju także Europa Środkowa) po II wojnie światowej oraz w pierwszych traktatach wspólnotowych (Traktat Paryski, 1951 – Europejska Wspólnota Węgla i Stali; dwa Traktaty Rzymskie, 1957 – pierwszy powołujący Wspólną Politykę Rolną, drugi Europejską Wspólnotę Atomową Euratom). Centralizacja i nacjonalizacja elektroenergetyki oraz Traktaty Paryski i Rzymskie wepchnęły Europę w sidła energetyki paramilitarnej i w gigantyczne dotacje dla rolnictwa. Nowy rynek energii elektrycznej ma na celu przełamanie patologii modelu paramilitarnego energetyki. Redukcja polityki rolnej ma na celu zbudowanie konkurencyjności europejskiego rolnictwa.

Obszary wiejskie ogólnie w Europie mogą się uznać za beneficjenta nowych priorytetów unijnych. Priorytety te w samej UE umożliwiają przejściową kompensację skutków redukcji Polityki WPR. Fundamentalnie natomiast obszary wiejskie mają na obecnym etapie globalnej transformacji energetyki szanse na objęcie pozycji lidera budowy mono rynku energii elektrycznej OZE, a także lidera gospodarki obiegu zamkniętego.

Naturalnie, redukcja Polityki Spójności i polityki WPR oraz nowe priorytety unijne mają dla Wielkopolski Południowej nieporównywalnie większe znaczenie niż ogólnie dla obszarów wiejskich w UE (i w Europie). Wybranie strategii budowy mono rynku energii elektrycznej OZE i gospodarki obiegu zamkniętego pozwoli Wielkopolsce Południowej uodpornić się na skutki redukcji Polityki Spójności i polityki WPR, a z drugiej strony wykorzystać szanse związane z nowymi priorytetami UE. Budowa odkrywek węgla brunatnego i elektrowni na węgiel brunatny zepchnie Wielkopolskę Południową w naśladownictwo modelu gospodarczego takiego, jakim zostało dotknięte Zagłębie Konińskie.

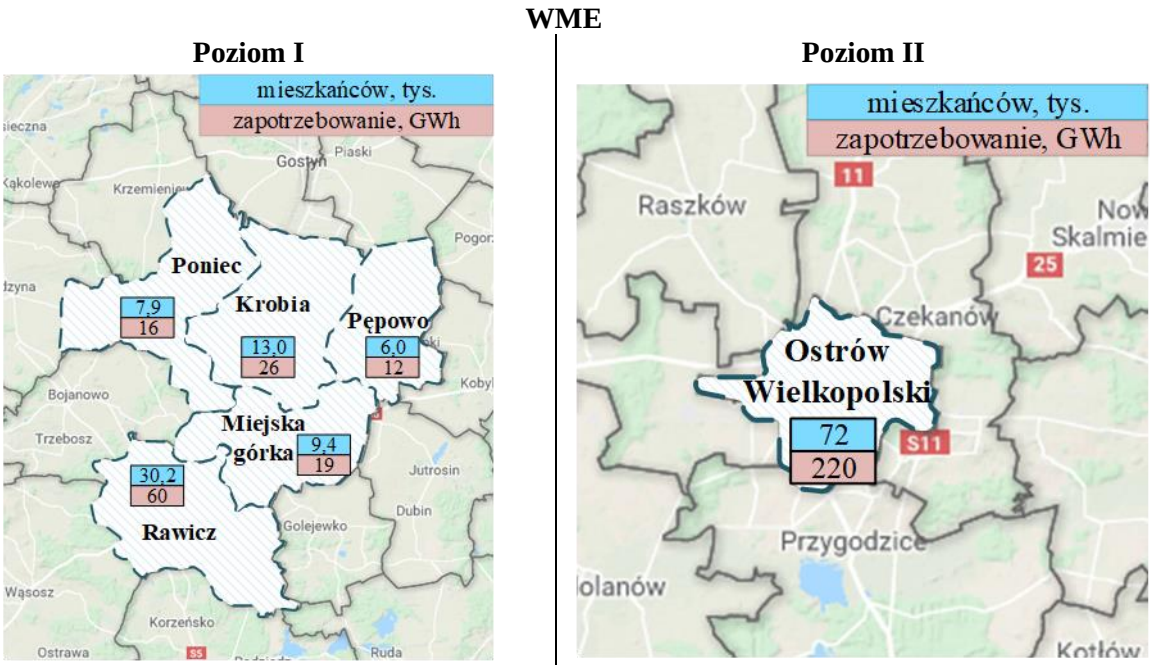
Przy tym 70 lat temu wybór modelu gospodarczego dla Zagłębia Konińskiego był jednak racjonalizowany przez ogólne trendy. Budowa w Wielkopolsce Południowej odkrywek węgla brunatnego i elektrowni na węgiel brunatny w trzeciej dekadzie XXI wieku byłaby natomiast wykroczeniem przeciwko racjonalności. Fundamentalne potrzeby Wielkopolski Południowej, obejmujące potrzebę modernizacji wsi jak również restrukturyzacji rolnictwa, a także fundamentalny potencjał do dyfuzji transformacji energetycznej czynią z niej region dla którego strategia samowystarczalności energetycznej w horyzoncie 2040 powinna jak najszybciej zostać usankcjonowana przez gminy wiejskie, powiaty wiejskie i przez poszczególne miasta.

Strategia usankcjonowana przez samorządy w Wielkopolsce Południowej mogłaby stać się wzorem do naśladowania dla innych miniregionów rolniczych w kraju. Również tych, które nie są zagrożone budową odkrywek węgla brunatnego (i elektrowni na węgiel brunatny) oraz innych wielkoskalowych inwestycji energetyki WEK, ale mają do wykorzystania historyczną szansę związaną z nowymi priorytetami UE.

Zakłada się, że wyniki badań przedstawione w Raporcie przyczynią się generalnie do pobudzenia i następnie zintensyfikowania oddolnych działań samorządów. Łącznie, wyniki

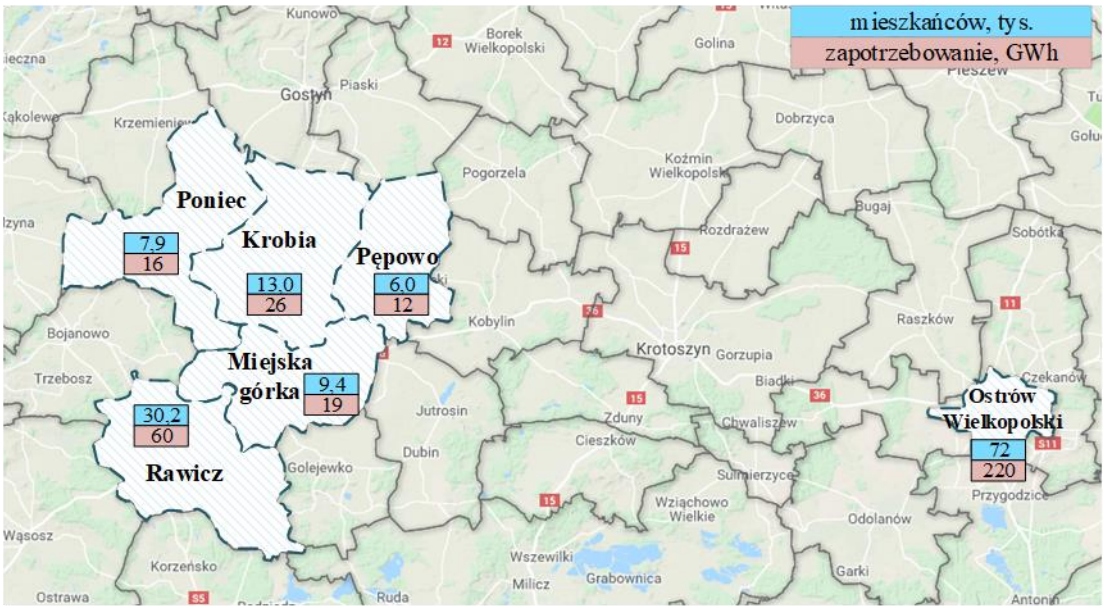
badań i działania samorządów, pozwolą stworzyć lepsze podstawy do ukształtowania platformy prawno-regulacyjnej WME.

Poziom I. Jest to najniższy poziom konsolidacji ministemu WME. Poziom ten obejmuje wykorzystanie zasobów gmin: Poniec, Krobia, Pępowo (powiat gostyński) oraz Miejska Górka i Rawicz (powiat rawicki). Głównym powodem zdefiniowania tego poziomu jest aktywność (współdziałanie) gmin na rzecz niedopuszczenia do budowy odkrywek węgla brunatnego w Wielkopolsce Południowej (Rów Poznański) z jednej strony, a z drugiej strony na rzecz wykorzystania szans związanych z nieuchronną transformacją energetyki. W tym kontekście podkreśla się, że wskazane gminy podjęły już działania mające na celu wykorzystanie synergii między produkcją rolniczo-hodowlaną i przetwórstwem rolno-spożywczym z jednej strony, oraz energetyką traktowaną w kategoriach ważnego segmentu zrównoważonej gospodarki na obszarach rolniczych.



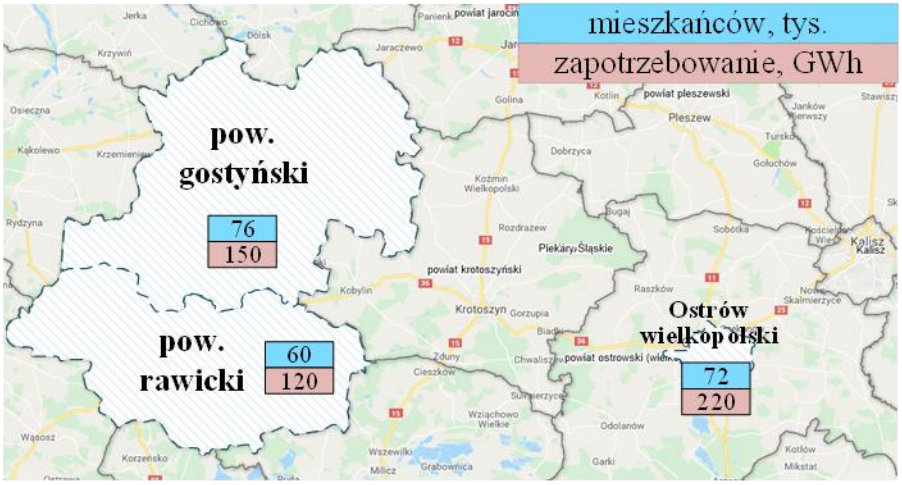
Rys. 1. WME Wielkopolska Południowa – poziom I i II

Poziom II. Jest to miasto Ostrów Wielkopolski. Głównym powodem wyróżnienia tego poziomu jest zaawansowana już realizacja przez Ostów Wielkopolski strategii całkowitej przebudowy gospodarki energetycznej miasta [3]. Jest to mianowicie strategia samowystarczalności miasta na rynku energii elektrycznej, z jednoczesną, stopniową pasywizacją budownictwa i elektryfikacją ciepłownictwa oraz elektryfikacją transportu. Ponadto jest to postępujące wysycanie całej gospodarki komunalnej miasta w inteligentną infrastrukturę oraz sukcesywne wprowadzanie jej (gospodarki) w standardy (środowisko) gospodarki obiegu zamkniętego.



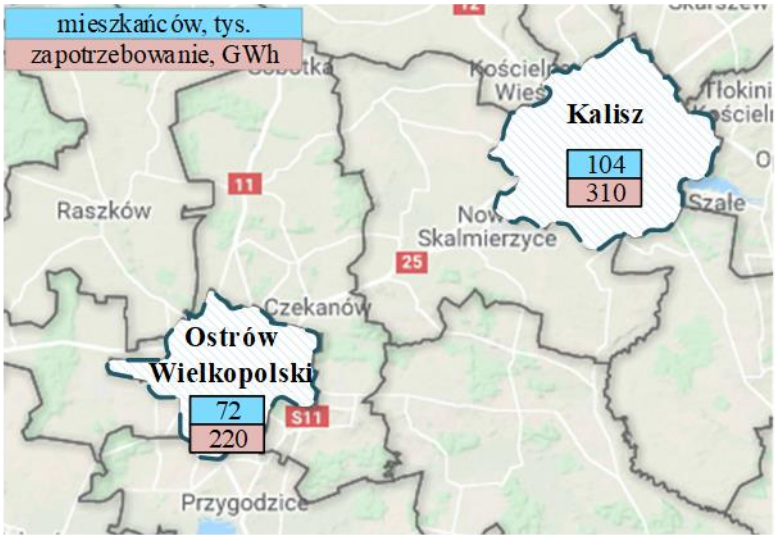
Rys. 2. WME Wielkopolska Południowa – poziom III

Poziom III. Ten poziom obejmuje gminy: Poniec, Krobia, Pępowo (powiat gostyński) oraz Miejska Górka i Rawicz (powiat rawicki) wraz z miastem Ostrów Wielkopolski. Powodem zdefiniowania tego poziomu jest testowanie (w ramach badań symulacyjnych) potencjału związanego ze wzrostem różnorodności rynku i jego wartości oraz wyrównywaniem kompetencji (rynkowy przepływ kompetencji od miasta do blisko położonych gmin wiejskich).



Rys. 3. WME Wielkopolska Południowa – poziom IV

Poziom IV. Jest to poziom obejmujący całe powiaty gostyński i rawicki, oraz miasto Ostrów Wielkopolski. Niewielkie rozszerzenie w stosunku do poziomu III ma na celu testowanie potencjału oddziaływania liderów zmian na najbliższe otoczenie, czyli gmin Poniec, Krobia i Pępowo na cały powiat gostyński oraz gmin Miejska Górka i Rawicz na cały powiat rawicki. Czyli wyróżnienie poziomu ma przyczyny w sferze kapitału społecznego (testowanie potencjału wzmacniania takiego kapitału na poziomie lokalnym – w granicach wiejskiego powiatu, z największym miastem o liczbie mieszkańców do około 20 tys. – za pomocą działań na rzecz budowy lokalnej energetyki).



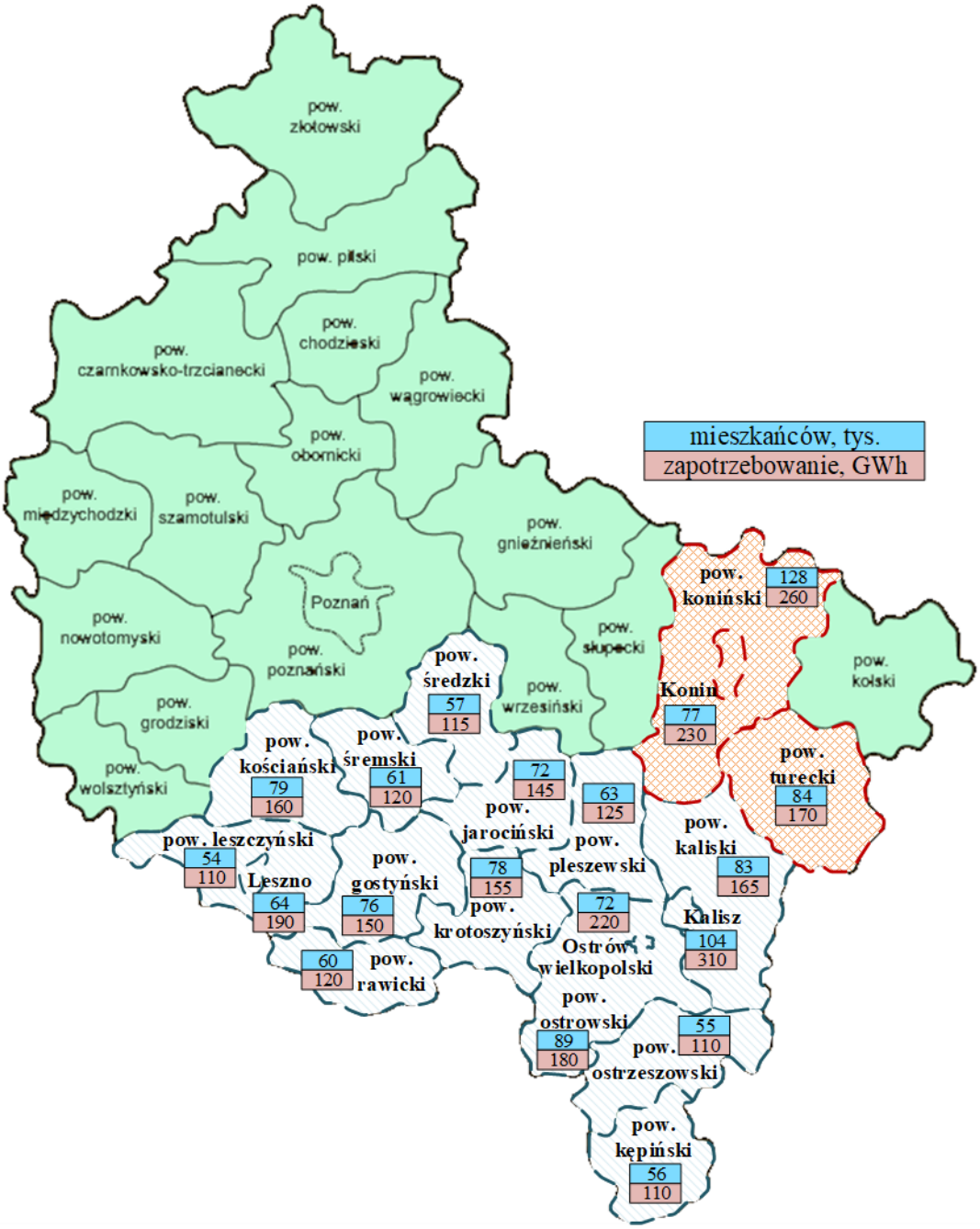
Rys. 4. WME Wielkopolska Południowa – poziom V

Poziom V. Miasta Ostrów Wielkopolski i Kalisz. Powodem wyróżnienia tego poziomu jest bardzo bliskie sąsiedztwo miast, z trudnymi uwarunkowaniami historycznymi, ale też praktycznym powiązaniem na poziomie infrastruktury włącznie. Jest to również potrzeba testowania potencjału wzrostu kapitału społecznego w granicach tych dwóch miast za pomocą działań na rzecz budowy lokalnej energetyki, zwłaszcza że oprócz dużego potencjału wzrostu skalowalności rozwiązań prosumenckich wdrażanych odrębnie, istnieje w tym wypadku także potencjał obniżenia kosztów wspólnych rozwiązań infrastrukturalnych (głównie w obszarze inteligentnej infrastruktury i w obszarze gospodarki obiegu zamkniętego).

Rys. 5. WME Wielkopolska Południowa – poziom VI

Poziom VI. Jest to poziom na którym koncepcja WME jest „zlokalizowana” (oczywiście tylko w sferze badawczej) w granicach obejmujących miasto Ostrów Wielkopolski oraz powiat ostrowski. Wyróżnienie tego poziomu ma na celu testowanie potencjału transformacji energetyki w procesie wzmacniania lokalnego kapitału społecznego oraz infrastruktury

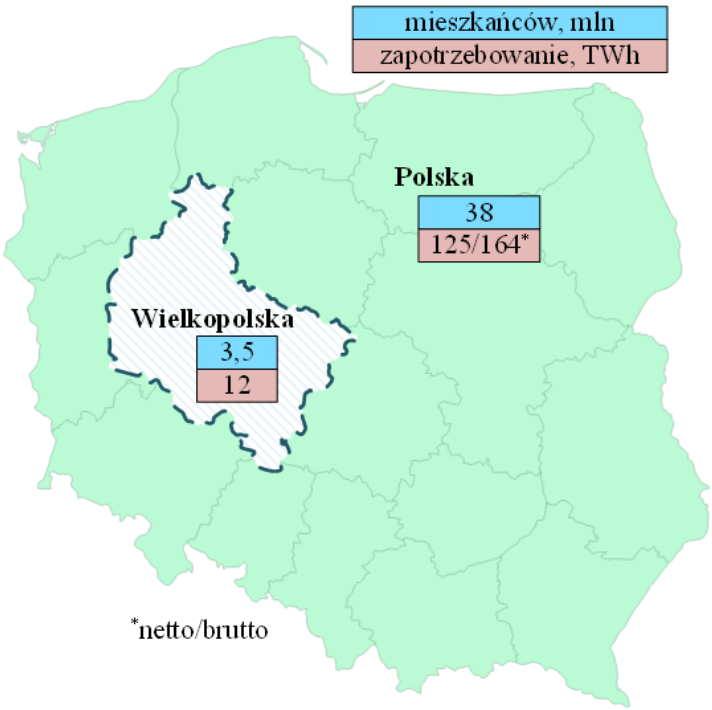
biznesowej (wytwarzanej przez transformację energetyczną) integrującej miasto Ostrów Wielkopolski wraz z powiatem ostrowskim.



Rys. 6. WME Wielkopolska Południowa – poziom VII

Poziom VII. Powiaty: kościański, leszczyński, rawicki, gostyński, śremski, średzki, jarociński, pleszewski, krotoszyński, ostrowski, ostrzeszowski, kępiński, kaliski wraz z miastami Ostrów Wielkopolski, Kalisz i Leszno. Jest to poziom, który ma na celu testowanie spójnego dużego obszaru, obejmującego złoża gazu ziemnego (eksploatowane i nowo odkryte). Zatem badania dla tego poziomu są ważne w kontekście ogólnego kluczowego zagadnienia transferów paliwowych na mono rynek energii elektrycznej OZE. Ponadto, zasoby gazu w eksploatowanych złożach Kościan i Brońsko (ponad 15 mld m^3 w przeliczeniu na gaz wysokometanowy) oraz nowo odkrytych Środa Wielkopolska są

wystarczające (w punkcie wyjścia) do stabilizowania trajektorii transformacji energetycznej całego województwa wielkopolskiego (poziom VIII).



Rys. 7. WME Wielkopolska Południowa – poziom VIII

Poziom VIII. Województwo Wielkopolskie. Ten poziom ma na celu testowanie potencjału zasady subsydiarności realizowanej przez wojewódzkie władze samorządowe (urząd marszałka) w stosunku do mikroregionu konińskiego dotkniętego skutkami restrukturyzacji ZE PAK i koniecznością rewitalizacji środowiska (z wykorzystaniem rozwiązań realizowanych w Wielkopolsce Południowej).

FILARY STRATEGII GRUPY INFRASTRUKTURALNEJ CRK I SPÓŁKI CRK ENERGIA (Ostrów Wielkopolski, poziom II)

Powołanie (2018) spółki CRK Energia przez Centrum Rozwoju Komunalnego SA (spadkobiercę Holdikomu utworzonego w 1996 r.) obrazuje pod względem koncepcyjnym dominujący na świecie trend wykorzystania transformacji energetyki do wytworzenia modelu rozwojowego miasta, który w nowy sposób konsoliduje: ochronę środowiska, środowisko społeczne oraz gospodarkę. W wymiarze indywidualnym pokazuje jak Ostrów Wielkopolski chce włączyć się w globalne środowisko Smart City. W tym kontekście bardzo znamienna jest aktualna (okres 2018-2024) strategia CRK. Mianowicie, jest to strategia realizowana w pięciu obszarach, ukierunkowana na materialną infrastrukturę funkcjonowania miasta, ale w bardzo dużym stopniu także na budowę kapitału społecznego, w samym mieście (około 73 tys. mieszkańców) oraz w bliskim otoczeniu, na które składa się sąsiedztwo obszarów wiejskich (gmin wiejskich) i Kalisza (100 tys. mieszkańców).

Strategia CRK

Strategia CRK, łącząca transformację energetyczną i budowę kapitału społecznego, ma (w Raporcie jest to hipoteza) dalekosiężny cel. Jest nim bezemisyjna energetyka, następnie gospodarka w obiegu zamkniętym, i jeszcze dalej gospodarka współdzielenia. W tym nurcie na świecie kolejne miasta (małe, średnie i wielkie, a nawet największe metropolie) ogłaszają strategie dochodzenia do samowystarczalności energetycznej w horyzoncie 2050 (coraz częściej w horyzoncie 2040). Podkreśla się przy tym, że jest to nurt wpisujący się generalnie w zmianę egzogenicznego modelu rozwojowego miast (chociaż w pierwszej kolejności dotyczy to jednak obszarów wiejskich) na endogeniczny.

Polska jako kraj eliminuje się niestety (przynajmniej na razie) doktrynalnie z uczestnictwa w głównym nurcie rozwojowym (transformacja energetyki). Działanie Ostrowa Wielkopolskiego należy w tym kontekście widzieć zatem jako bardzo znamienne (i pożądane, zasługujące na szerokie wsparcie w całym kraju).

Sieciowa struktura zarządcza ostrowskiego sektora infrastrukturalnego (ukształtowana w ramach Holdikomu, a obecnie kształtowana przez CRK) stwarza nowoczesne warunki do jego funkcjonowania w kolejnych latach. Z tego punktu widzenia ważne są następujące cząstkowe cele do osiągnięcia (wpisane do strategii CRK).

1. Wdrożenie zdefiniowanych mechanizmów nadzorczych i korygujących (wdrożenie ma się przyczynić do uzyskania lepszych efektów ekonomicznych i społecznych).

2. Wzmocnienie nadzoru właścicielskiego (jest potrzebne do zapewnienia wzrostu potencjału miasta i ostrowskiego sektora komunalnego oraz uzyskania większej spójności działań prorozwojowych, w tym inwestycyjnych).

3. Powołanie Komitetu Inwestycyjnego CRK (ma na celu skuteczne wdrożenie mechanizmów gwarantujących racjonalność polityki inwestycyjnej).

4. Opracowanie i wdrożenie koncepcji ładu korporacyjnego (jest ono traktowane w kategoriach narzędzia pozwalającego na doskonalenie mechanizmów nadzoru).

Rozwój grupy kapitałowej w okresie 2018-2024, na który została przyjęta strategia CRK praktycznie pokrywa się z okresem rozstrzygającym o transformacji energetyki europejskiej i energetyki globalnej. W tym kontekście na uwagę zasługują w strategii wybrane dwa kierunki, w pełni spójne z trendami: europejskim i globalnym. Są to.

1. Budowa zdolności ostrowskiego sektora infrastrukturalnego do wdrażania i absorbcji innowacyjnych rozwiązań i nowych technologii. Realizacja tego kierunku, jeśli będzie miała miejsce, będzie świadczyć o umiejętności pokonywania przez sektor barier rozwojowych oraz zdolności budowania atrakcyjności inwestycyjnej. Szczególne znaczenie będą miały przedsięwzięcia w zakresie dbałości o środowisko przyrodnicze**,** w obszarze gospodarowania energią i wykorzystania atutów prospołecznych i prozdrowotnych jakie gwarantuje sport oraz aktywny wypoczynek na terenach zielonych i rekreacyjnych.

2. Konsolidacja rynku energii. Ten kierunek powinien bez wątpienia stać się we współczesnej sytuacji główną siłą napędową rozwoju miasta zgodnego z megatrendami. Dlatego, bo ma on największy potencjał konsolidacji całej strategii CRK (wszystkich zadań

realizowanych na rzecz celów cząstkowych, przede wszystkim takich jak: samowystarczalność energetyczna w formule mono rynku energii elektrycznej OZE, likwidacja smogu, przejście do gospodarki obiegu zamkniętego).

Budowa szeroko rozumianej tożsamości miasta, stanowiąca ostrowskie wyzwanie, pokrywa się w przyjętej strategii CRK praktycznie z konsolidacją inicjatyw wzmacniających atrakcyjność miasta w otoczeniu zewnętrznym i wśród mieszkańców. W tym kontekście ważne jest w strategii CRK wyszczególnienie (w hasłowy sposób) działań, które mają kształtować nową tożsamość miasta. Działaniami tymi (przedstawionymi za strategią, z koniecznymi zmianami redakcyjnymi) są.

1. Likwidacja niskiej emisji (smogu). Czyste powietrze wskazuje się w strategii jako podstawowy warunek dobrej kondycji zdrowotnej mieszkańców (zdrowego życia w mieście).

2. Działania w sferze kultury. Traktuje się je jako nowy sposób na rzecz trwałego ekonomicznego wzrostu gospodarki miejskiej (długofalowej racjonalności tej gospodarki).

3. Wsparcie sportu. Wsparcie to uzyskuje, zgodnie ze strategią, rangę działania prorozwojowego na rzecz miasta. Zdrowy styl życia-połączenie rekreacji, sportu i wypoczynku z terenami zielonymi.

4. Szeroko adresowana edukacja gospodarcza. Jest to edukacja adresowana do mieszkańców miasta; jej konieczność wyprowadza się z tempa zmian technologicznych, które to tempo stale się zwiększa.

Budowa zdolności miasta do dyfuzji nadchodzącej nowej globalnej fali innowacyjności jest tożsama w strategii CRK z postulatem bogatej w różnorodny potencjał, silnej gospodarki w mieście. Podstawowymi działaniami w tym obszarze, zgodnie ze strategią, są.

1. Program zwiększania potencjału miasta poprzez wzmacnianie istniejących kompetencji oraz budowanie całkowicie nowych.

2. Budowa kapitału społecznego wokół zmieniającego się radykalnie paradygmatu rozwojowego miast.

3. Wykorzystanie gospodarki cyfrowej jako szansy rozwojowej, a z drugiej strony jako sposobu obrony mieszkańców przed alienacją z gospodarczego obiegu.

4. Realizacja program sukcesywnego wdrażania gospodarka w obiegu zamkniętym.

5. Współpraca z Narodowym Centrum Badań i Rozwoju oraz innymi agendami rządowymi odpowiedzialnymi za wspieranie innowacyjność polskiej gospodarki, a także z uczelniami wyższymi, w szczególności na rzecz pobudzenia rozwoju *startup*-ów.

Budowa trwałości modelu rozwojowego miasta jest w strategii CRK tożsama z postulatem powiązania budowy siły miasta z otwarciem na otoczenie. W tym zakresie strategia uwzględnia następującą rolę CRK.

1. Silna, nowoczesna marka CRK powinna się stać jednym z ważnych filarów marki miasta.

2. W tym celu potrzebna jest współpraca CRK z Ostrowską Radą Gospodarczą.

3. Potrzebna jest także realizacja wspólnych inicjatyw: CRK i silnych partnerów krajowych.

4. Potrzebne jest włączenie CRK w efektywną międzynarodową współpracę partnerską (np. z partnerami w miastach bliźniaczych).

Strategia grupy komunalnej CRK na lata 2018-2024, bardzo progresywna w ujęciu hasłowym, zyskałaby bez wątpienia na znaczeniu praktycznym poprzez zdefiniowanie długoterminowego celu operacyjnego dla miasta.

Strategia CRK Energia

Celem tym, w naturalny sposób wynikającym ze strategii CRK – w szczególności zaś z powołania w ramach tej strategii spółki CRK Energia (już dokonanego) – mogłoby być wykorzystanie platformy WME Wielkopolska Południowa do przyspieszenia budowy pełnej niezależności energetycznej Ostrowa Wielkopolskiego w horyzoncie 2040.

Koncepcja wykorzystanie platformy WME Wielkopolska Południowa. Bardziej szczegółowo: wykorzystanie tej platformy do przyspieszenia budowy pełnej niezależności energetycznej Ostrowa Wielkopolskiego w horyzoncie 2040 rozumie się tu jako ciąg działań pozwalających budować w dynamiczny sposób – przy bardzo ograniczonych nakładach inwestycyjnych, za to przy bardzo rozbudowanej współpracy z otoczeniem w ramach platformy WME – kompetencje spółki CRK Energia jako „operatora" docelowego mono rynku energii elektrycznej OZE na spójnej rzeczywistej infrastrukturze sieciowej nN-SN. Podkreśla się przy tym, że właśnie taki rynek w proponowanej tu koncepcji uznaje się za synonim niezależności energetycznej miasta. W takim sensie na prezentowaną tu koncepcję składa się ciąg następujących działań, realizowanych zgodnie z zaproponowaną sekwencją.

1. Pierwszym działaniem jest realizacja zapoczątkowanej w Raporcie konsolidacji minisystemu WME Wielkopolska Południowa z centralną rolą Ostrowa Wielkopolskiego w minisystemie.
2. Z pierwszego działania, na platformie WME, wynikną jednoznaczne przesłanki do ukształtowania struktury źródeł na mono rynku OZE (z dopuszczonymi przejściowo transferami paliwowymi) na spójnej rzeczywistej infrastrukturze sieciowej nN-SN.
3. Wynikną także jednoznaczne przesłanki do ukształtowania systemu SCADA i całej inteligentnej infrastruktury dla mono rynku OZE.
4. Wreszcie wynikną przesłanki do ukształtowania mechanizmów rynkowych na mono rynku energii elektrycznej (cenotwórstwa na platformie WME). Naturalnie z uwzględnieniem 3-poziomowej platformy prawno-regulacyjnej: gminnej (miejskiej), wojewódzkiej i krajowej.
5. Wreszcie wynikną przesłanki do budowy portalu internetowego ukierunkowanego na transformację energetyczną przeznaczonego dla całej platformy WME, w tym dla potrzeb całej społeczności Ostrowa Wielkopolskiego.

Spójność strategii spółki CRK Energia z zaproponowaną koncepcją. Podstawy do zdefiniowania zaproponowanego głównego celu (budowa pełnej niezależności energetycznej Ostrowa Wielkopolskiego w horyzoncie 2040) i do ogólnej koncepcji wykorzystania platformy WME Wielkopolska Południowa na rzecz realizacji tego celu upatruje się w strategii CRK (zasygnalizowana w Raporcie strategia na okres 2018-2024) oraz w strategii

spółki CRK Energia. W tej ostatniej podkreśla się te segmenty strategii, które uwiarygodniają cel i koncepcję. Są to:

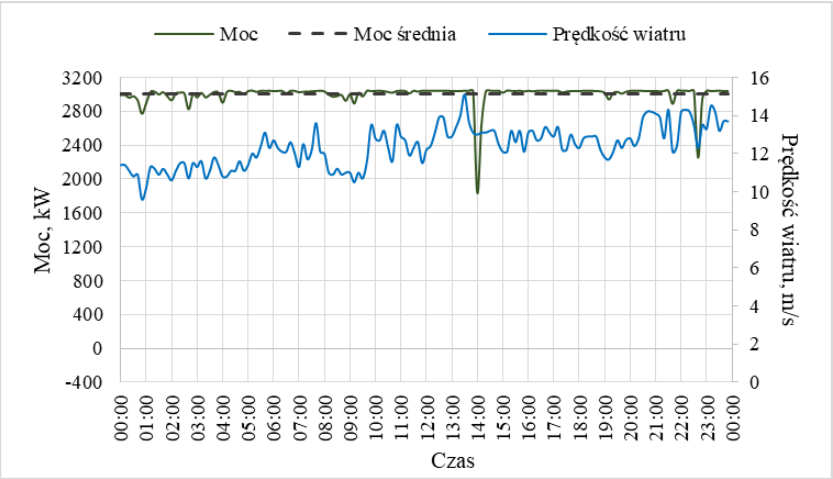
1. Ukierunkowanie spółki na zarządzanie w obszarze zagadnień rozwojowych.
2. Budowa inteligentnej infrastruktury lokalnego rynku energetycznego.
3. Budowa sieci rozdzielczych (ale tylko w konwencji „uzupełniającej").
4. Integracja zasobów wytwórczych: źródeł wytwórczych OZE, ale także gazowych.
5. Elektryfikacja ciepłownictwa.
6. Rozwój elektromobilności.
7. Likwidacja smogu.
8. Gospodarka obiegu zamkniętego
9. Powiazanie transformacji energetycznej miasta z budowa kapitału społecznego.

Brakującym segmentem strategii, o podstawowej wadze, jest pasywizacja budownictwa. Ten segment powinien mieć priorytet, ze względu na jego pierwsze miejsce w łańcuchu wartości w gospodarce prosumenckiej, w segmencie ludnościowym.

WYBRANE ZAGADNIENIA MODELOWANIA PROFILI PRODUKCJI WIATROWEJ

Wielki postęp w zakresie rozwoju wiatrowych technologii wytwórczych wymaga przedstawienia na nowo ich potencjału (roli) w transformacji energetyki, w szczególności w budowie mono rynku energii elektrycznej OZE. Na rys. 8, 10 i 12 przedstawiono referencyjne profile dobowe produkcji lądowej elektrowni wiatrowej 3 MW. Jest to jedna z elektrowni „2-częściowej" farmy posiadającej jedno przyłącze do sieci 110 kV, wybudowanej w 2013 r. (11 elektrowni, Gmina Krobia) i w 2015 r. (10 elektrowni, Gmina Poniec). Wszystkie elektrownie są elektrowniami nowej generacji. Rzeczywisty (określony, w obrębie farmy, na podstawie profilu produkcyjnego wyznaczonego pomiarowo) roczny czas wykorzystania mocy znamionowej tych elektrowni wynosi 2800-3000 godzin. To całkowicie zmienia rolę lądowych elektrowni wiatrowych w bilansach popytowo-podażowych w minisystemie WME, a ogólnie na wschodzącym rynku energii elektrycznej (1).

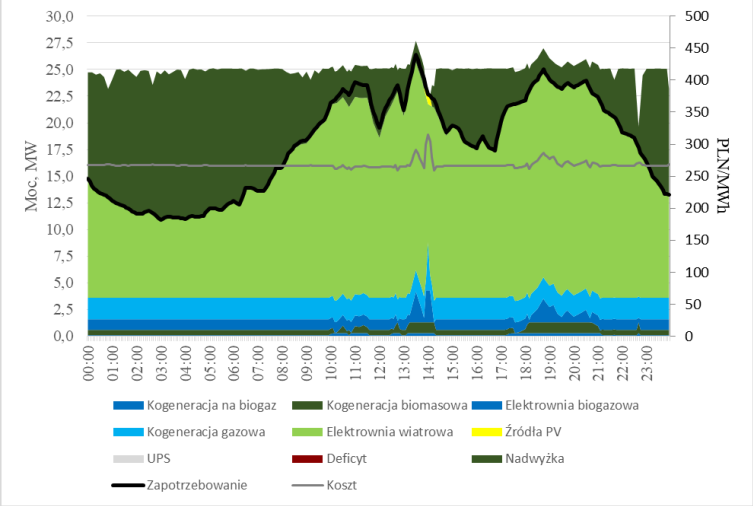
Profil przedstawiony na rys. 8 jest profilem referencyjnym dla doby z produkcją „wysoką" (w rocznym zbiorze wartości dobowych produkcji), na rys. 10 przedstawiony jest profil produkcji „średniej", a na rys. 12 – profil produkcji „niskiej". Dobowy profil produkcji wysokiej w wypadku elektrowni nowej generacji (należącej do Acciona Energy Polska) jest profilem stałej mocy (równej znamionowej), niezależnej od zmian prędkości wiatru (w konkretnym wypadku od 9 do 15 m/s). Profil niski charakteryzuje się przeciętną dobową produkcją wynoszącą około 13% osiągalnej produkcji maksymalnej, i praktycznie dwoma przerwami w produkcji, o czasie trwania każdej z nich wynoszącym około 2 godziny.



Rys. 8. Profile produkcji wysokiej (mocy, mocy średniej i prędkości wiatru) dla lądowej elektrowni wiatrowej nowej generacji 3 MW - dzień 29.01.2018

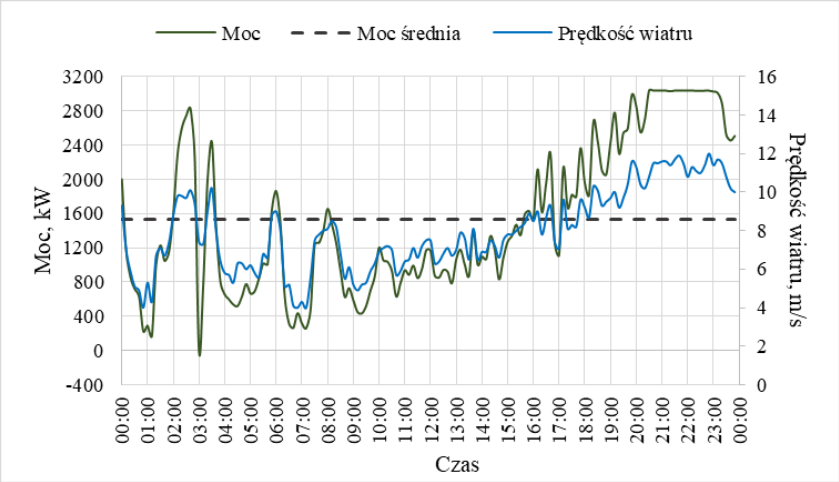
Przedstawione profile produkcji wysokiej, średniej i niskiej dla rzeczywistej lądowej elektrowni wiatrowej nowej generacji wymagają, bez wątpienia, dalszych badań weryfikacyjnych. Z drugiej strony nakazują rewizję dominujących poglądów (nie wiedzy) dotyczących wielkiego ryzyka wystąpienia całkowitego braku zasilania z elektrowni wiatrowych. Konieczność przełamania tych poglądów wynika między innymi z bilansów popytowo-podażowych przedstawionych na rys. 9, 11 i 13.

Chodzi tu przede wszystkim o modelowanie ich właściwości energetycznych, w szczególności w kontekście struktur popytowo-podażowych dla trzech najważniejszych platformach wirtualnych, którymi są: minisystem WME, klaster energii oraz elektrownia wirtualna (w ostatnim wypadku chodzi tylko o modelowanie profili produkcyjnych elektrowni wiatrowych). Uwzględnienie dokładnych, rzeczywistych danych produkcji w elektrowniach wiatrowych (10-minutowe profili produkcji) pozwala poprawić jakość otrzymanych wyników. Dodatkowo badania te uwzględniają lokalne uwarunkowania (wietrzność) charakterystyczne dla WME Wielkopolska Południowa – poziom III.

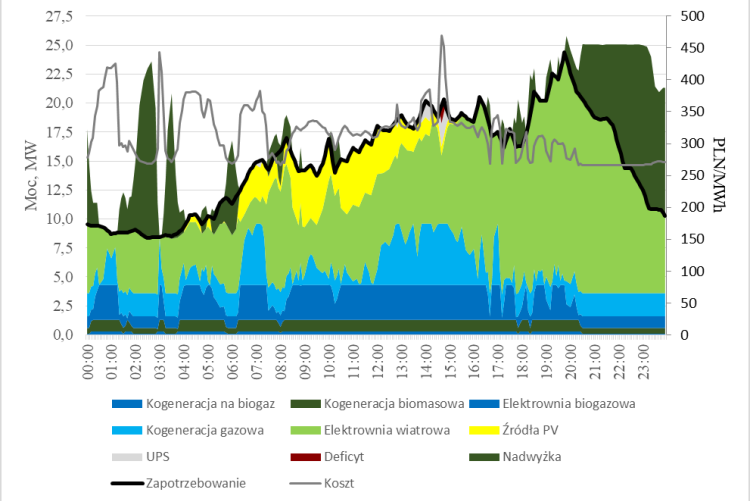


Rys. 9. Struktura bilansu energetycznego WME Wielkopolska Południowa – poziom III wraz z kosztem wytwarzania energii - dzień 29.01

Na rys. 9, 11 i 13 przedstawiono strukturę bilansu energetycznego WME Wielkopolska – poziom III dla trzech wybranych dni: 29 stycznia – duża produkcja w elektrowniach wiatrowych, duża nadwyżka produkcji, bardzo stabilna niska cena energii; 11 kwietnia – średnia produkcja w elektrowniach wiatrowych, zrównoważone (dobre) pokrycie zapotrzebowania przez źródła WME, niska uśredniona cena energii, przy jej dużej zmienności cenowej; 19 lipca – mała produkcja w elektrowniach wiatrowych, duża produkcja w źródłach PV, potrzebny duży *backup* sieciowy (z rynku schodzącego), wysoki koszt energii elektrycznej.



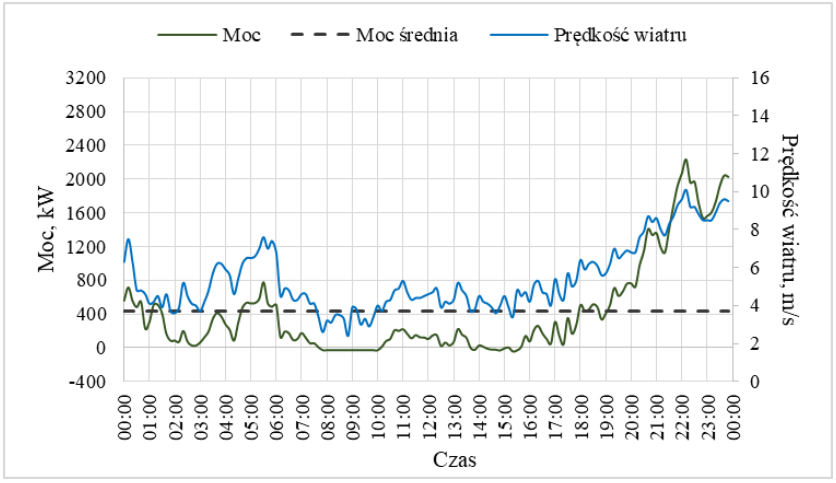
Rys. 10. Profile produkcji średniej (mocy, mocy średniej i prędkości wiatru) dla lądowej elektrowni wiatrowej nowej generacji 3 MW - dzień 11.04.2018



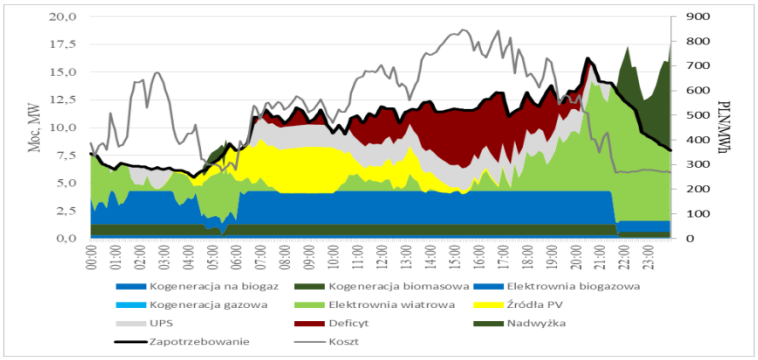
Rys. 11. Struktura bilansu energetycznego WME Wielkopolska Południowa – poziom III wraz z kosztem wytwarzania energii - dzień 11.04

Przedstawione wyniki badań, pokazują zmienny koszt wytwarzania (główna składowa kosztu dostawy energii elektrycznej do odbiorców/prosumentów) w zależności od aktualnej struktury bilansu wytwórczego. Struktura ta, ze względu na różny koszt wytwarzania energii z poszczególnych technologii, wpływa na jednostkowy (5-minutowy) koszt wytwarzania, który „podąża" za bilansem wytwórczym. Wykorzystywane w WME technologie nie

pozwalają na pełne zbilansowanie, na tym etapie potrzebny jest jeszcze *backup* energii z KSE, który ze względu na opłaty sieciowe i mały czas wykorzystania (trzeci Raport Cyklu BPEP [2]) zwiększa istotnie koszt jednostkowy energii elektrycznej pozyskiwanej w jego ramach (rys 13).

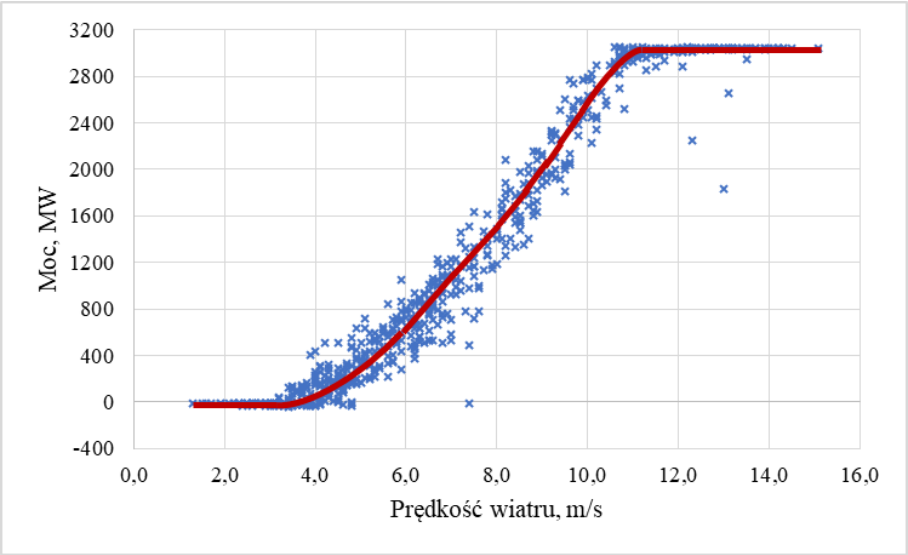


Rys. 12. Profile produkcji niskiej (mocy, mocy średniej i prędkości wiatru) dla lądowej elektrowni wiatrowej nowej generacji 3 MW - dzień 19.07.2017



Rys. 13. Struktura bilansu energetycznego WME Wielkopolska Południowa – poziom III wraz z kosztem wytwarzania energii - dzień 19.07

Odrębnym zagadnieniem jest charakterystyka produkcji elektrowni wiatrowej nowej generacji w funkcji prędkości wiatru (rys. 14). Z charakterystyki można odczytać, że elektrownia ta zaczyna generować moc przy prędkości wiatru około 4 m/s. Poniżej tej prędkości pojawia się nawet pobór energii przez EW (w analizowanym przypadku moc pobierana zmieniała się w wąskim przedziale wokół wartości 24 kW). Właściwość ta jest obecnie przedmiotem intensywnych badań mających na celu ograniczenie poboru mocy w przypadku bardzo małych prędkości wiatru. Powyżej 11 m/s moc generowana przez EW jest stała i równa mocy znamionowej. Dla analizowanego przypadku, moc utrzymuje się na stałym poziomie do około 15 m/s (oczywiście, mimo zależności energii strugi wiatru omiatanej łopatami turbiny od trzeciej potęgi prędkości wiatru, stała moc elektrowni utrzymuje się aż dla prędkości wiatru do 25 m/s, przy której następuje wyłączenie elektrowni ze względu na bezpieczeństwo.



Rys. 14. Charakterystyka produkcji elektrowni wiatrowej nowej generacji (3 MW) w funkcji prędkości wiatru.

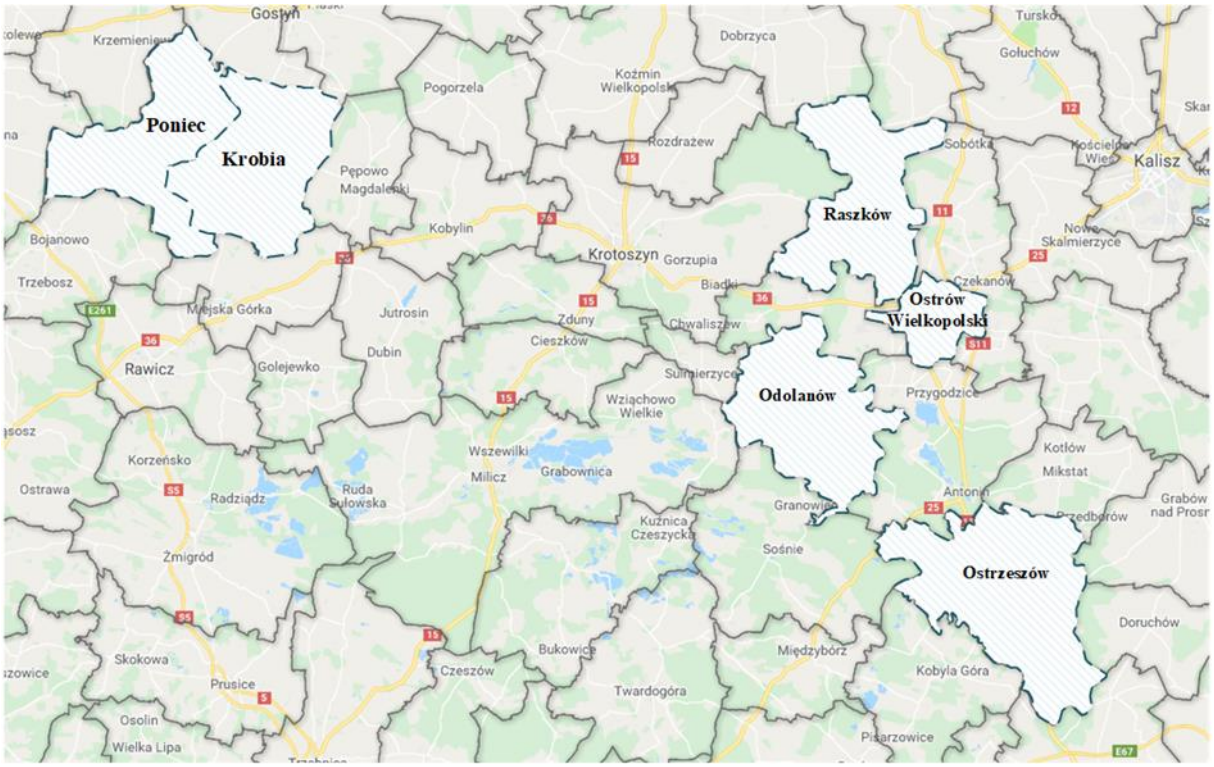
KOŃCOWA KONSOLIDACJA MINISTEMU WME (konsolidacja danych do analizy symulacyjnej)

Proces konsolidacji danych wyjściowych do badań symulacyjnych minisystemu WME zrealizowanych w ramach Raportu stanowi „pierwowzór" każdego praktycznego procesu realizacji koncepcji WME. Trudności w pozyskaniu danych dla ośmiu poziomów stanowiących punkt wyjścia w pierwotnej koncepcji badawczej spowodowały, że żaden z tych poziomów nie stał się przedmiotem badań. Badania symulacyjne zostały ostatecznie przeprowadzone dla minisystemu WME, dla którego został pozyskany najlepszy, dzięki współpracy zainteresowanych podmiotów, komplet danych wejściowych (charakterystyka pracy źródeł wytwórczych oraz profile zapotrzebowania i produkcji z 2017 r.). W sytuacji braku pełnych danych zostały one ekspercko założone i dopasowane do wymagań symulatora. Dla przykładu profile godzinne zostały liniowo aproksymowane na profile 5-minutowe, natomiast profil produkcji elektrowni wiatrowych Acciona z 2018 r. zastosowano dla odpowiednich dni w 2017 r. Należy podkreślić, że nie wpływa to na odkształcenie i wartość merytoryczną uzyskanych wyników.

Skonsolidowany w procesie badawczo-uzgodnieniowym w realnym środowisku gospodarczym (rys. 15) minisystem, nazwany minisystemem WME Wielkopolska Południowa (SBU), powstał przy dużym zaangażowaniu podmiotów, które chcą uczestniczyć w jego tworzeniu.

Minisystem WME Wielkopolska Południowa (SBU) obejmuje głównie grupę samorządową CRK, ale również niezależnych inwestorów (NI), sektor MSP, prosumentów (P) oraz gospodarstwa domowe (GD), które podmiotowo zostały zebrane w tabeli 3. Na minisystem WME Wielkopolska Południowa (SBU) składają się więc trzy elektrownie wiatrowe (każda o mocy 3 MW) w gminach Krobia i Poniec (są one obecnie częścią 2- segmentowej farmy wiatrowej o mocy 63 MW, ale do celów modelowania zostały z niej

wydzielone), dalej są to elektrownie wiatrowe w Ostrowie Wielkopolskim, Raszkowie i Odolanowie, a także źródło PV dużej mocy w Ostrzeszowie.



Rys. 15. WME Wielkopolska Południowa (SBU)
(skonsolidowany w procesie badawczo-uzgodnieniowym w realnym środowisku gospodarczym)

W skład WME wchodzą również istniejące źródła kogeneracyjne gazowe i biogazowe należące do grupy kapitałowej CRK, a dodatkowo źródła, których budowa jest planowana przez grupę CRK (inwestycje będące w fazie projektowej). Tabela 3 przedstawia zatem najbardziej podstawową charakterystykę zasobów wytwórczych i odbiorczych dla WME Wielkopolska Południowa (SBU) w układzie podmiotowym, w tym koszty wytwarzania, opłaty sieciowej i dostawy energii.

Tab. 3. Struktura podmiotów WME Wielkopolska Południowa (SBU)

	Produkcja / zapotrzebowanie[(1)] GWh	**Moc MW**	**Czas wykorzystania mocy zainstalowanej h/rok**	**Jednostkowy koszt wytwarzania PLN/MWh**	**Opłata sieciowa PLN/MWh**	**Koszt dostawy energii PLN/MWh**
Istniejące						
PV-NI(1)	2,1 / 0	2	1050	400	110	510
KG-CRK(1)	28 / 3	5,3	5300	330	100	430
KB-CRK(2)	5,2 / 0,6 zima 3,5 / 0,4 lato	1,5 zima 1 lato	3500 – zima 3500 – lato	500	100	600
EB-CRK(3)	1,2 / 3,5	0,3	3600	330	65	395
EW-NI(2)	25,2 / 0	9	2800	240	110	350
EW-NI(3)	19,7 / 0	9	2200	280	110	390

EW-NI(4)	3,5 / 0	1,6	2200	280	110	390
EW-NI(5)	3,5 / 0	1,6	2200	280	110	390
MSP(1)	0 / 7,0	2,1	3300 (85 % nocą)			
SK-CRK(4)	0 / 1,2	0,5	2400 (70% nocą)			
OSDn(1)	0 / 12		4000			
OSDn(2)	0 / 8		4000			
GD-miasto	0 / 81		3500			
GD-wieś	0 / 40		3000			
Suma	**91,9 / 156,7**					
Inwestycje wytwórcze w procesie przygotowawczym						
EB-CRK(5)	3,4 / 0	0,7	4900	330	110	440
EB-CRK(6)	6 / 0	1	6000	330	110	440
KG-CRK(7)	36 / 0	6,8	5300	330	100	430
KG-CRK(8)	3 / 0	3	3150	400	110	510
Suma	**49,4 / 0**					
Potrzeby WME (projekty przyszłościowe)						
PV-P(1)	1 / 1	1	1050	200	50	250
EB-P(2)	11,2 / 2,2	2	5600	590	100	690
UPS-CRK(9)	7 / 0	2	3500	1000	0	1000
Suma	**19,2/ 3,2**					
WME						
RAZEM	**160 / 160**					

(1) Dane przedstawiono jako dwie wartości roczne zapotrzebowanie oraz roczną produkcję energii dla każdego z podmiotu.

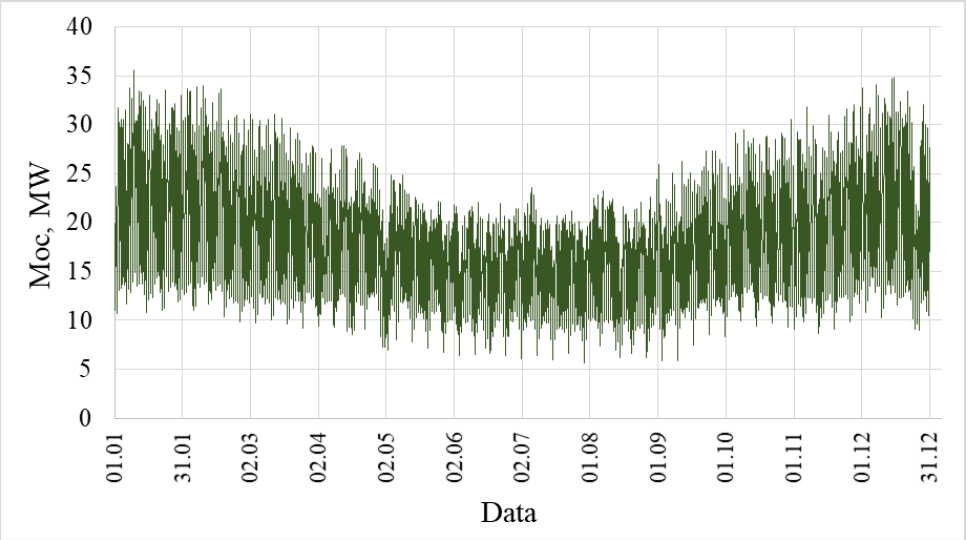
WSTĘPNE WYNIKI BADAŃ BILANSU POPYTOWO-PODAŻOWEGO
WME Wielkopolska Południowa (SBU)

Wyniki dotyczące minisystemu WME Wielkopolska Południowa (SBU) otwierają proces praktycznego rozpoznawania wschodzącego rynku energii elektrycznej (1). W takim sensie do wyników przykłada się szczególną wagę. Mianowicie, zakłada się, że wyniki, które pozwolą stworzyć lepsze podstawy do ukształtowania platformy prawno-regulacyjnej WME, przyczynią się także do ukształtowania innych platform wirtualnych: spółdzielni energetycznej, klastra energii, elektrowni wirtualnej. To zadanie należy naturalnie do rządu, któremu w nadchodzącym czasie coraz trudniej będzie unikać (bez strat wizerunkowych) odpowiedzialności za jego (zadania) realizację.

Roczny profil zapotrzebowania

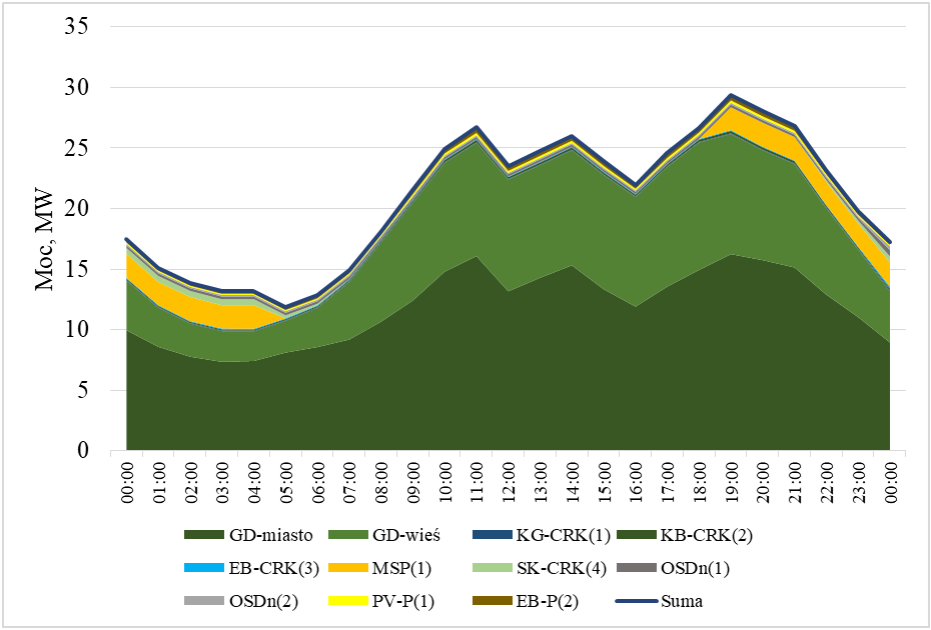
Na pierwszym etapie konsolidacji minisystemu WME Wielkopolska Południowa (SBU) określony został roczny profil zapotrzebowania (rys. 16). Profil ten uwzględnia potrzeby podmiotów wynikające z obszaru działania, takie jak zwiększone zapotrzebowanie na energię w nocy dla MSP(1) oraz CRK(4), czy praca w systemie zmianowym firm obsługiwanych przez OSDn(1) oraz OSDn(2). Uwzględniono również zróżnicowanie profili dla gospodarstw

domowych w mieście i na obszarach wiejskich (profile charakteryzują się rocznymi czasami wykorzystania mocy szczytowej 3500 oraz 3000 godzin, odpowiednio).



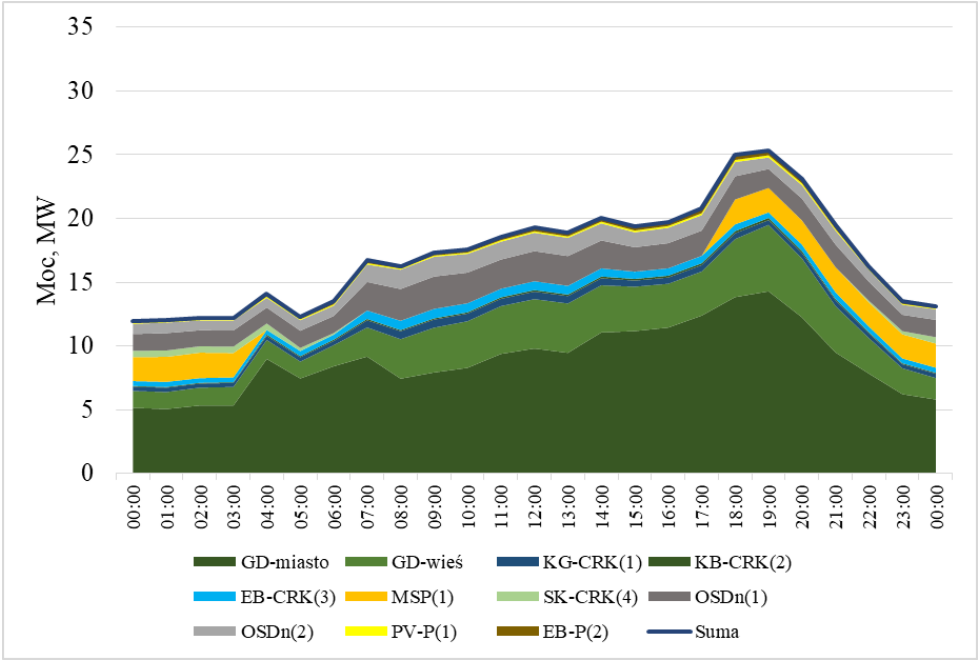
Rys. 16. Roczny profil zapotrzebowania WME Wielkopolska Południowa (SBU)

Szczegółowe profile zapotrzebowania podmiotów dla trzech charakterystycznych dni przedstawiono na rys. 17, 18 i 19. Dzień 29.01.2017 r. (jest to niedziela) charakteryzuje się dużym udziałem gospodarstw domowych w zapotrzebowaniu. Zapotrzebowanie dwóch operatorów OSDn jest niewielkie z powodu przerwy niedzielnej. Jednocześnie występuje duża produkcja w elektrowniach wiatrowych. W dniu 11.04.2017 r. zapotrzebowanie WME jest na średnim poziomie, duży udział w nim mają operatorzy OSDn, W tym dniu występuje średnia produkcja w elektrowniach wiatrowych. W dniu 19.07.2017 zapotrzebowanie jest małe, ale mała jest również produkcja w elektrowniach wiatrowych. Dodatkowo w okresie letnim nie pracują, lub pracują z ograniczoną mocą źródła kogeneracyjne.

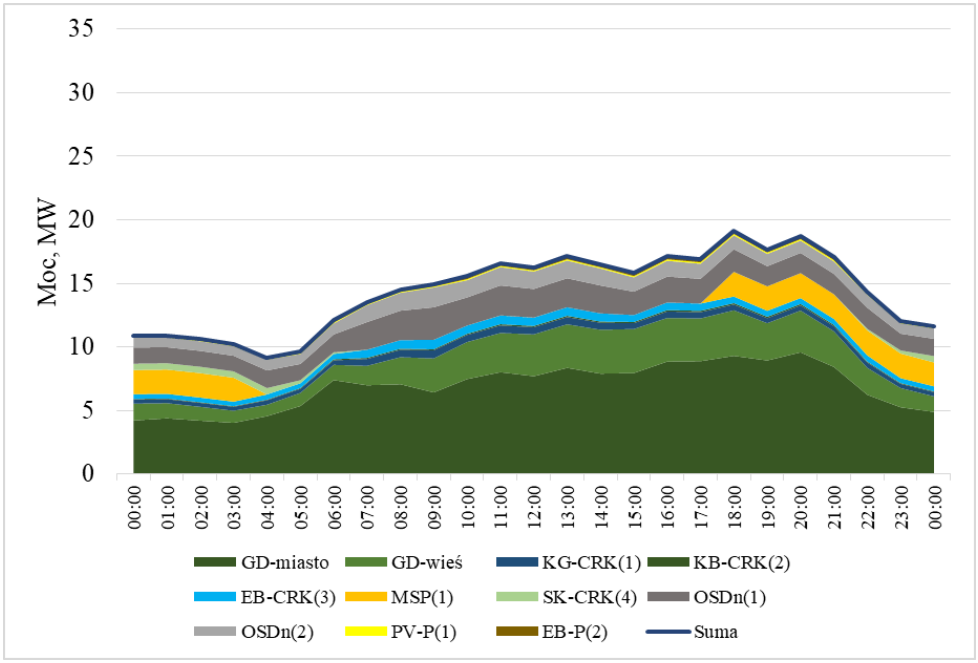


Rys. 17. Struktura zapotrzebowania WME Wielkopolska Południowa (SBU) - dzień 29.01

Należy podkreślić, że na tym etapie nie uwzględnia się jeszcze możliwości kształtowania profili zapotrzebowania, między innymi za pomocą cen. Aktualne wykorzystywanie energii w nocy tylko częściowo wynika z potrzeb technologicznych. Podstawowe znaczenie mają natomiast niskie ceny. Należy podkreślić, że cena zakupu energii w obecnych taryfach nie pokrywa się z ceną energii na rynku bilansującym. Przedstawione profile traktowane są jako profile referencyjne, pozwalające na racjonalny dobór struktury produkcji źródeł wytwórczych.



Rys. 18. Struktura zapotrzebowania WME Wielkopolska Południowa (SBU) - dzień 11.04

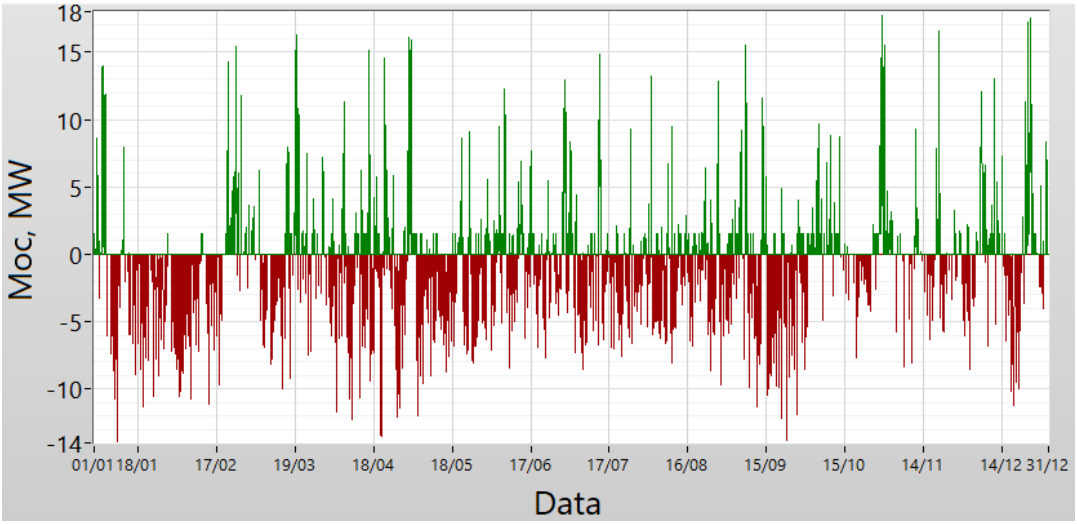


Rys. 19. Struktura zapotrzebowania WME Wielkopolska Południowa (SBU) - dzień 19.07

Roczny profil bilansu

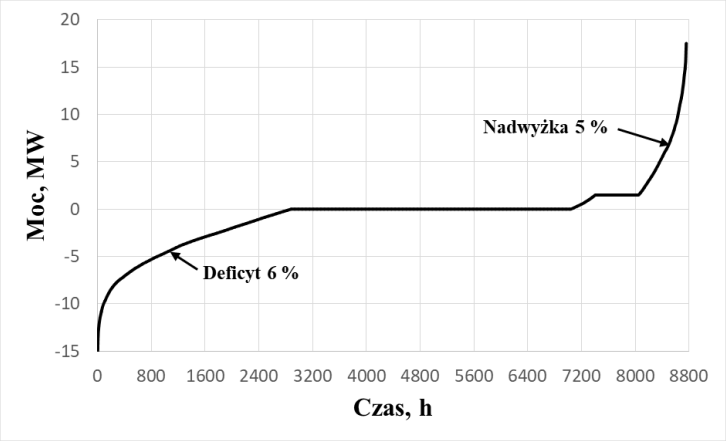
Wyznaczony profil zapotrzebowania dla WME Wielkopolska Południowa (SBU) posłużył w symulatorze WME (uwzględniającym wymagania związane z ograniczeniami produkcji dla poszczególnych technologii) do wyznaczenia rocznego bilansu mocy (rys. 20), oraz wstępnego doboru bilansu wytwórczego.

Dostępna w WME Wielkopolska Południowa (SBU) struktura technologii wytwórczych w dużej mierze związana jest z technologiami kogeneracyjnymi i pozwala na łatwiejsze zbilansowanie WME w okresie zimowym. Aktualnie, źródła kogeneracyjne pracują z dużą mocą w zimie (z wymuszeniem ze względu na potrzeby ciepłownicze), a w okresie letnim są one wyłączane, lub ograniczana jest ich moc. Na przykład źródło KG-CRK(1) jest całkowicie wyłączone, a moc źródła KB-CRK(2) jest ograniczona do poziomu wynikającego z potrzeb technologicznych (podgrzewanie wody).



Rys. 20. Roczny bilans mocy dla WME Wielkopolska Południowa (SBU)

Z uporządkowanego bilansu mocy dla WME Wielkopolska Południowa (rys. 21) wynika, że wykorzystując istniejące technologie wytwórcze oraz źródła planowane, możliwe jest dobre zbilansowanie minisystemu.



Rys. 21. Uporządkowany bilans mocy WME Wielkopolska Południowa (SBU)

Należy jednak podkreślić, że są to pierwsze wyniki, które wymagają przeprowadzenia optymalizacji, zarówno struktury bilansu wytwórczego jak i sposobu sterownia źródłami. Dodatkowo w analizie nie uwzględnia się magazynów energii, ani mechanizmów wpływających na profil zapotrzebowania, jak np. cenotwórstwo czasu rzeczywistego, które pozwolą na pełne zbilansowanie klastra (w horyzoncie 2040).

Koszty dostarczania energii (z uwzględnieniem uzmiennionych opłat)

Na kolejnym etapie badań dla minisystemu WME Wielkopolska Południowa (SBU) wyznaczone zostały opłaty sieciowe charakterystyczne dla poszczególnych technologii wytwórczych, i w konsekwencji koszty dostawy energii. Na podstawie uzyskanych wyników wyznaczono roczny koszt energii z podziałem na poszczególne technologie oraz średni jednostkowy koszt dostawy energii do odbiorców (tab. 4).

Tab. 4. Struktura (energia-koszt) rocznego bilansu wytwórczego dla WME Wielkopolska Południowa (SBU)

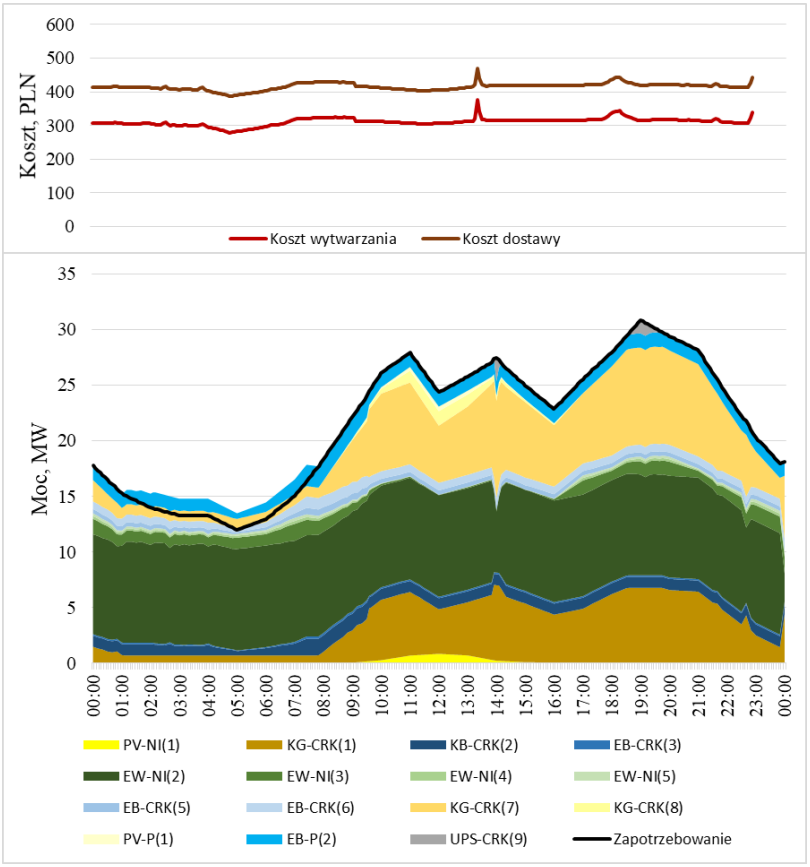
	Produkcja	**Jednostkowy koszt wytwarzania**	**Jednostkowy koszt dostawy**	**Roczny koszt dostawy energii**
	GWh	**PLN/MWh**	**PLN/MWh**	**mln PLN**
PV-NI(1)	2,1	400	510	1,07
KG-CRK(1)	28,0	330	430	12,04
KB-CRK(2)	8,7	500	600	5,22
EB-CRK(3)	1,2	330	395	0,47
EW-NI(2)	25,2	240	350	8,82
EW-NI(3)	19,7	280	390	7,68
EW-NI(4)	3,5	280	390	1,37
EW-NI(5)	3,5	280	390	1,37
EB-CRK(5)	3,4	330	440	1,50
EB-CRK(6)	6,0	330	440	2,64
KG-CRK(7)	36,0	330	430	15,48
KG-CRK(8)	3,0	400	510	1,53
PV-P(1)	1,0	200	250	0,25
EB-P(2)	11,2	590	690	7,73
UPS-CRK(9)	7,0	1000	1000	7,00
backup	8,5	160	560	4,76
RAZEM	**160+8,5**[1]		**495**	**78,92**

[1]Produkcja i *backup*

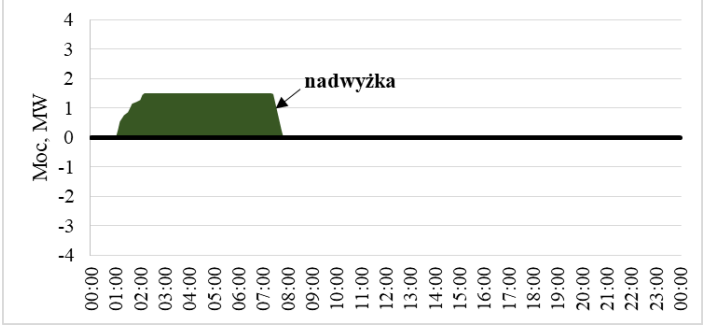
W ostatnim etapie wykorzystano uzyskane w analizie 5-minutowe profile produkcji dla każdej z technologii. Uwzględniając strukturę bilansową grafikowaną 5-minutowo, wyznaczono koszt wytwarzania „podążający" za tą strukturą (koszt jest inny dla każdych 5-minut analizy). Różna struktura bilansowa wpływa na opłatę sieciową która kształtuje koszt dostawy energii. Opłata ta zależy od wykorzystywanego otoczenia sieciowego przez

poszczególne źródła (należące do wytwórców/prosumentów),. Na podstawie uzyskanych wyników można wnioskować, że uwzględnienie w jednostkowym koszcie dostawy energii opłaty sieciowej powoduje, że tworzą się silne przesłanki do tego (rys. 26) żeby wytwarzanie przenieść tam, gdzie jest na nie zapotrzebowanie (ograniczyć wykorzystanie sieci). Wyniki przedstawiono w trzech charakterystycznych dobach, prezentowanych w Raporcie.

29.01 – duże zapotrzebowanie ale, ze względu na wysoką produkcję w elektrowniach wiatrowych, w całości pokryte przez technologie wytwórcze WME (rys. 22). Występuje nadwyżka (rys. 23), którą można albo ograniczyć, albo wystawić do sprzedaży na rynku wschodzącym (1).

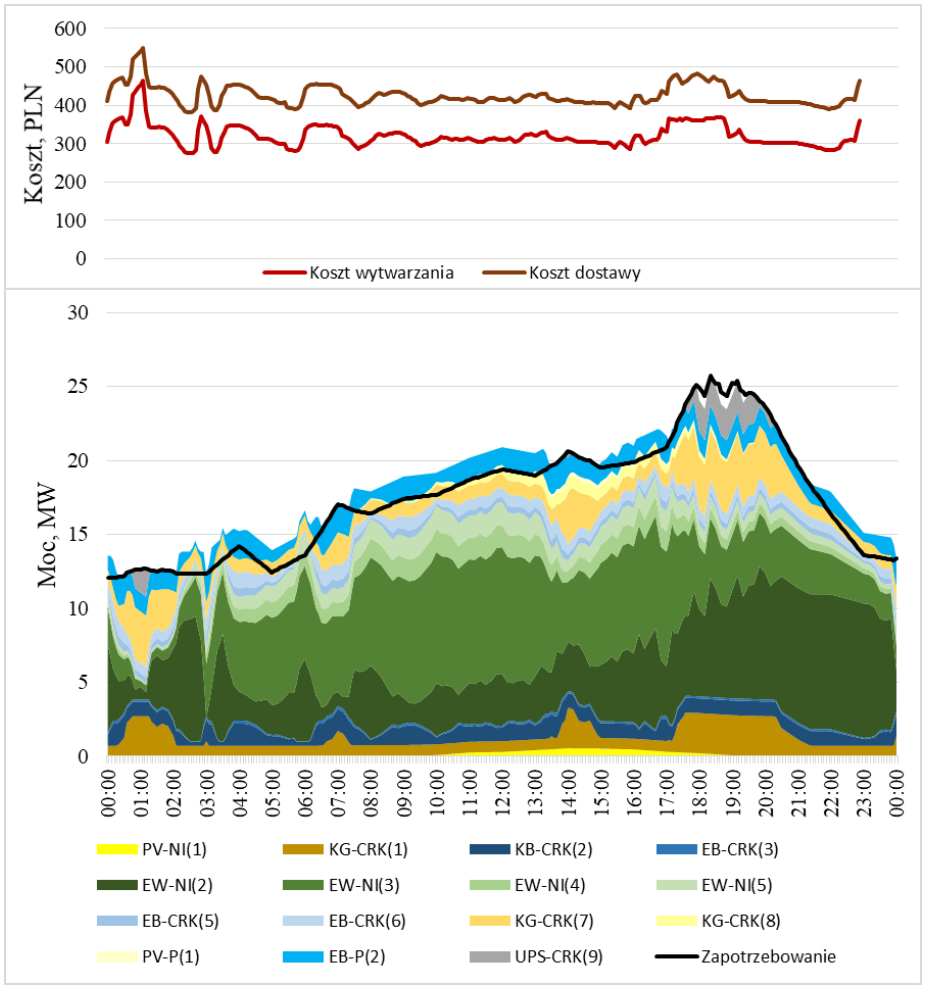


Rys. 22. Struktura bilansu energetycznego WME (SBU) oraz profile kosztu wytwarzania i kosztu dostawy (wytwarzania i opłaty sieciowej) energii - dzień 29.01

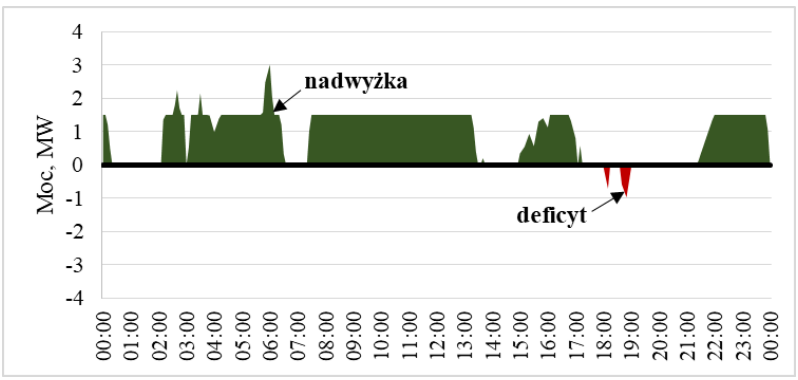


Rys. 23. Saldo WME (SBU) - dzień 29.01

11.04 – średnie zapotrzebowanie, które przez większość dnia jest pokryte za pomocą źródeł WME (rys. 24). Ze względu na zmieniającą się produkcją w elektrowniach wiatrowych, przez większość doby występuje nadwyżka, ale pojawia się również niewielki deficyt (rys. 25), konieczny do pokrycia przez *backup*. Występujące nadwyżki energii, mogą zastać wystawione do sprzedaży na rynku wschodzącym (1). Deficyt może być pokryty przez *backup*.

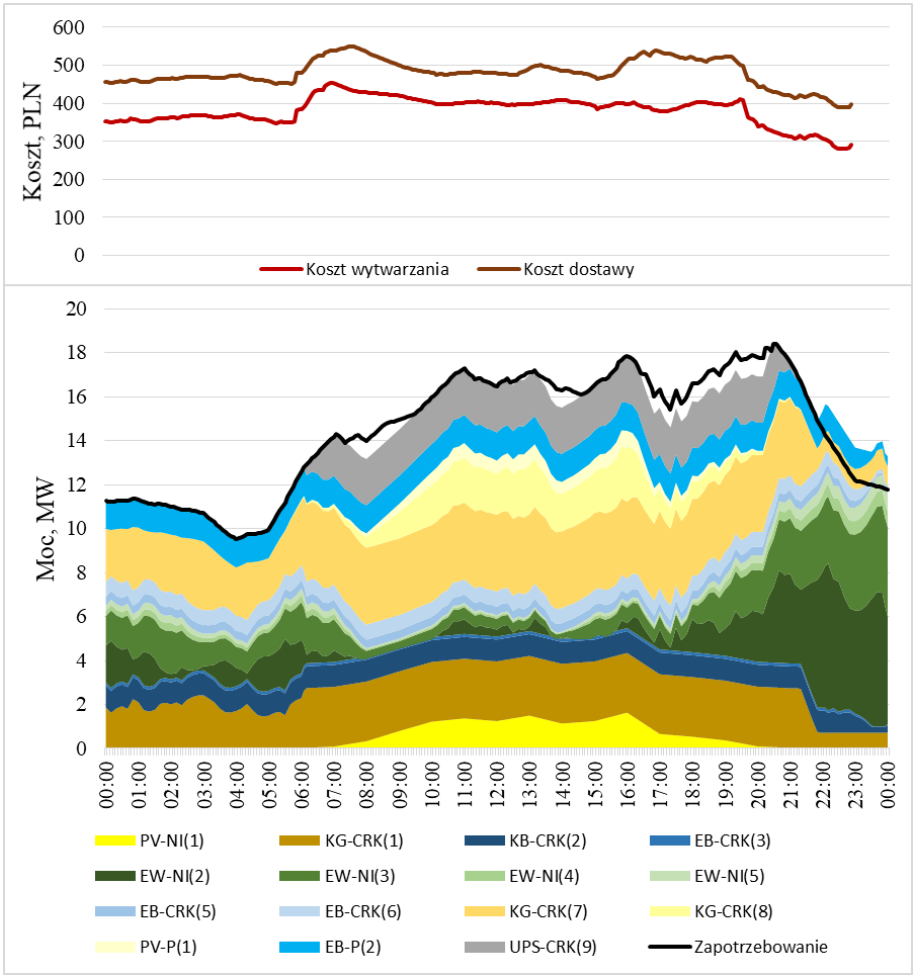


Rys. 24. Struktura bilansu energetycznego WME (SBU) oraz profile kosztu wytwarzania i kosztu dostawy (wytwarzania i opłaty sieciowej) energii - dzień 11.04

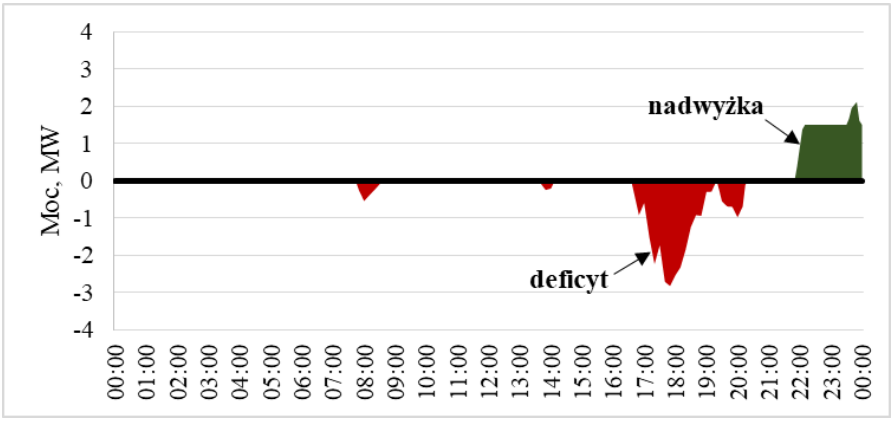


Rys. 25. Saldo WME (SBU) - dzień 11.04

19.07 – małe zapotrzebowanie, mała produkcja w elektrowniach wiatrowych, oraz ograniczona produkcja w elektrowniach kogeneracyjnych (rys. 26) sprawia, że tym dniu występują deficyty energii (rys. 27). Ze względu na konieczność *backupu* (dla którego opłata sieciowa jest najwyższa - tab. 4) najwyraźniej uwidacznia się zmienna opłata sieciowej.



Rys. 26. Struktura bilansu energetycznego WME (SBU) oraz profile kosztu wytwarzania i kosztu dostawy (wytwarzania i opłaty sieciowej) energii - dzień 19.07



Rys. 27. Saldo WME (SBU) - dzień 19.07

WNIOSKI i REKOMENDACJE
(adresowane na poziom prosumentów – władz: gmin, miast, powiatów, województwa, rządu – operatorów dystrybucyjnych – przedsiębiorców – inwestorów)

Wyniki badań symulacyjnych przedstawione w Raporcie mają duże znaczenie praktyczne, jeśli uwzględni się sposób dojścia do nich. W tym kontekście trzeba widzieć wartość przede wszystkim w pracach przygotowawczych (uzgodnieniowych).

Potrzebne działania

1. Potrzebne jest sukcesywne dalsze uzgadnianie zasięgu nieformalnej struktury podmiotowej minisystemu WME Wielkopolska Południowa (SBU) realizującej bieżące działania (zadania). W szczególności uzgadnianie (na potrzeby prowadzenia korespondencji) „listy adresowej" osób reprezentujących gminy/miasta/powiaty (a także reprezentujących środowiska zewnętrzne), które będą odpowiedzialne za pierwszą fazę uzgodnień (faza kluczowa dla zbudowania zaufania i konsensu).

2. Organizacja, w przypadku zaistnienia potrzeby (ze strony wójtów, burmistrzów, starostów, prezydentów miast, prosumentów, niezależnych przedsiębiorców) etapowego (czerwiec br. i później) roboczego spotkania celem uzgodnienia/wyjaśnienia koncepcji WME Wielkopolska Południowa (SBU).

3. Kontynuacja prac nad wstępną koncepcją przedmiotową WME Wielkopolska Południowa (SBU) (środowisko Konwersatorium Inteligentna Energetyka).

4. Autoryzacja (rekrutacja) osób w gminach/miastach/powiecie do kształcenia (w trybie internetowym, przez środowisko Konwersatorium Inteligentna Energetyka) – kształcenie powiązane z realizacją bieżących zadań.

5. Budowa Portalu WME Wielkopolska Południowa (SBU) (*start up*), uzupełnienie stron internetowych gmin/miast/powiatów o podstrony dedykowane WME Wielkopolska Południowa (SBU).

6. Podsumowanie I etapu (czerwiec/lipiec br.). W tym publiczna prezentacja koncepcji Projektu rozwojowego WME Wielkopolska Południowa (SBU) przez samorządy i środowisko Konwersatorium Inteligentna Energetyka, wraz z konferencją prasową w wybranej gminie/mieście, z udziałem wszystkich uczestników, którzy zadeklarują udział w Projekcie. Zapowiedź realizacji następnego etapu (p.7 i kolejne).

7. Ukształtowanie (zakres działania, „umocowanie", zadania) stanowiska energetyka gminnego/miejskiego/powiatowego, opracowanie (z udziałem środowiska Konwersatorium Inteligentna Energetyka) ścieżki rozwoju kompetencji tych energetyków w procesie realizacji zadań na rzecz WME Wielkopolska Południowa (SBU).

8. Opracowanie wyjściowych opisów (bilanse energetyczne, analiza SWOT) energetyki gmin/miast/powiatów w obrębie WME Wielkopolska Południowa (SBU).

9. Nawiązanie relacji z operatorami OSD Enea i OSD Energa w szczególności na rzecz wprowadzenia nowych standardów publicznego (w Internecie) monitorowania stanu sieci nN-SN w obrębie WME Wielkopolska Południowa (SBU) (monitorowanie adekwatne do potrzeb związanych z kształtowaniem zasady TPA+, czyli dostępu do sieci rozdzielczych nN-SN, zwłaszcza poprzez inteligentne dostępowe terminale sieciowe).

10. Starania na rzecz pozyskania projektów rozwojowych (RPO, WFOŚiGW, NFOŚiGW, NCBR, inne).

11. Starania na rzecz tworzenia (w gminach, miastach, powiatach – w ramach WME Wielkopolska (SBU)) – start up-ów, stanowiących połączenie zasobów lokalnych (osoby, lokale, kapitał) i zewnętrznych (osoby-kompetencje, kapitał).

12. Zapoczątkowanie w 2018 r. doradztwa energetycznego realizowanego przez energetyków gminnych (w gminach, w których zostaną oni powołani), we współpracy ze środowiskiem Konwersatorium Inteligentna Energetyka, na rzecz gospodarstw domowych i gospodarstw rolnych mało-towarowych w zakresie modernizacji oświetlenia oraz działań przeciwsmogowych (termomodernizacja, wymiana źródeł ogrzewania).

13. Zapoczątkowanie w 2018 r. w segmencie gospodarstw domowych i gospodarstw rolnych mało-towarowych realizacji prosumenckich projektów dachowych PV 2-10 kW, a w segmencie gospodarstw rolnych średnio-towarowych prosumenckich projektów dachowych PV 10-40 kW. Zaktywizowanie, we współpracy ze środowiskiem Konwersatorium Inteligentna Energetyka energetyków gminnych (w gminach, w których zostaną oni powołani) na rzecz wykorzystania dostępnych programów wsparcia (RPO, WFOŚiGW, inne).

14. Zapoczątkowanie w 2018 r. w segmencie gospodarstw rolnych średnio-towarowych, we współpracy z organizacjami rolniczymi, realizacji prosumenckich projektów dachowych PV 10-40 kW oraz przygotowań do budowy mikro-elektrowni biogazowych klasy 10-50 kW.

15. Starania na rzecz pozyskania inwestorów zewnętrznych, w szczególności zainteresowanych budową – w ramach WME Wielkopolska Południowa (SBU) – sieci elektrowni biogazowych klasy 1 MW oraz sieci (pojedynczych) elektrowni wiatrowych klasy 3 MW.

16. Podsumowanie II etapu realizacji Projektu (wrzesień/październik br.) połączone z konferencją popularyzatorską dla mieszkańców (gmin/miast) i konferencją prasową zorganizowaną w wybranej gminie.

Strategiczna antycypacja długo-terminowa

1. Uzyskanie przez WME Wielkopolska Południowa (SBU) niezależności elektroenergetycznej – realizacja reelektryfikacji OZE (zastąpienie energii elektrycznej produkowanej w elektrowniach węglowych i gazowych na rynku schodzącym energią elektryczną produkowaną w lokalnych źródłach OZE) oraz elektryfikacji ciepłownictwa (wykorzystanie pomp ciepła napędzanych energią elektryczną ze źródeł OZE) – horyzont 2040.

2. Zakończenie przez WME Wielkopolska Południowa (SBU) transformacji energetycznej do standardu mono rynku energii elektrycznej OZE (czyli zakończenie elektryfikacji transportu, wszystkie usługi energetyczne zaspakajane energią elektryczną ze źródeł OZE) – horyzont 2050.

Zakończenie

Pięć hipotez roboczych. Krytyczny przegląd uwarunkowań w obszarze energetyki, „inwentaryzacja" zasobów, w tym ważnych społecznych inicjatyw, oraz zrealizowane rozpoznawcze badania symulacyjne pozwalają na zakończenie Raportu sformułować pięć istotnych hipotez roboczych, ważnych nie tylko dla województwa wielkopolskiego (dla Wielkopolski), ale ogólnie dla Polski. Są to następujące hipotezy.

1. Minisystem/platforma WME może przyspieszyć znacznie konsolidację endogenicznego modelu rozwojowego miniregionów na obszarach wiejskich. Potrzeba takiego przyspieszenia

wynika z działań Komisji Europejskiej na rzecz silnej redukcji Wspólnej Polityki Rolnej w perspektywie budżetowej 2021-2028, jednak w osłonie ustrojowej sybsydiarności. Polega to na tym, że redukcja WPR w polityce Komisji Europejskiej jest powiązana z jednoczesnym tworzeniem warunków przyspieszających transformację energetyczną obszarów wiejskich do standardu ich pełnej (energetycznej) samowystarczalności.

2. Uzyskane w Raporcie wyniki badań symulacyjnych pozwalają wstępnie wypowiedzieć się odnośnie referencyjnej energetycznej trajektorii transformacyjnej obszarów wiejskich w dwóch aspektach. Po pierwsze, w aspekcie struktury bilansu OZE kluczowe znaczenie ma fakt, że jest ona bardzo wrażliwa na odchylenia od struktury optymalnej, polegające na przeinwestowaniu w jedną technologię i niedoinwestowaniu w inną. Odchylenia takie prowadzą do dużych nadwyżek produkcji w źródłach OZE z produkcją wymuszoną, jak również do dużych deficytów (konieczności korzystania z backup-u rynku schodzącego). To oczywiście w aspekcie praktycznym oznacza pogorszenie ekonomiki minisystemu/platformy WME. Po drugie, w aspekcie horyzontu samowystarczalności energetycznej uzyskane wyniki wskazują, że samowystarczalność, daleko posunięta, nawet w sensie mono rynku energii elektrycznej OZE, jest w pełni możliwa, dla już dostępnego obecnie poziomu komercjalizacji technologii wytwórczych OZE (przy zastosowaniu niewielkich transferów paliwowych: gazu z rynku ciepła i paliw transportowych) w horyzoncie 2040.

3. Dojście do samowystarczalności w horyzoncie 2040 jest także w pełni racjonalne ekonomicznie (w sensie mikroekonomicznym). Jednak wymagane są w tym celu racjonalne wybory makroekonomiczne po stronie rządowej. Są to wybory dotyczące przede wszystkim nowej alokacji opłat sieciowych (dostosowania tych opłat do rozproszonych źródeł). Ponadto, są to wybory racjonalizujące strukturę podatków, sposób osiągania kolejnych celów OZE (w polityce unijnej), a także sposób wykorzystania opłat za uprawnienia do emisji CO_2.

4. Referencyjny model szacowania korzyści zarysowany w Raporcie może stanowić użyteczną podstawę do ukształtowania platformy prawno-regulacyjnej WME. Naturalnie, po wykonaniu dodatkowych, dobrze zaplanowanych badań. Postulat dobrego zaplanowania badań jest tu kierowany pod adresem rządu, bo dobre zaplanowanie badań musi wynikać z celów makroekonomicznych. W wypadku uchylania się rządu od realizacji zadania powstanie konieczność konsolidacji, poprzez nacisk publiczny, społecznego wariantu celów makroekonomicznych.

5. Osiągalne jest już w krótkim czasie opracowanie użytecznego, w zadaniach praktycznych, symulatora inwestycyjnego minisystemu WME. W szczególności kalkulatora umożliwiającego racjonalizację (jeszcze nie optymalizację) struktury bilansu wytwórczego. Jest to ważne jeśli uwzględni się, że wyznaczenie racjonalnej struktura poprzez odwołanie się do intuicji praktycznie zawodzi (pokazują to rozpoznawcze badania symulacyjne zrealizowane w ramach Raportu).

Dwoma odrębnymi sprawami (poza sformułowanymi pięcioma hipotezami roboczymi), których praktyczną wagę ujawniły bardzo mocno badania stanowiące przedmiot Raportu są: profile zapotrzebowania i produkcji energii elektrycznej (jako podstawa bilansów na nowym rynku energii elektrycznej) oraz okresy zwrotu nakładów inwestycyjnych dla zróżnicowanych

źródeł wytwórczych (jako podstawa kosztów jednostkowych wytwarzania energii elektrycznej).

Profile zapotrzebowania. Tę sprawę odnotowuje się tu jedynie w szczegółowym aspekcie (chociaż w rzeczywistości wymaga ona dyskusji na wielu płaszczyznach). Mianowicie, proces konsolidowania danych potrzebnych do zrealizowanych badań symulacyjnych minisystemu WME pokazał, że segmenty EP oraz NI są lepiej przygotowane do grafikowania zapotrzebowania i produkcji (i łatwiej można uzyskać profile do celów badawczych) niż segment WEK. Przy tym jest to nie tylko skutek praktyki operatorów OSD blokujących dostęp do profili, absolutnie niedopuszczanej (nawet w wypadku prosumentów, chronionych ustawą o danych osobowych, operatorzy OSD powinni zapewnić powszechny dostęp do profili referencyjnych, oczywiście w sposób uniemożliwiający identyfikację danych osobowych). Jest to coraz częściej niezdolność operatorów OSD mająca przyczynę w braku możliwości technicznych, ogólnie w braku kompetencji operatorskich, do „wystawiania" profili w Internecie do powszechnego użytku.

Okresy zwrotu nakładów inwestycyjnych. Tę sprawą, zasadniczą i ciągle otwartą, wymagającą pogłębionej penetracji badawczej (zorganizowanego poznania), a następnie przeniesienia (w postaci konsensusu) do badań rozwojowych (czyli też do symulatora WME) są okresy zwrotu nakładów inwestycyjnych w trzech segmentach nowej energetyki: EP-NI-WEK. Jest zrozumiałe, że właśnie ta wielkość w kolejnych latach będzie jądrem, jednym z najważniejszych, konsolidowania się nowej metody energetyki.

Do obliczeń kosztów jednostkowych wytwarzania (tab. 3) wykorzystywanych w Raporcie do badań symulacyjnych przyjmowano okresy zwrotu nakładów inwestycyjnych bardzo mocno różniące się, ale charakterystyczne, dla każdego z trzech segmentach nowej energetyki EP-NI-WEK, mianowicie: 20-25, 6-8 i 10-12 lat, odpowiednio. Są to czasy ukształtowane przez właściwości i związaną z nimi praktykę inwestycyjną poszczególnych segmentów.

W segmencie EP (w Raporcie segment domów jednorodzinnych, gospodarstw rolnych mało- i średnio-towarowych, a także MSP w obszarze przetwórstwa rolno-spożywczego) przyjęty okres zwrotu nakładów jest równy czasowi życia technologii (źródła wytwórczego). Jest to związane z koncepcją, według której inwestycje w prosumenckie źródła wytwórcze są finansowane przede wszystkim ze środków własnych (zatem decyzje inwestycyjne mają związek z bardzo niskimi stopami zwrotu depozytów bankowych). Ponadto, zgodnie z koncepcją inwestycje w prosumenckie źródła wytwórcze zwiększają prosumencki majątek (bo są na przykład integralną częścią domu jednorodzinnego). Wreszcie okresy zwrotu nakładów dla prosumenckich inwestycji wytwórczych na obszarach wiejskich są zharmonizowane z długimi czasami zwrotu nakładów w szeroko rozumianej produkcji rolno-hodowlanej.

W segmencie NI krótkie czasy zwrotu są związane z wymaganymi stopami zwrotu kapitału charakterystycznymi ogólnie dla przedsiębiorstw MSP, odwzorowującymi ryzyko inwestycyjne w tym obszarze gospodarczym. Jest zrozumiałe, że przedsiębiorca z obszaru MSP nie zainwestuje swoich środków własnych w źródła wytwórcze na rynku energii

elektrycznej, jeśli ten rynek nie zapewni mu w długoterminowym horyzoncie stopy zwrotu nakładów wyższej niż jest charakterystyczna obecnie dla obszaru MSP.

W segmencie WEK okresy zwrotu nakładów są ukształtowane pod wpływem modelu inwestycyjnego *project finase*, służącego do finasowania inwestycji wielkoskalowych. Jest to model, w którym okresy zwrotu nakładów są w gruncie rzeczy okresami spłaty kredytów bankowych (są oderwane od czasów życia technogii). Kolebką modelu była Ameryka Południowa. Mianowicie, model ten w latach 1980' znalazł zastosowanie w elektroenergetyce w procesie elektryfikacji krajów Ameryki Południowej (Chile, Argentyna, Brazylia) z wykorzystaniem technologii i kapitału USA). W latach 1990' ten model finasowania inwestycji został w elektroenergetyce rozpowszechniony na świecie pod wpływem reform liberalizacyjnych (ich istotą było zastosowanie zasady TPA – Wielka Brytania, USA, UE). W Polsce model ukształtował się również w latach 1990' w ramach reformy ustrojowej elektroenergetyki.

Jest zrozumiałe, że w procesie transformacji energetyki będzie się realizować stopniowo konwergencja okresów zwrotu nakładów. Najważniejszym skutkiem będzie malejąca rola kosztów jednostkowych wytwarzania energii elektrycznej charakterystycznych dla poszczególnych technologii wytwórczych. Będzie natomiast rosło znaczenie cen jednostkowych energii elektrycznej jako skutek konkurencji rynków schodzącego oraz wschodzącego (1) w średnim horyzoncie i wschodzącego (2) w długim horyzoncie czasowym. Stąd wielkie znaczenie „ćwiczeń" (badań symulacyjnych), jako podstawy kształtowania minisystemów WME i cenotwórstwa na platformie prawno-regulacyjnej WME.

Źródła

Dwa Cykle Raportów nt. *Transformacja energetyki w rynki energii użytecznej OZE – perspektywa 2050*. https://www.cire.pl, http://klaster3x20.pl

[1] Popczyk J., Bodzek K., Fice M., Kiluk S., Michalak J., Wójcicki R.: Cykl Raportów BŹEP: Dwanaście Raportów Biblioteki Źródłowej Energetyki Prosumenckiej, datowanych: październik 2017 – styczeń 2018.

[2] Popczyk J., Bodzek K., Fice M., Dębowski K., Pilśniak A., Sztymelski K., Wójcicki R.: Cykl Raportów BPEP: Zaplanowanych dwanaście Raportów Biblioteki Powszechnej Energetyki Prosumenckiej, datowanie pierwszych pięciu: luty 2018 – kwiecień 2018.

Ponadto:

[3] *Strategia Centrum Rozwoju Komunalnego S.A. z siedzibą w Ostrowie Wielkopolskim 2018 – 2024* (materiały wewnętrzne CRK).

[4] Mikołajuk H.: *Elektroenergetyka 2017 – podsumowanie roku.* Konferencja Rynek Energii Elektrycznej. Referat w tomie materiałów nt. Aktualne wyzwania. Kazimierz Dolny, kwiecień 2018.

Jan Popczyk (profesor od 1987 r.) był głównym autorem koncepcji reformy rynkowej elektroenergetyki, po zmianach ustrojowych w 1989 r. Tworzył i był pierwszym prezesem Polskich Sieci Elektroenergetycznych, w okresie do 1995 r., w którym nastąpiło połączenie polskiego systemu elektroenergetycznego z systemami Europy Zachodniej. Od 20 lat pracuje

nad podstawami transformacji energetyki. Angażuje się w tworzenie startupów w tym obszarze. W 2006 r. stworzył Konwersatorium Inteligentna Energetyka, a w 2013 r. elektroniczną Bibliotekę Źródłową Energetyki Prosumenckiej. Współtworzy z zespołem koncepcję mono rynku energii elektrycznej OZE i prosumenckich rynków energii użytecznej.

Krzysztof Bodzek (dr inż. od 2012 r.) pracownik Politechniki Śląskiej, Wydziału Elektrycznego, Katedry Energoelektroniki, Napędu Elektrycznego i Robotyki. Specjalność: układy energoelektroniczne (sterowanie, w tym programowanie sterowników PLC, modelowanie, układy bezprzewodowego przesyłu energii). Tworzy i weryfikuje algorytmy sterowania źródłami wytwórczymi energii elektrycznej. Uczestniczy w tworzeniu koncepcji mono rynku energii elektrycznej OZE i prosumenckich rynków energii użytecznej.

Janusz Grześkowiak (mgr inż. od 1987 r.) współtwórca Ostrowskiego Zakładu Ciepłowniczego SA. Prezes OZC od powstania (1991) do 2003 r. Realizował zręby lokalnego systemu elektroenergetycznego: źródło kogeneracyjne (EC) 5,5 MW_e z turbiną gazową (projekt sfinansowany w 60% z grantu Banku Światowego) zasilające strategiczne obiekty Ostrowa Wielkopolskiego (stacja uzdatniania i przesyłu wody, przepompownia główna ścieków, oczyszczalnia ścieków). W okresie 2004-2016 zarządzał kilkunastoma systemami ciepłowniczymi. Obecnie w Centrum Rozwoju Komunalnego w Ostrowie Wielkopolskim współtworzy lokalny rynek energetyczny i samowystarczalność energetyczną miasta.

Datowanie Raportu: wersja alfa 15 maja 2018 r.