

WIRTUALNY MINISYSTEM ELEKTROENERGETYCZNY

J. Popczyk, K. Bodzek, M. Fice

*Wirtualny minisystem elektroenergetyczny WME
ma zaskakująco dużo odniesień do całej historii elektryfikacji,
w tym do etapu tworzenia połączonych systemów elektroenergetycznych
(na świecie, w Europie, w Polsce).*

*Jego koncepcja rozpatrywana w Polsce ma jednak najwięcej odniesień
do ustrojowej reformy elektroenergetyki, która w 1990 r. zaczęła się od strukturalnej decentralizacji,
miała fazę liberalizacji rynku i przekształceń własnościowych,
a także miała w sobie wielką operację techniczną przełączenia KSE ze wschodu na zachód,
która w 1995 r. zakończyła się włączeniem Polski
w zachodnioeuropejską przestrzeń bezpieczeństwa elektroenergetycznego.
Teraz przychodzi czas włączenia dostaw energii elektrycznej (ze źródeł OZE)
w przestrzeń bezpieczeństwa rynkowego.*

Znaczenie minisystemu WME wynika stąd, że jest to najogólniejsza koncepcja w zbiorze czterech najważniejszych potencjalnych platform prawno-regulacyjnych wirtualizujących rynek wschodzący (1), funkcjonujący na infrastrukturze sieciowej nN-SN (trzema pozostałymi są: elektrownia wirtualna, spółdzielnia energetyczna, klaster energii). Ze względu na uogólniające właściwości minisystemu WME jego opis w Raporcie poprzedza się dwoma fundamentalnymi determinantami, tu nazywanymi: podatnością rynkową (ekonomiczną) transformacji energetycznej oraz zasadą podziału ryzyka i subsydiarności. Krótkie rozwinięcie pojęć jest następujące.

1. Podatność rynkowa (ekonomiczna) transformacji energetyki. Trajektorja globalnej transformacji energetycznej (mowa o trajektorii opisanej za pomocą wypukłej krzywej możliwości produkcyjnych, powiązanej z wklęsłą krzywą opisującą prawo malejących przychodów i zasadą kosztów unikniętych) przekroczyła punkt krytyczny. Dlatego uznaje się, że siły/mechanizmy rynkowe mogą skutecznie realizować transformację. Oczywiście, mechanizmy muszą być dobrze skonstruowane. Uzyskanie dobrej jakości mechanizmów jest możliwe, jednak pod warunkiem wnikliwego rozpoznania zjawisk rynkowych metodą wyprzedzających badań symulacyjnych.

2. Zasada podziału ryzyka i subsydiarności. Dostawa energii elektrycznej traci status specjalny, obowiązujący dotychczas powszechnie i jednolicie. Poziom technologiczny umożliwia stopniowe przechodzenie do zrównoważonego podziału ryzyka, w szczególności między dostawcą i odbiorcą. Podział taki wynika z potrzeby nowej makroekonomicznej alokacji zasobów, osiągalnej poprzez wzmocnienie konkurencji na rynku energii elektrycznej. Konsekwentnie, traci (stopniowo) znaczenie doktryna bezpieczeństwa energetycznego.

Zastępuje ją doktryna subsydiarności (pomocniczości państwa), stosowana tylko w stosunku do tych odbiorców, którzy sami nie są w stanie wykorzystać nowych możliwości.

Podkreśla się, że sformułowane dwie fundamentalne determinanty, i cały zakres badań minisystemu WME prezentowany w Raporcie, mają podstawy w środowisku koncepcyjno-badawczym budowanym w dwóch cyklach Raportów: pierwszym BŻEP [1] (dwanaście Raportów opublikowanych w okresie od października 2017 do stycznia 2018), i drugim BPEP [2] (cztery pierwsze Raporty opublikowane w okresie luty-marzec 2018).

DETERMINANTY ARCHITEKTURY RYNKU WSCHODZĄCEGO (1) ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Poza wymienionymi dwoma determinantami fundamentalnymi potrzebne jest nowe usystematyzowanie – względem osiągniętego dotychczas w Cyklach Raportów [1,2] – opisu zagadnień związanych z architekturą rynku energii elektrycznej. Usystematyzowaniu temu nadaje się w Raporcie rangę minimalnego zbioru rozwiązań, który stanowi determinantę rynkowej transformacji całej energetyki. Zatem jest to wzmocnienie roli i precyzji opisu architektury przedstawionego w szczególności w piątym Raporcie BŻEP [1].

1. Nowa architektura rynku energii elektrycznej. Architektura obejmuje rynek schodzący WEK oraz (2-segmentowy) rynek wschodzący: główny (1) i dopełniający (2). Kryterium podziału jest powiązane ze statusem specjalnym. Mianowicie, na rynku schodzącym status specjalny nadal obowiązuje, na rynku wschodzącym status nie obowiązuje. Status specjalny – kategoria odnosząca się do dostawy energii elektrycznej, obowiązująca dotychczas powszechnie i jednolicie – dotyczy podziału ryzyka. Dotychczas ryzyko ponosił w całości dostawca (w praktyce operator), odbiorca był uwolniony od niego, ale też nie miał możliwości wykorzystania efektów silnej konkurencji na rynku. Poziom technologiczny umożliwi stopniowe przechodzenie do zrównoważonego podziału ryzyka między dostawcą i odbiorcą. Jest to podział wynikający z potrzeby nowej alokacji makroekonomicznej zasobów.

1.1. Rynek schodzący WEK. Zachowanie statusu specjalnego na tym rynku oznacza niezrównoważenie ryzyka. Dostawca ma „daleko idący” obowiązek dostarczyć odbiorcy energię elektryczną i daleko idącą możliwość ustanowienia ceny redukującej ryzyko własne. Odbiorca w minimalnym tylko stopniu jest narażony na ryzyko przerwania dostawy energii elektrycznej (wyłączenia zasilania), a jednocześnie ma „bardzo silnie ograniczony” wybór oferty i bardzo niewielką szansę na obniżenie kosztu dostawy energii elektrycznej.

1.2. Rynek wschodzący główny, dalej wschodzący (1). Rynek ten funkcjonuje na infrastrukturze sieciowej nN-SN. W wymiarze przedmiotowym oznacza on: z jednej strony mono rynek energii elektrycznej OZE i dwóch transferów paliwowych (gazu ziemnego oraz paliw transportowych), a z drugiej strony rynek energii użytecznej, czyli prosumenckich energetycznych łańcuchów wartości (rynek obejmujący użytkowanie energii elektrycznej, pasywizację budownictwa i elektryfikację usług ciepłowniczych oraz elektryfikację transportu).

1.3. **Rynek wschodzący dopełniający**, dalej rynek wschodzący (2). Ten rynek funkcjonuje na infrastrukturze w postaci hybrydowych (AC-DC) układów dosyłowych (rynek korytarzy infrastrukturalno-urbanistycznych zasilanych głównie elektrowniami *offshore*, potencjalnie także źródłami stanowiącymi składowe multitechnologii C-GEN).

2. Struktura podmiotowa rynku wschodzącego (1). Jest to struktura obejmująca przede wszystkim prosumenta z prosumenckimi źródłami wytwórczymi (energetyka EP). Struktura obejmuje niezależnego inwestora (energetyka NI, głównie wytwórcza; to w tej energetyce potencjalnie jest miejsce na elektrownię wirtualną). Struktura obejmuje spółdzielnię energetyczną oraz klastery energii (choć w ustawie OZE istnieją zapisy dotyczące tych rozwiązań, to na razie są to głównie rozwiązania potencjalne, bo rozwiązania prawne są „martwe”). Hipotetycznie struktura obejmuje „upodmiotowiony” wirtualny minisystem elektroenergetyczny (WME); wprowadzenie tego rozwiązania do praktyki, podobnie jak w wypadku elektrowni wirtualnej, jest możliwe za pomocą odpowiednich regulacji prawnych (w Raporcie stawia się hipotezę, że wystarczające są regulacje niższego rzędu, możliwe do wprowadzenia w trybie pilotażowym przez agendy rządowe, mianowicie przez ministerstwo energii i URE).

2.1. **Prosument**, w pierwszym przybliżeniu lokujący się w fizycznej osłonie kontrolnej OK1 (przyłącze nN), lub w fizycznej osłonie OK2 (transformator SN/nN), lub w fizycznej osłonie OK4 (GPZ).

2.2. **Niezależny inwestor**, z pojedynczym źródłem wytwórczym, w fizycznej osłonie kontrolnej (głównie OK2), ale przede wszystkim z elektrownią wirtualną, działającą w osłonie wirtualnej OK3, obejmującej fizyczne osłony niższego rzędu OK2 (źródła przyłączone do sieci SN).

2.3. **Spółdzielnia energetyczna**, funkcjonująca (przede wszystkim) w środowisku spółdzielni mieszkaniowych w miastach oraz spółdzielni rolniczo-wiejskich bazujących na średniotowarowych gospodarstwach rolnych. W wypadku pierwszej spółdzielni osłona kontrolna może być zarówno fizyczną osłoną OK2 (na pojedynczym transformatorze SN/nN), jak również wirtualną osłoną OK2 (dla całej spółdzielni mieszkaniowej). W wypadku drugiej spółdzielni charakterystyczną osłoną kontrolną (jedyną, a na pewno dominującą) jest fizyczna osłona OK2.

2.4. **Klaster energii**, na obszarach wiejskich spójny terytorialnie, działający w osłonie wirtualnej OK3, obejmujący fizyczne osłony niższego rzędu OK2 i OK1 (źródła, odbiorcy, prosumenci przyłączeni do sieci SN, ewentualnie nN).

2.5. **Minisystem WME**, zdezaglomerowany terytorialnie, charakteryzujący się w pełni zrównoważoną strukturą popytowo-podażową. W tendencji, zdolny do samoistnego funkcjonowania w kategorii usług systemowych, posiadający zasób usług równoważny obecnemu zakresowi usług systemowych realizowanych przez operatora OSP. W praktyce jest to zakres obejmujący: rynek bilansujący oraz wystarczające rezerwy mocy i zdolności regulacyjne charakterystyczne dla regulacji pierwotnej.

3. Trzy rozłączne platformy prawno-regulacyjne na rynku wschodzącym (1). Na obecnym etapie badań za rozłączne platformy regulacyjno-prawne na rynku wschodzącym (1) uznaje się platformy: spółdzielczą, klastrową i WME (na kolejnych etapach, w wyniku doświadczeń zgromadzonych w procesie badań symulacyjnych, może nastąpić ograniczenie

liczby rozłącznych platform). Platformy prosumencka i niezależnego inwestora (elektrownia wirtualna) nie są rozłączne względem platform: spółdzielczej, klastrowej i WME.

3.1. Platforma spółdzielcza. Charakterystyczne są dwie platformy. Pierwszą jest platforma regulacyjno-prawna spółdzielni wiejskiej, druga – spółdzielni miejskiej. Pierwsza reguluje funkcjonowanie na rynku wschodzącym (1) energii elektrycznej mikrorynku z mikroelektrownią biogazową klasy (10-40) kWh w średniotowarowym gospodarstwie rolnym przyłączonym do stacji transformatorowej SN/nN, z odbiorcami i prosumentami (kilkadziesiąt socjalnych gospodarstw wiejskich w obrębie jednej wsi) zasilanymi ze stacji za pomocą linii nN. Druga reguluje funkcjonowanie mikrorynku z dużym blokiem mieszkalnym (200 i więcej mieszkań) przyłączonym do stacji transformatorowej SN/nN należącej do operatora OSD. Do instalacji wewnętrznych nN w bloku przyłączone są prosumenckie źródła wytwórcze (należące do spółdzielni mieszkaniowej lub do wspólnoty mieszkaniowej) w postaci źródeł PV oraz gazowych mikroźródeł kogeneracyjnych. W wypadku obydwu platform zagadnienia współużytkowania sieci nN-SN są proste, praktycznie w całości do rozwiązania za pomocą stosunkowo prostego mechanizmu *net meteringu*.

3.2. Platforma klastrowa. Jest to platforma regulująca funkcjonowanie na rynku wschodzącym (1) miniryunku o zdecydowanie większym zakresie podmiotowym i przedmiotowym w stosunku do zakresu charakterystycznego dla platformy spółdzielczej (trzeci Raport Cyklu BPEP [2]), ale jednak „integralnym” terytorialnie (granice powiatu, obszar pięciu gmin). Platforma ta musi umożliwiać, ze względu na złożoność zagadnienia współużytkowania sieci nN-SN, zdecydowanie wyższy poziom wirtualizacji (w porównaniu z platformami właściwymi dla spółdzielni). Rozwiązania dotyczące opłat sieciowych na tej platformie muszą mieć zróżnicowany charakter. Podstawowe z nich muszą jednak należeć do klasy rozwiązań *net meteringowych*, przy tym stosunkowo prostych ze względu na „spójność” obszarową (w granicach klastra) sieci SN.

3.3. Platforma minisystemu WME. Jest to platforma, która nie ma ograniczeń dotyczących integralności terytorialnej (jedynym ograniczeniem dla rozproszonych struktur podmiotowych i przedmiotowych minisystemu WME są granice Polski). Stąd wynika duży stopień trudności związany z zagadnieniem współużytkowania sieci SN (przede wszystkim tej sieci) na miniryunku funkcjonującym w obrębie minisystemu WME. Dodatkowo, duży stopień trudności jest związany z wymaganiami dotyczącymi bilansowania energii i regulacji mocy (w tendencji z dokładnością do regulacji pierwotnej) na wirtualnej osłonie OK3 minisystemu WME. Zatem platforma regulacyjna charakterystyczna dla tego przypadku musi umożliwiać najwyższy poziom wirtualizacji współużytkowania sieci i usług systemowych. Tym samym jest to platforma o bardzo wysokich wymaganiach technicznych. Rozwiązania dotyczące opłat sieciowych na tej platformie muszą mieć zróżnicowany charakter. Stawia się przy tym hipotezę, że jednak mniej zróżnicowany niż w wypadku platformy klastrowej. Hipoteza ta ma związek z wysokimi kompetencjami uczestników miniryunku funkcjonującego w obrębie minisystemu WME, co umożliwi przyspieszone przejście do klasy uproszczonych rozwiązań *net meteringowych*.

4. Cenotwórstwo jednoskładnikowe, dynamiczne, rozproszone. Jest to cenotwórstwo z granicznym podziałowym interwałem czasowym (określającym podział między rynek energii elektrycznej i rynek usług regulacyjno-bilansujących) równym 5 minut. Takie cenotwórstwo ma duży potencjał ujawnienia elastyczności cenowej popytu. Oczywiście, jest

to cenotwórstwo ukierunkowane na jego dyfuzję w obszar inteligentnej infrastruktury (inteligentne odbiorniki, inteligentne sieciowe terminale przyłączeniowe; algorytmizacja użytkowania energii elektrycznej). Ponadto, jest to cenotwórstwo, które wytworzy presję na poszerzenie istniejącej zasady dostępu do sieci TPA do postaci zasada TPA+ (dostęp realizowany za pomocą inteligentnych sieciowych terminali przyłączeniowych).

5. Zasada „wytwórca płaci”. Opłatę za użytkowanie sieci ponoszą na rynku wschodzącym (1) energii elektrycznej: prosument oraz wytwórca NI. Rozróżnia się przy tym dwa (rozłączne przypadki). Pierwszy odnosi się do prosumenta, który zawsze opłaca użytkowanie sieci w systemie barterowym, lub inaczej magazynu sieciowego, a raczej systemowego (*net metering*). Drugi odnosi się do niezależnego inwestora/wytwórcy. W tym wypadku opłatę za użytkowanie sieci wyznacza się za pomocą dwóch zróżnicowanych algorytmów, odpowiadających dwóm różnym umowom kupna-sprzedaży energii elektrycznej. W wypadku umowy niezależnego wytwórcy z odbiorcą/prosumentem koszt opłat sieciowych, łącznie w otoczeniu sieciowym wykorzystywanym przez wytwórcę oraz w otoczeniu sieciowym wykorzystywanym przez odbiorcę/prosumenta, ponosi wytwórca (na wirtualnych platformach prawno-regulacyjnych może on ponosić tę opłatę wykorzystując mechanizm *net meteringu*). W wypadku umowy niezależnego wytwórcy ze sprzedawcą zobowiązanym na rynku schodzącym lub sprzedawcą niezależnym na rynku wschodzącym (1) wytwórca ponosi koszt opłaty sieciowej tylko za wykorzystanie sieci w swoim otoczeniu sieciowym. Na rynku wschodzącym (2) charakterystyczne układy dosyłowe do korytarzy infrastrukturalno-urbanistycznych są integralną częścią źródeł wytwórczych (ich koszty są integralną częścią analiz stanowiących podstawę decyzji inwestycyjnych).

ŚRODOWISKO (UWARUNKOWANIA) FUNKCJONOWANIA WME W KONTEKŚCIE DOKTRYNY SUBSYDIARNOŚCI

Minisystem WME stanowiący przedmiot Raportu jest koncepcją, która w założeniach ma umożliwić, najpóźniej w unijnej perspektywie budżetowej 2021-2028, przejście do transformacji rynkowej, bez wsparcia bezpośredniego (finansowego). Środkiem do osiągnięcia celu jest dynamiczna pilotażowa platforma prawno-regulacyjna umożliwiająca konkurencję w środowisku doktryny subsydiarności. Antycypuje się, że platforma ta (testowana w skali miniryunku energii elektrycznej, zapotrzebowanie szczytowe około 30 MW) stworzy podstawy regulacji gwarantującej racjonalną dla Polski rynkową transformację energetyczną w horyzoncie 2050. W tym kontekście fundamentalne znaczenie ma fakt, że minisystem WME, jako najszersza koncepcja rozwiązań charakterystycznych dla energetyki EP-NI, a tym samym dla rynku wschodzącego (1), zawiera w sobie wszystkie „węzły” (styki) prawno-regulacyjne, ale także węzły technologiczne (terminale sieciowe) łączące energetykę EP-NI z energetyką WEK.

Systemowi WME, jako najszerszej koncepcji wirtualizacyjnej przyznaje się w procesie transformacji polskiej energetyki walor głównego mechanizmu rynkowego równoważenia rynków wschodzących (1) i (2) oraz schodzącego energii elektrycznej w horyzoncie 2050. Horyzont ten ma oczywiście związek z „referencyjnymi” celami globalnej polityki klimatyczno-energetycznej (porozumienie paryskie 2015), z celami unijnymi (mapa drogowa 2050), ale przede wszystkim z uwarunkowaniami realnej gospodarki w Polsce.

Koncepcja WME obejmuje w szczególności włączenie w zakres badań dwóch całkowicie nowych zagadnień (otwartą sprawą są ich przyszłe praktyczne zastosowania). Pierwszym jest powiązanie technicznego użytkownika sieci nN-SN z modelowaniem rynku wschodzącego (1) funkcjonującego na tej infrastrukturze (modelowaniem nowych struktur rynkowych). W tym zakresie najważniejsze jest współużytkowanie sieci (zasada TPA+), czyli podział czasu usług sieciowych (sieci nN-SN) na podobieństwo współużytkowania charakterystycznego dla sieci i systemów komputerowych. Drugim zagadnieniem jest wykorzystanie w koncepcji WME technologii transakcyjnej blockchain.

Poszukiwanie racjonalnej trajektorii transformacyjnej w Polsce powinno mieć u podstaw wykorzystanie środowiska kosztów krańcowych długoterminowych i kosztów unikniętych. W tym zakresie potrzebne są badania ekonomiczne, których praktycznie w całej dotychczasowej elektroenergetyce nie było, bo ekonomiści dystansowali się od nich (wychodzili z przesłanki, że monopol techniczny nie stanowi przedmiotu ekonomii, leży poza zakresem badań ekonomicznych). Oczywiście, środowisko kosztów krańcowych długoterminowych i kosztów unikniętych nie byłoby możliwe do wykorzystania, gdyby nie inteligentna infrastruktura energetyki EP-NI, która tworzy już (choć tylko potencjalnie, bo nie jest niestety na razie wykorzystywana) podstawy zdecentralizowanego (rynkowego) wyboru inwestycji alternatywnych: wytwórczych i sieciowych.

W kontekście równoważenia rynków wschodzących (1) i (2) oraz schodzącego podkreśla się, że koncepcja minisystemu WME, uwzględniająca uwarunkowania realnej gospodarki, ma na celu w szczególności wykorzystanie rozproszonych źródeł OZE jako alternatywnych (przy zastosowaniu kryterium kosztów unikniętych) dla inwestycji rozwojowych w źródła WEK i sieci przesyłowe oraz 110 kV. W szczególności chodzi o takie inwestycje wytwórcze jak blok na węgiel kamienny 1000 MW Ostrołęka, blok na węgiel brunatny 450 MW Turów, dwa bloki gazowe 450 MW Dolna Odra i Żerań, stopień wodny na Wiśle i elektrownia Sierzewo 80 MW, odkrywka Złoczew i inne odkrywki węgla brunatnego, program energetyki jądrowej oraz o inwestycje w sieci przesyłowe i 110 kV wymuszane wymienionymi inwestycjami wytwórczymi).

Tab. 1. Porównanie podstawowych rozwiązań energetyki EP-NI na wschodzącym rynku (1) energii elektrycznej

Ranking rozwiązań (w kontekście zasady subsydiarności)	Sily sprawcze (<i>know how</i> , rozwiązania prawno-regulacyjne)	Pożądane cele (cele możliwe do osiągnięcia)
Prosument	<i>know how</i> aplikacyjne (miękkie), <i>net metering</i> , TPA+	prosumencka dyfuzja innowacji
Spółdzielnia (M), (W)	Podatki, prawo odkupu sieci	rozwijanie zawodowego kapitału społecznego
Klaster	<i>know how</i> integracyjne (miękkie), podatki, prawo odkupu sieci	pobudzanie lokalnego kapitału społecznego
Elektrownia Wirtualna	<i>know how</i> specjalistyczne (twarde), prawo odkupu sieci	wzmacnianie konkurencji, kreowanie innowacyjności twardej
Minisystem WME	<i>know how</i> specjalistyczno-integracyjne (miękkie), wykorzystanie praw majątkowych, TPA+	konsolidacja wysokich kompetencji, kreowanie innowacyjności miękkiej

W tabeli 1 dokonano porównania minisystemu WME z innymi rozwiązaniami na rynku wschodzącym (1) energii elektrycznej w dwóch perspektywach. Pierwszą są siły sprawcze (rozwiązania prawno-regulacyjne) decydujące o szansach rozwiązań rynkowych na poszczególnych platformach prawno-regulacyjnych, z których żadna nie może naruszać zasad konkurencji). Drugą perspektywę tworzą cele, pożądane do osiągnięcia w procesie transformacji energetycznej. Jednocześnie koncepcja WME ma na celu wyeliminowanie ryzyka niewykorzystania istniejących zasobów wytwórczych i sieciowych, przesyłowych i rozdzielczych (przy zastosowaniu kryteriów właściwych dla środowiska kosztów unikniętych i równoczesnym wykorzystaniu potencjału inteligentnej infrastruktury energetyki EP-NI). W szczególności zaś niedopuszczenie do budowy źródeł OZE wymagających nieuzasadnionych nakładów sieciowych (czyli źródeł zbyt dużych, źródeł ekstremalnie niedostosowanych do profili obciążenia, źródeł budowanych w „nadwyżkowych” obszarach sieciowych).

Prosument, posiadający podmiotowość prawną, jest w zbiorze pięciu rozwiązań (tab. 1) bardzo szeroko rozumiany. Mianowicie, potencjalnie zbiór przyszłych prosumentów pokrywa się ze zbiorem obecnych odbiorców: od gospodarstwa domowego, poprzez segment MSP, infrastrukturę samorządową, aż po wielki przemysł i krajową infrastrukturę kolejową oraz drogową. Prosument w Raporcie jest rozpatrywany zawsze ze swoją prosumencką infrastrukturą. Prosumenckie osłony kontrolne na poziomie pierwszym (OK1) i drugim (OK2) praktycznie są tylko osłonami fizycznymi. Na poziomie czwartym (OK4) prosumenckie osłony kontrolne są głównie fizyczne, ale mogą też być wirtualne. Osłona OK1 jest najbardziej charakterystyczna dla domów jednorodzinnych i małych budynków mieszkalnych, ale w części również dla segmentu MSP (taryfa C) i samorządowego (obiekty użyteczności publicznej). Osłona OK2 jest charakterystyczna dla segmentu MSP (taryfa B), dla dużych budynków mieszkalnych, dla średnio- i wielko-towarowych gospodarstw rolnych i w części dla segmentu samorządowego (obiekty użyteczności publicznej). Osłona OK4, charakterystyczna dla wielkiego przemysłu, jest w dominującej części osłoną fizyczną. Mianowicie, jest to osłona „zwarłego” terytorialnie zakładu przemysłowego zasilanego z pojedynczego GPZ-u. Bardzo duże zwarte terytorialnie zakłady przemysłowe mogą być zasilane z kilku GPZ-ów przyłączonych do pojedynczego ciągu liniowego 110 kV zasilanego ze stacji transformatorowych NN/110 kV zlokalizowanych w obrębie pojedynczej zamkniętej sekcji sieciowej 110 kV. Wówczas jest mowa o wirtualnej osłonie OK4, bo wewnątrz tej osłony pojawia się sieć operatora OSD. Jeszcze bardziej „rozbudowana” wirtualna osłona OK4 jest charakterystyczna dla grupy przemysłowej zdezaglomerowanej terytorialnie, zasilanej z wielu GPZ-ów przyłączonych nawet do różnych sekcji sieciowych 110 kV, zasilanych z sieci NN. Przykładem takiej grupy jest KGHM zasilany z 21 GPZ-ów).

Spółdzielnia energetyczna nie posiada podmiotowości prawnej na rynku energii elektrycznej. Jej istotą z punktu widzenia tego rynku jest spółdzielcza platforma prawno-regulacyjna. Fizyczna osłona OK2 w miejskiej spółdzielni energetycznej w naturalny sposób jest powiązana ze stacją transformatorową SN/nN zasilającą pojedynczy budynek mieszkalny, lub jego część. Wirtualna osłona OK2 w takiej spółdzielni oznacza zbiór stacji transformatorowych SN/nN zasilających pojedynczy wielki budynek bądź zbiór budynków należących do tej samej spółdzielni mieszkaniowej. Podkreśla się, że funkcjonowanie

spółdzielni energetycznych w środowisku spółdzielni mieszkaniowych jest możliwe (w ograniczonym zakresie) w środowisku prawno-regulacyjnym istniejącego rynku energii elektrycznej. Spółdzielnia rolniczo-wiejska działa w pojedynczej fizycznej osłonie OK2, obejmującej fizyczne prosumenckie osłony OK1. Spółdzielnia ta współużytkuje sieć nN (sieć przyłączoną do stacji SN/nN).

Klaster energii dzięki spójności terytorialnej (obecnie: powiat lub pięć gmin) umożliwia integrację społeczności lokalnych. Dlatego można uznać, że klaster energii umożliwia budowę lokalnego kapitału społecznego (wytworzenie lokalnego kapitału społecznego może być ważnym celem funkcjonowania klastra samym w sobie).

Wirtualna elektrownia jest rozwiązaniem powiązaniem z pojedynczym niezależnym wytwórcą (inwestorem), posiadającym osobowość prawną Z tego powodu wirtualna elektrownia nie posiada odrębnej platformy prawno-regulacyjnej. Opłaty sieciowe są uiszczane przez niezależnego wytwórcę zgodnie z ogólną zasadą „wytwórca płaci”. W strukturze przedmiotowej niezależnego inwestora mogą być umiejscowione oprócz funkcji wytwórczych także inne funkcjonalności charakterystyczne ogólnie dla obowiązującej architektury rynku energii elektrycznej. Nie mogą to jednak być funkcjonalności krytyczne, takie jak: niezależny operator pomiarów, niezależny operator handlowo-techniczny, niezależny sprzedawca.

Minisystem WME korzysta z istniejących zasobów sieciowych na zasadzie współużytkowania sieci, rozłącznego dla każdego źródła wytwórczego i dla każdego odbiorcy (do kalibrowania współczynnika wykorzystania sieci stosuje się ekwiwalentowanie punktów spływu mocy w sieciach wielokrotnie zamkniętych). Dezaglomeracja terytorialna ma na celu koncentrację najwyższych kompetencji i najsilniejszych motywacji podmiotów tworzących minisystem WME celem pobudzenia innowacyjności i przyspieszenia transformacji energetycznej.

Wirtualizacja. O tym, że rozwiązanie jest wirtualne decyduje sposób użytkowania/wykorzystania rzeczywistej infrastruktury nN-SN → w tej części, która zależna jest od specyficznych regulacji prawnych → a te z kolei zależne są od potencjału technicznego inteligentnej infrastruktury. Jednak budowa nowych platform prawno-regulacyjnych będzie musiała uwzględniać równowagę tak różnych, a jednocześnie fundamentalnych współzależnych zagadnień, jakimi są: 1° - całkowicie nowy system opłat sieciowych (obecnie systemowo-sieciowych) wynikający z systemu współdzielenia sieci, 2° - z drugiej strony jest to konieczność przebudowy systemu podatkowego na poziomie mikroekonomicznym i ochrony dochodów podatkowych państwa na poziomie makroekonomicznym (na poziomie budżetu państwa), 3° - jest to szybko narastająca na poziomie makroekonomicznym konieczność zapewnienia korzyści z transformacji energetyki przy jednoczesnej szybko narastającej konieczności redukcji wsparcia bezpośredniego na poziomie mikroekonomicznym (na poziomie indywidualnych decyzji inwestycyjnych w obszarze energetyki EP-NI).

Po stronie regulacji prawnych w szczególności konieczne są (usankcjonowane prawnie): 1° - zasada TPA+ oraz 2° - *net metering*, kalibrowany kosztowo lub bodźcowo, oznaczający nowy sposób realizowania dotychczasowej opłaty systemowo-sieciowej na rynku wschodzącym (1) energii elektrycznej (rynek na infrastrukturze sieciowej nN-SN).

Zasada TPA+ oznacza dostęp energetyki EP-NI (nowego typu) do sieci rozdzielczych nN-SN należących do energetyki WEK. Przy tym podkreśla się, że jest to dostęp realizowany za pomocą inteligentnych dostępowych terminali/interfejsów sieciowych należących do energetyki EP-NI (dostępowe inteligentne terminale sieciowe będące inwestycjami energetyki EP-NI są istotą zasady dostępu inwestycyjnego do sieci rozdzielczych nN-SN, nazwanej tu zasadą TPA+).

Niezbędny, w kontekście zasady TPA+, potencjał techniczny inteligentnej infrastruktury to taki, który zapewnia możliwość zarządzania ograniczeniami technicznymi infrastruktury silnoprądowej nN-SN (z uwzględnieniem faktu, że infrastruktura ta wraz z rozwojem energetyki EP-NI będzie się stawać pod względem elektrycznym infrastrukturą hiperzamkniętą). Podstawowe znaczenie ma zarządzanie dwoma rodzajami ograniczeń. Są to: 1° - zarządzanie ograniczeniami gałęziowymi/prądowymi (I) oraz węzłowymi/napięciowymi (U) za pomocą inteligentnych dostępowych terminali sieciowych ZOS(I,U) oraz 2° - zarządzanie bilansami energii E i regulacją mocy P na osłonach kontrolnych OK1 do OK4⁻ za pomocą inteligentnych dostępowych terminali sieciowych ZOK(E,P).

Przykładem takiego terminala sieciowego może być Interfejs PME (dziesiąty Raport Cyklu BŻEP [1]). Interfejs ten jest energoelektronicznym przekształtnikiem integrującym po stronie DC źródła OZE i zasobniki energii. Jest wyposażony w sterownik, który pozwala na zarządzanie pracą odbiorników w zależności od sygnałów sterujących. W rozwiązaniu tym sygnałem sterującym jest aktualna produkcja źródeł OZE, ale po niewielkiej (programowej) modyfikacji sygnał ten może być zastąpiony przez zbiór sygnałów cenowych. Interfejs może pracować w trybie *off-grid* oraz *on-grid* dynamicznie (na podstawie sygnałów sterujących) przełączając się pomiędzy wymienionymi trybami. Interfejs może realizować różne zadania względem sieci nN. Może to być np. kontrola mocy czynnej i biernej w węzle przyłączeniowym.

Drugim obszarem inwestycji energetyki EP-NI w inteligentną infrastrukturę, oprócz inwestycji w inteligentne dostępne terminale sieciowe, jest infrastruktura techniczna (pomiarowa, transakcyjna, operatorska) wschodzącego mono rynku energii elektrycznej OZE, a jeszcze ogólniej rynków energii użytecznej (jednym z ważnych celów badań na rzecz koncepcji WME jest właśnie pobudzenie tych rynków za pomocą inteligentnej infrastruktury energetyki EP-NI).

Podkreśla się, że rozwiązania wirtualne tworzą całkowicie nowe środowisko funkcjonowania operatora OSP oraz operatorów OSD. Hasłowo można to wyrazić na wiele sposobów. W szczególności do opisanego roli operatorów w środowisku wirtualnych rozwiązań można wykorzystać takie użyteczne hasła jak: 1° - „OSP(PSE) w zwirtualizowanym (sklasteryzowanym) KSE” oraz 2° - „OSD(X) w sklasteryzowanej (uspółdzielczonej) infrastrukturze sieciowej nN-SN”.

OGÓLNA KONCEPCJA WME

Z jednej strony badania nad koncepcją WME powinny być stale konfrontowane z najważniejszymi historycznymi doświadczeniami rozwojowymi elektroenergetyki (początki elektryfikacji fabryk, elektryfikacja miast, praca wyspowa źródeł wytwórczych, budowa połączonych systemów elektroenergetycznych, kształtowanie się korporacyjnego modelu

biznesowego). Z drugiej strony powinny uwzględniać współczesne doświadczenia związane z reelektryfikacją OZE prosumentów, która ma charakter w dużym stopniu wirtualny. Taki charakter mają rozwiązania realizowane przez wiele globalnych firm, zwłaszcza informatycznych, ale także takich jak IKEA i inne (firmy te budują własne źródła OZE, ale nie są one na ogół zintegrowane lokalizacyjnie/sieciowo, a jedynie systemowo; ponadto pokrywają swoje zapotrzebowanie na ogół w dużej części za pomocą kontraktów z wytwórcami OZE). To samo dotyczy reelektryfikacji OZE, którą realizują już na świecie na wielką skalę miasta.

Współczesna prosumencka reelektryfikacja OZE ma przede wszystkim jednak wiele wspólnego na świecie z globalnymi reformami z przełomu lat 1980' i 1990' (jest wręcz „odłożonym” w czasie skutkiem tamtych reform, realizującym się w nowym środowisku technologicznym, ekonomicznym i społecznym). Zwłaszcza charakterystyczne są, i bardzo inspirujące, odniesienia do wymienionych reform w pięciu obszarach. Były to obszary: radykalnych zmian własnościowych (prywatyzacja), daleko posuniętej demonopolizacji (zasada TPA) i liberalizacji rynku hurtowego (rynek giełdowy), a także zmian modeli finansowania inwestycji wytwórczych (*project finance*), wreszcie włączenia kosztów zewnętrznych do rachunku efektywności inwestycji wytwórczych (instalacje odsiarczania).

Prezentowaną w Raporcie koncepcję minisystemu WME, charakterystyczną dla polskich uwarunkowań, trzeba jednak konfrontować praktycznie we wszystkich istotnych aspektach przede wszystkim z reformą ustrojową elektroenergetyki, która rozpoczęła się od strukturalnej decentralizacji w 1990 r., miała fazę liberalizacji rynku i przekształceń własnościowych, a także miała w sobie wielką operację techniczną przełączania KSE ze wschodu na zachód, która w 1995 r. zakończyła się włączeniem Polski w zachodnioeuropejską przestrzeń bezpieczeństwa elektroenergetycznego. W ślad za reformą ustrojową teraz przychodzi czas włączenia dostaw energii elektrycznej (ze źródeł OZE) w przestrzeń bezpieczeństwa rynkowego. Tabele 1 i 2 prezentują aspekty z tym związane.

Otoczenie sieciowe (1)

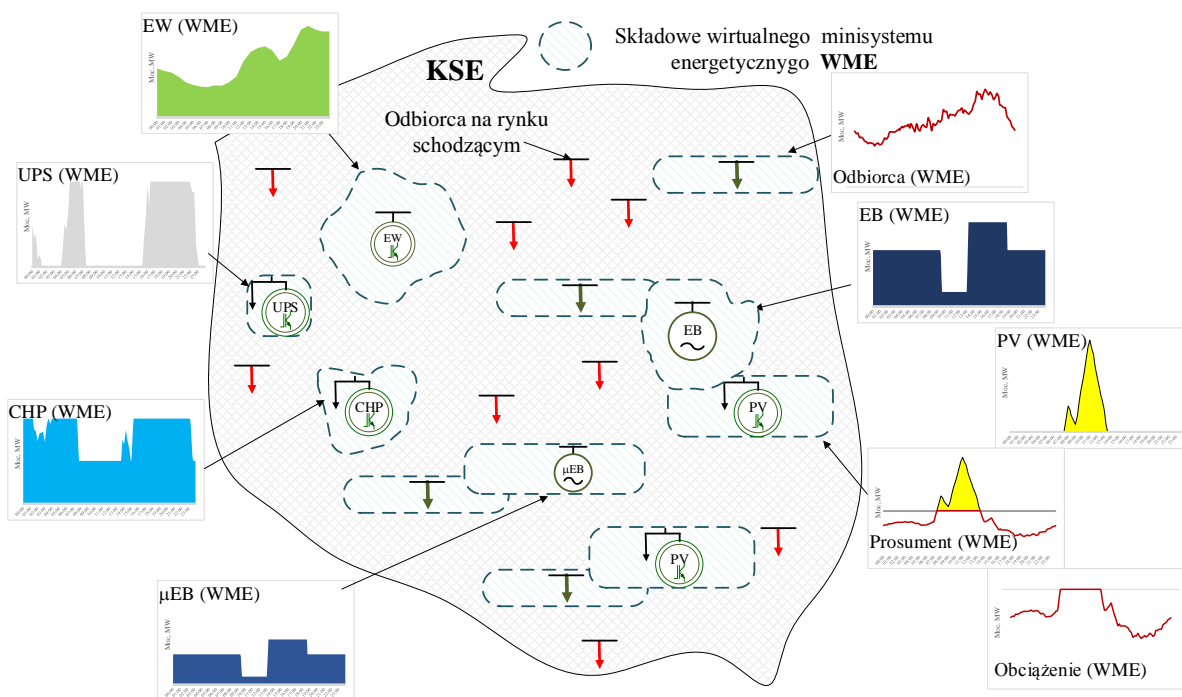
Punktem wyjścia do analizy otoczenia sieciowego i powiązanego z nim mechanizmu *net meteringu* w systemie WME jest jego pogładowa struktura przedstawiona na rys. 1. Na rysunku tym podstawowe znaczenie ma otoczenie sieciowe (OS) osłony kontrolnej OK (Raport 5 Cyklu BŻEP [1]).

Definicja. Otoczenie sieciowe odnosi się do rzeczywistej sieci nN-SN i fizycznych rozpliwów sieciowych energii elektrycznej (u podstaw których są podstawowe prawa elektrotechniki, Ohma i Kirchhoffa). W aspekcie podmiotowym sieć jest użytkowana (współużytkowana) w otoczeniu sieciowym przez odbiorcę, prosumenta, spółdzielnię, klaster, niezależnego wytwórcę, a także minisystem WME, jako podmioty na odpowiadających im płaszczyznach prawno-regulacyjnych. W aspekcie przedmiotowym charakterystyczne są dwa podstawowe przypadki na rynku wschodzącym (1). Pierwszym jest otoczenie sieciowe służące do zasilania odbioru (instalacji odbiorcy lub prosumenta) z sieci nN-SN – jest to otoczenie OS^o. Drugim jest otoczenie sieciowe służące do wyprowadzenia mocy ze źródła przyłączonego do sieci nN-SN – jest to otoczenie OS^w. Granice fizycznego wykorzystania

sieci w wypadku każdego odbioru i każdego źródła wyznaczają węzły sieciowe będące punktami spływu w zamkniętej sieci nN-SN. Punkty spływu w hiper-zamkniętej sieci nN-SN na rynku wschodzącym (1) zmieniają się dynamicznie (w czasie), wraz ze zmianami czasowymi profili obciążenia odbiorów i produkcji źródeł. Dlatego otoczenie (zarówno OS^o, jak i OS^w) „pulsuje” w dwóch wymiarach: czasowym i przestrzennym (punkty spływu przemieszczają się w zbiorze węzłów sieciowych). „Spójne” fizycznie otoczenia składowe OS^o i OS^w tworzą wirtualne (niespójne) środowiska sieciowe platform prawno-regulacyjnych: spółdzielni (ŚS^s), klastra (ŚS^k), minisystemu WME (ŚS^{WME}).

Tab. 2. Osłony kontrolne OK oraz powiązane z nimi otoczenia sieciowe OS – typologia

Ośłona (sub-ośłona)	Otoczenie sieciowe	Opis
OK1	OS(RW1, nN), OS(RS, nN-SN)	
OK1(L)		dom jednorodzinny, gospodarstwo rolne socjalne, $i = 1,2,3, \dots, 6 \text{ mln}$
OK1(P)		przedsiębiorstwo MSP zasilane z taryfy C, $i = 1,2,3, \dots, \text{ponad } 1 \text{ mln}$
OK1(W)		budynek mieszkalny wielorodzinny, $i = 1,2,3, \dots, \text{ponad } 300 \text{ tys.}$
OK1(U)		obiekt użyteczności publicznej zasilany z taryfy C, $i = 1,2,3, \dots, \text{kilkaście tys.}$
OK2	OS(RW1, SN), OS(RW1, nN-SN), OS(RS, nN-SN)	
OK2 (P)		przedsiębiorstwo MSP zasilane z taryfy B, $i = 1,2,3, \dots, \text{kilkaset tys.}$
OK2(G)		gospodarstwo rolne średniotowarowe, $i = 1,2,3, \dots, \text{ponad } 100 \text{ tys.}$
OK2(S)		spółdzielnia mieszkaniowa, $i = 1,2,3, \dots, \text{ponad } 4 \text{ tys.}$ (ponad 100 tys. dużych bloków mieszkalnych)
OK2(U)		obiekt użyteczności publicznej zasilany z taryfy B, $i = 1,2,3, \dots, \text{kilka tys.}$
OK3	OS(RW1) – sieć nN-SN współdzielona między rynki RS i RW (1)	
OK3(K)		klustry, wg ustawy OZE, potencjalnie: $i = 1,2,3, \dots, \text{kilkaset}$
OK3(S)		spółdzielnie, przede wszystkim w obszarze przemysłu rolno-spożywczego, potencjalnie: $i = 1,2,3, \dots, \text{kilkadziesiąt}$
OK3(E)		elektrownie wirtualne, potencjalnie: $i = 1,2,3, \dots, \text{kilkadziesiąt}$
OK3(WME)		minisystem WME, potencjalnie: $i = 1,2,3, \dots, \text{kilkadziesiąt}$
OK4	OS(nN-SN/WN-NN)	
OK4(+)	OS(RS, nN-SN), OS(RW1, nN-SN)	
OK4(-)	OS(RS, NN-WN), OS(RW2, UD)	
OK4(GPZ)	osłona rzeczywista	
OK5	OS(KSE/UCTE)	
OK5(+)	OS(KSE, NN-WN)	Rynek schodzący, sieć 400-220-110 kV
OK5(-)	OS(UCTE)	
OK5(L)	układy przesyłowe: $i = 1,2,3, \dots, 9$	



Rys. 1. Poglądowa struktura systemu WME na rynku wschodzącym (1)

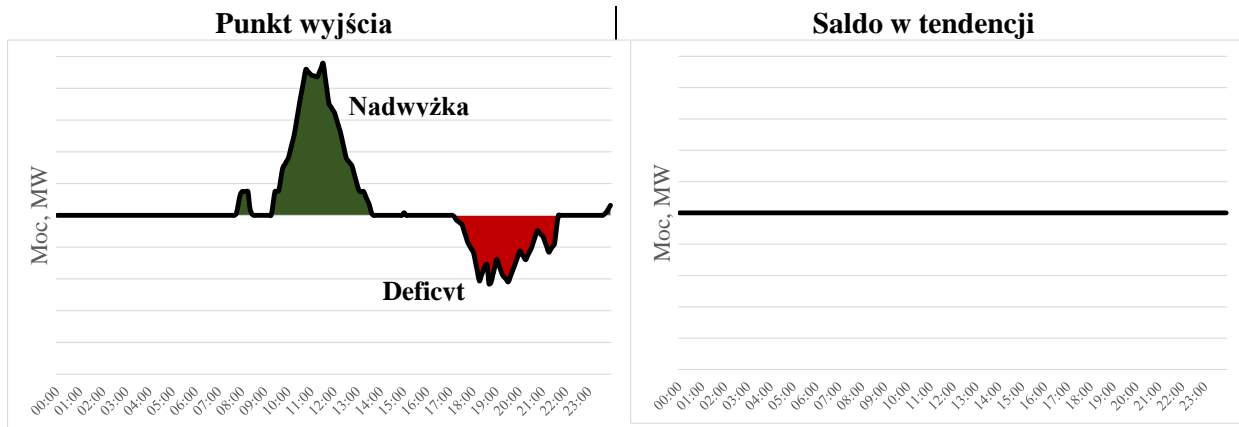
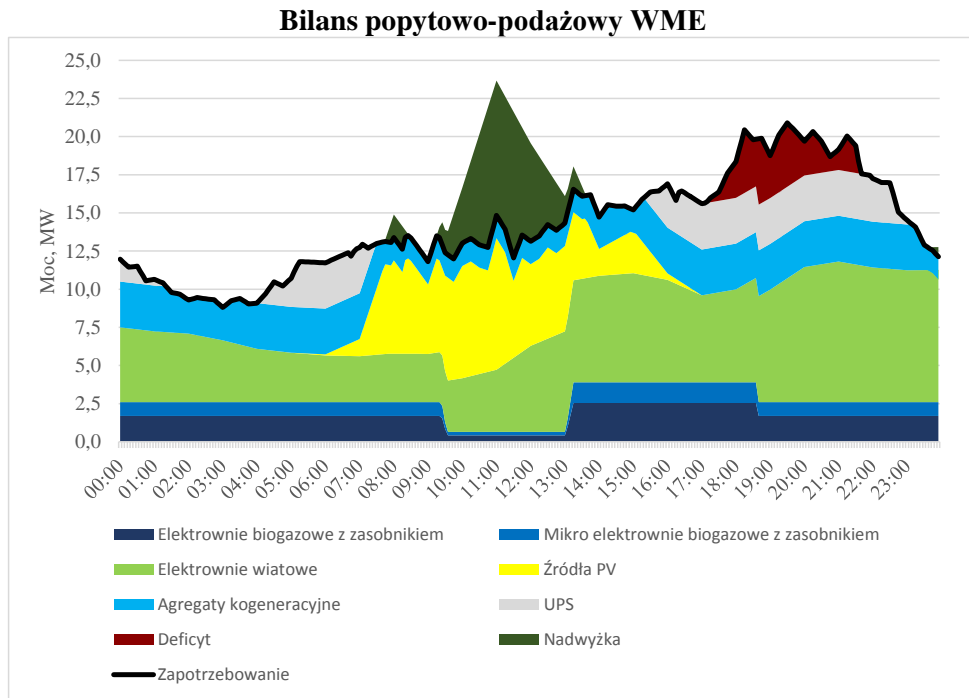
Otoczenie sieciowe jest kluczową kategorią w kalibrowaniu współczynników *net meteringu* (WNM). Oczywiście, w analizach stanowiących podstawę kalibrowania współczynników WNM otoczenie sieciowe OS^o modeluje się wykorzystując profil czasowy obciążenia (zapotrzebowania) odbioru/odbiorcy oraz salda (ujemnego) w wypadku prosumenta. Otoczenie sieciowe OS^w modeluje się wykorzystując profil czasowy produkcji źródła w wypadku niezależnego wytwórcy i salda (dodatniego) w wypadku prosumenta. Profile przedstawione na rys. 1 i 2 spełniają tę konwencję.

Selfdispatching

W wyniku działania mechanizmów rynkowych i następującego w ślad za tym ulepszania regulacji i bilansowania w systemie WME z dokładnością do „regulacji pierwotnej” na jego osłonie OK3 możliwe będzie w tendencji uzyskiwanie „zerowego” profil wypadkowego (zerowego salda w całym okresie). Będzie to stan, w którym minisystem WME będzie „niewidoczny” w KDM (bardzo ważny praktyczny aspekt minisystemu WME). Dojście do tego stanu będzie możliwe między innymi za pomocą takich zmian technologicznych (wymuszanych mechanizmami rynkowymi) jak wyposażanie odborników-odbiorów-instalacji w indywidualne zasobniki akumulatorowe, w tym jedno-ogniowe.

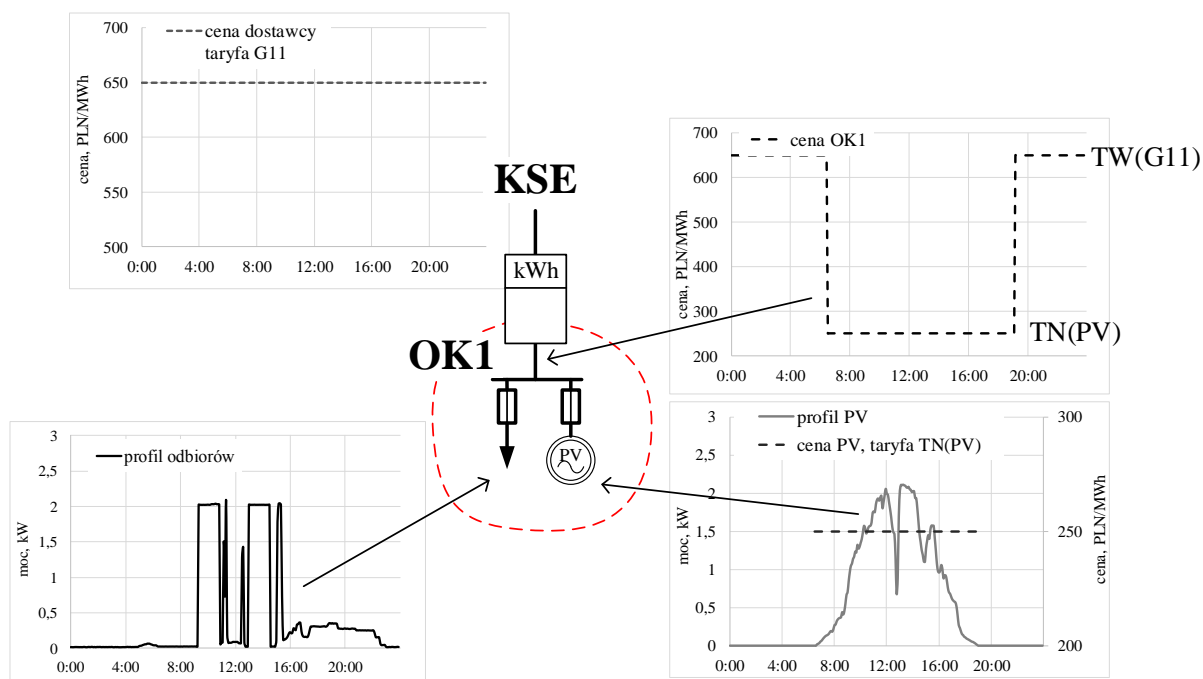
Bilans popytowo-podażowy został przedstawiony za pomocą wybranych, wyznaczonych za pomocą symulatora WME, dobowych profili (07.03) na rys. 2. Punktem wyjścia jest stan możliwy już obecnie do realizacji technicznej i ekonomicznej (rynkowej bez wsparcia), wymagający jednak stabilnej platformy prawno-regulacyjnej – jest bilans popytowo-podażowy WME, uwzględniający strukturę źródeł wytwórczych przedstawioną w tab. 3. Jest

to struktura, dla której występuje jeszcze pewne niebilansowanie (nadwyżka i deficyt), ale już znacznie ograniczone.



Rys. 2. Dobowe profile mocy WME (07.03)

Wzmocnienie mechanizmu *selfdispatchingu* można oczekiwać w wyniku uzmiennienia ceny końcowej. Pomimo obecnych ustawowych ograniczeń w zakresie tworzenia taryf energii elektrycznej, które są w gestii Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, te ograniczenia już nie dotyczą prosumentów. Mianowicie źródło OZE w osłonie kontrolnej, w szczególności źródło PV w osłonie OK1, powoduje utworzenie dwóch poziomów cenowych wynikających z ceny taryfy dostawcy energii (np. taryfa G11) i ceny generacji źródła OZE. Na rysunku 3 pokazano osłonę OK1 z profilami mocy odbiorów i generacji PV oraz adekwatne do miejsca dostarczania energii, profile cen energii.



Rys. 3. Profile zapotrzebowania i generacji OZE w osłonie OK1 oraz odpowiadające im profile cen

Źródło OZE w osłonie kontrolnej zmodyfikowało, w uproszczeniu, taryfę G11 do taryfy dynamicznej z dwoma poziomami cen: TW(G11) (taryfa wysoka G11) i TN(PV) (taryfa niska PV). Przy czym należy tutaj zaznaczyć, że taryfa TN(PV) występuje z ograniczeniem podaży wynikającym z generacji źródła OZE. Stopień wykorzystania taryfy TN(PV) zależy będzie od stopnia algorytmizacji sterowania profilem zapotrzebowania (Cykl BPEP, Raport [4]).

Opis taryfy dynamicznej dwustanowej TW(G11)-TN(PV):

$$C_{OK1}(t) = \begin{cases} C_{TW(G11)}, & P_{PV} = 0 \\ C_{TN(PV)}, & P_{PV} > 0 \wedge P_{PV} \leq P_{odb} \end{cases} \quad (1)$$

gdzie: $C_{TW(G11)}$ – cena w taryfie wysokiej, $C_{TN(PV)}$ – cena w taryfie niskiej, P_{PV} – moc generacji źródła fotowoltaicznego w osłonie kontrolnej, P_{odb} – moc odbiorów w osłonie kontrolnej.

Ten prosty opis matematyczny (algorytm wskazujący aktualną taryfę) nie uwzględnia jeszcze wielu stanów pośrednich zmiany ceny chwilowej w osłonie kontrolnej, związanej z częściowym korzystaniem z energii PV i „siecowej”, ma natomiast na celu pokazanie, że cena u prosumenta jest zmienna, jeśli zmienia się bilans źródeł wytwórczych. Jest to pierwszy krok do wprowadzenia algorytmizacji sterowania profilem zapotrzebowania i w konsekwencji kosztami za energię elektryczną. Mechanizm *net meteringu* jest uwzględniony tylko w wartości średniej ceny generacji z PV, a jest on tutaj kluczowy z punktu widzenia uzmiennienia opłaty sieciowej, przez co wymaga dalszego rozwinięcia. Należy jednak podkreślić, że *selfdispatching* pozwala na ograniczenie wykorzystania sieci nN.

Istota minisystemu WME przedstawiona na rysunkach 1 i 2 obrazuje dwa strategiczne zagadnienia transformacji energetyki. Pierwszym jest znaczenie inteligentnej infrastruktury jako środowiska konsolidacyjnego innowacji przełomowej w procesie transformacji

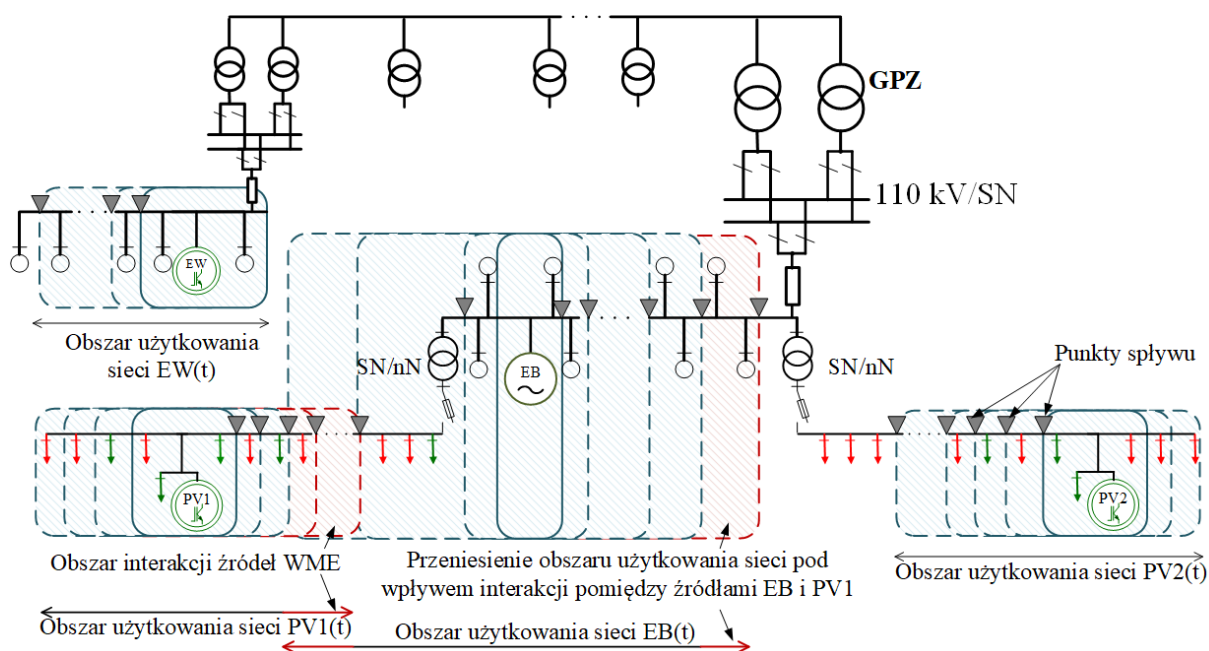
energetyki do mono rynku energii elektrycznej OZE i rynków energii użytecznej. Inteligentna infrastruktura w elektroenergetyce została w ostatnich kilkunastu latach zaszyta w pojęciu *smart grid*. Przełamanie tej bariery jest warunkiem zrationalizowania trajektorii transformacyjnej energetyki. Dlatego, bo na świecie inteligentna infrastruktura wdarła się w międzyczasie do energetyki EP-NI (stała się jej główną infrastrukturą) i narzędziem wirtualizacji rynku energii elektrycznej. Wstępne analizy dotyczące wykorzystania inteligentnej infrastruktury w koncepcji minisystemu WME zamieszczono w drugim Raporcie Cyklu BPEP [2]. W tym kontekście podkreśla się potrzebę zintensyfikowania w najbliższym czasie prac nad ukształtowaniem funkcjonalności sieciowych inteligentnych terminali dostępowych, które powinny stworzyć podstawy pod rozwiązania prawno-regulacyjne dotyczące zasady TPA+.

Drugim strategicznym zagadnieniem jest kalibrowanie współczynnika *net meteringu*. Generalnie ma ono potencjał umożliwiający racjonalne zarządzanie dwoma celami. Pierwszym jest zapewnienie przychodów operatorowi OSD za rzeczywiste wykorzystanie sieci (funkcja kosztowa *net meteringu*). Drugim jest pobudzenie alokacji inwestycji wytwórczych do osłon kontrolnych odbiorców i prosumentów (funkcja bodźcowa *net meteringu*).

Otoczenie sieciowe (2)

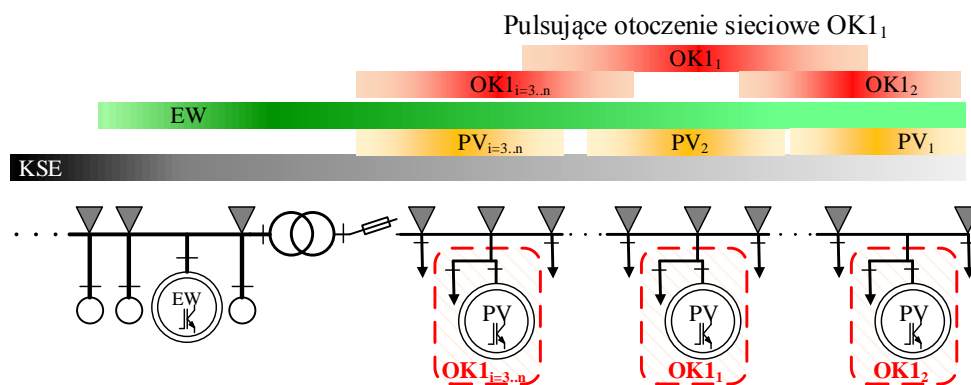
Punktem wyjścia do badań dotyczących kalibrowania współczynnika *net meteringu* może być ósmy Raport Cyklu BŻEP [1]. Analizując dotychczasowe (od połowy 2016) doświadczenia wprowadzania mechanizmu *net-meteringu* dla prosumentów można uznać, że celem w pierwszym etapie jest kompromis. Pobudzanie inwestycji wymaga wysokich wartości współczynnika *net meteringu*. Wartości WNM w zakresie 0,8-0,7 przyjęte ostatecznie w ustawie OZE z jednej strony chronią dochody operatorów, ale z drugiej strony pobudzają prosumenckie inwestycje w źródła PV, jednak na bardzo płytkim rynku.

Na rysunku 4 pokazano przykład struktury sieci ze wskazaniem otoczenia sieciowego źródeł, prosumentów i odbiorców w kontekście funkcji bodźcowej mechanizmu NM. Kolorem niebieskim zaznaczono obszar wykorzystania sieci przez źródła oraz punkty spływu, których miejsce zmienia się w czasie i zależy od bilansu profilu zapotrzebowania i produkcji energii. Źródła należące do minisystemu WME obejmują otoczeniem sieciowym również odbiorców spoza WME. Kolorem brązowym zaznaczono obszary „wypychania” źródeł, mianowicie zasięg oddziaływania źródła PV1 w sieci nN może spowodować przesunięcie punktu spływu źródła EB w sieci SN i w konsekwencji zmienić wartość współczynnika WNM. W tym przypadku współczynnik WNM hamuje inwestycje w źródła. Z kolei źródło PV2 nie jest w interakcji z żadnym innym źródłem, dlatego w tej sieci współczynnik WNM jest wysoki, co z kolei pobudza inwestycje.



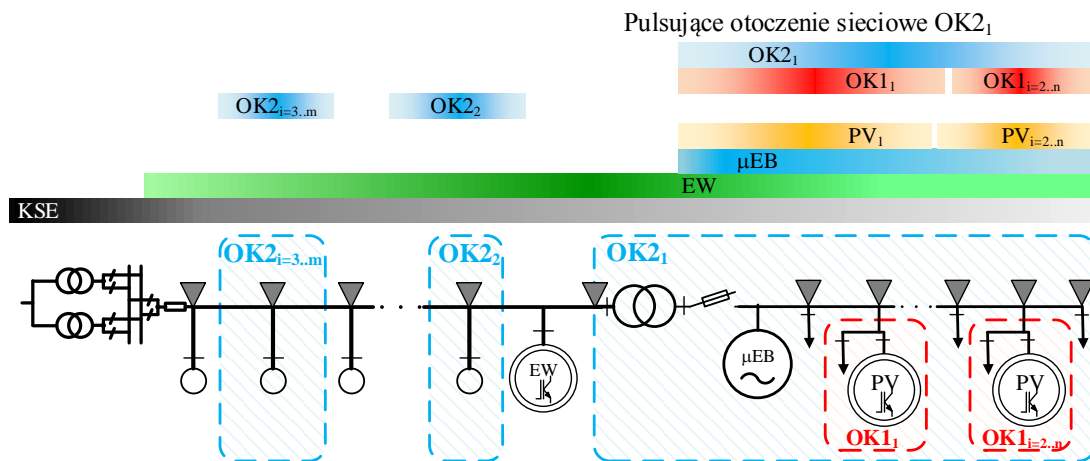
Rys. 4. Poglądowy schemat obszarów użytkowania sieci przez odbiorców, prosumentów i źródła wytwórcze w systemie WME

Na rysunkach 5 – 7 pokazano schematycznie ideę „pulsującego” otoczenia sieciowego. Mianowicie każde źródło w sieci nN i SN jest sprzęgnięte z otoczeniem sieciowym, a rozmiar tego otoczenia zależy jest od dopasowania profili podaży i popytu, przy czym „pulsowanie” wynika ze wzajemnych interakcji ze sobą źródeł, ale również odbiorców. Jeżeli zakłada się, że źródła powinny być tak dobrane aby nie oddziaływały na osłonę wyższego rzędu, interakcje te ogranicza się tylko do sieci o poziomie napięcia do której jest przyłączone źródło i niższym. Dla przykładu otoczenie sieciowe elektrowni wiatrowej (rys. 5) jest powiązane ze średnim napięciem SN oraz niskim nN, ale źródło PV nie wpływa na sieć SN.



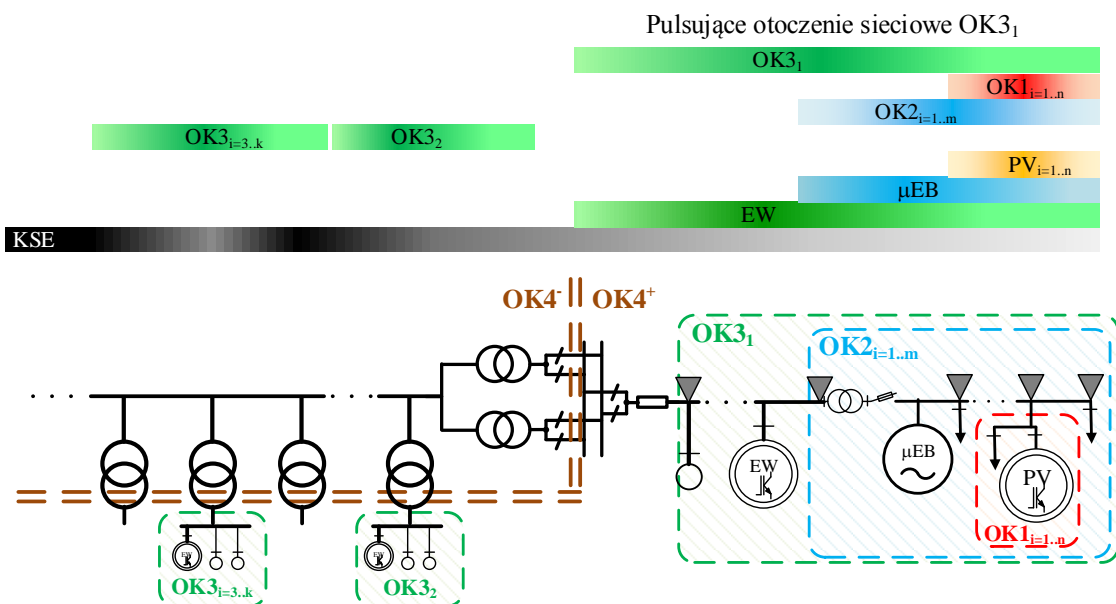
Rys. 5. Pulsujące otoczenie sieciowe OS osłony OK1

Dla osłony OK2 otoczeniem sieciowym (rys. 6.) jest sieć nN i technologie charakterystyczne dla tej sieci tj. źródła PV i μ EB (klasy 10 – 40 kW). Źródła te, aby ograniczyć potrzebną sieć powinny być dobrane w taki sposób, żeby „wypychanie” energii na poziomy wyższe były jak najmniejszy. Mechanizmem kontrolującym wykorzystanie otoczenia sieciowego przez źródła jest współczynnik *net meteringu*.



Rys. 6. Pulsujące otoczenie sieciowe OS osłony OK₂

Podobna sytuacja występuje dla osłony OK₃, z której energia jest przekazywana do osłon o niższym poziomie (OK₂, OK₁) ale już nie do OK₄ (rys. 7.) Takie założenie wynika z ograniczania wykorzystania sieci i nie w każdej sytuacji będzie respektowane. Produkcja w źródłach, ale również zarządzanie zużyciem energii przez odbiorców, powinny zostać poddane działaniom rynku energii elektrycznej, czyli minisystem WME w tendencji będzie dążył do jak największego zbilansowania, ale dysponując odpowiednimi technologiami wytwórczymi może również konkurować z innymi podmiotami na wschodzącym rynku usług energetycznych.

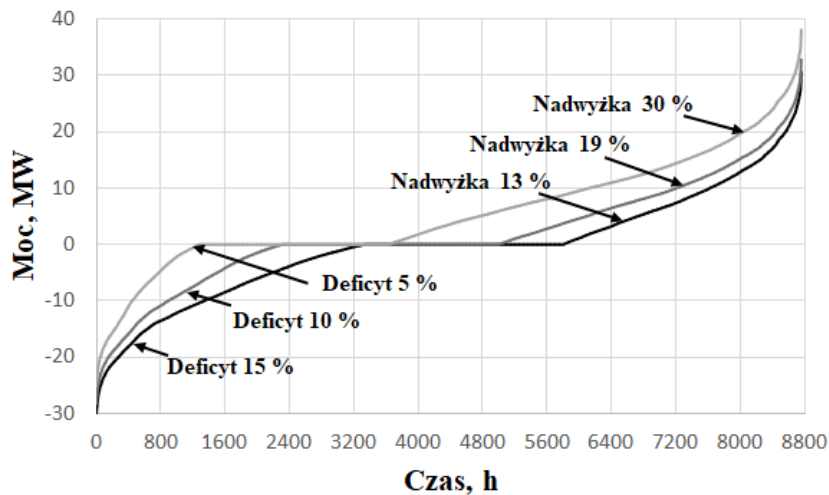


Rys. 7. Pulsujące otoczenie sieciowe OS osłony OK₃

Na podstawie przeprowadzonej wstępnej analizy (rys. 2) można już postawić hipotezę, że lokalne bilansowanie, po uwzględnieniu kosztów produkcji oraz opłat sieciowych może być tańsze, zwłaszcza gdy dąży się do racjonalnego doboru źródeł w minisystemie WME, ale wymaga stworzenia mechanizmów pozwalających na aktywne korzystanie z cenotwórstwa, reprezentowanego w tym raporcie za pomocą kosztów wytwarzania energii oraz opłat sieciowych.

MODELOWANIE BILANSÓW

Prezentowane w Raporcie symulacyjne badania rozwojowe dla (referencyjnego) minisystemu WME uwzględniają doświadczenia z badań zrealizowanych za pomocą Symulatora WME dla referencyjnego powiatu na obszarach wiejskich, trzeci Raport Cyklu BPEP [2]. Badania przeprowadzone w raporcie trzecim były prowadzone przy założeniu wykorzystania jedynie trzech technologii OZE. Mianowicie źródeł PV, elektrowni wiatrowych i elektrownie biogazowych, łącznie z mikroelektrowniami, czyli technologii charakterystycznych dla obszarów wiejskich. Z badań wynikało, że utrzymanie deficytu na niskim poziomie (5 %) wymaga zainstalowani dużej mocy elektrowni i mikroelektrowni biogazowych pełniących rolę źródeł regulacyjno-bilansujących. Prowadziło to do powstania dużej nadwyżki (30 %) w badanym klastrze referencyjnym. Dopiero zmniejszenie założonego deficytu do 15 % spowodowało, że sumaryczna produkcja energii w źródła (nadwyżka) była mniejsza od deficytu, ale ciągle na wysokim poziomie (13%), rys. 8.

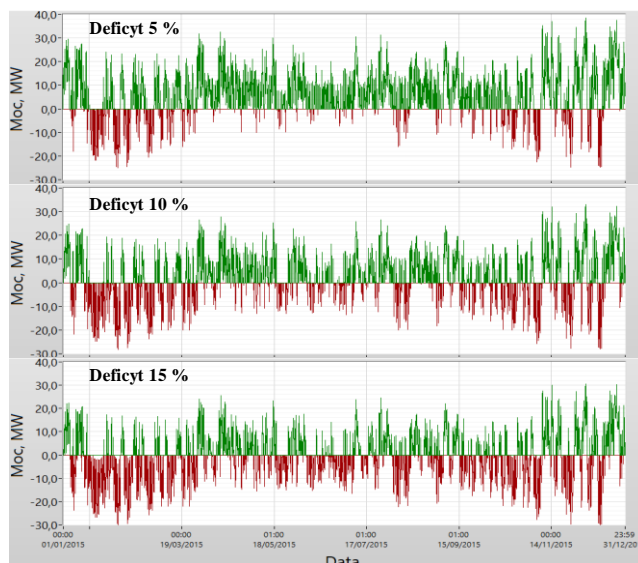


Rys. 8. Uporządkowany bilans mocy powiatu referencyjnego dla założonego deficytu mocy 5%, 10% i 15%

Jednym ze sposobów ograniczenia niekorzystnego salda produkcji jest wykorzystanie innych technologii wytwórczych, które pozwolą na lepsze zbilansowanie. Przykładem mogą być agregaty kogeneracyjne, np. w spółdzielniach mieszkaniowych, czy układy gwarantowanego zasilania, np. w wieżowcach, budynkach użyteczności publicznej itp. Jednak dostęp do tych technologii na obszarach wiejskich jest w dużym stopniu ograniczony, stąd wykorzystanie WME jako platformy, z jednej strony dysponującej odpowiednimi zasobami wytwórczymi, a z drugiej strony nie ograniczanej do jednego powiatu (lub 5 gmin). Pozwala to na łatwiejsze zbilansowanie WME, za pomocą rozproszonej infrastruktury w tendencji dążąc do lokalnego zbilansowania odbiorców WME poprzez inwestycje w źródła w ich otoczeniu.

Z analizy rocznych profili bilansu mocy (rys. 9) wynika, że niezależnie od założonego poziomu deficytu, niedobory energii występują głównie w okresie zimowym. Ograniczenie deficytu możliwe jest w WME, którego jednym z uczestników mogą być spółdzielnie mieszkaniowe dysponujące agregatami kogeneracyjnymi dla których, podobnie jak dla

powiatu referencyjnego, większego zapotrzebowania na energię elektryczną należy spodziewać się w okresie zimowym.



Rys. 9. Roczny bilans mocy dla powiatu referencyjnego dla założonego deficytu mocy 5%, 10% i 15%.

ZARYS BILANSU POPYTOWO-PODAŻOWEGO CHARAKTERYSTYCZNEGO DLA KONCEPCJI WME

Bilans ten jest na razie bardzo rozmytą kategorią. Dlatego, bo musi on być kształtowany sukcesywnie przez mechanizmy rynkowe, w żadnym wypadku nie może natomiast być przedmiotem planowania. Kluczowe znaczenie dla kształtowania bilansu popytowo-podażowego będzie miała oczywiście pilotażowa platforma prawno-regulacyjna WME.

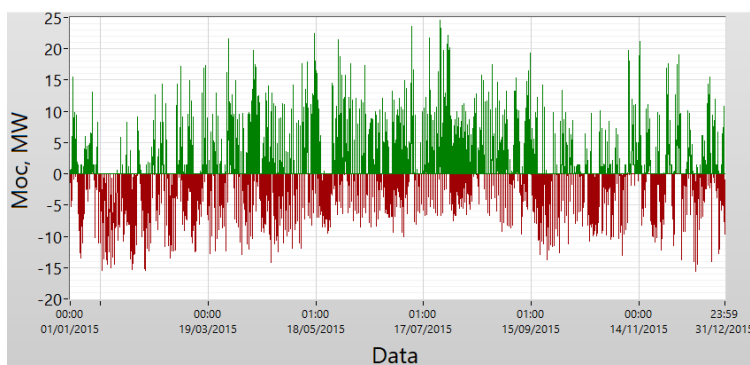
Badania symulacyjne bilansów minisystemu WME. Wykorzystując symulator, można przeanalizować bilans popytowo-podażowy dla WME. Dla badanego (referencyjnego) WME roczne zapotrzebowanie wynosi 120 GWh i charakteryzuje się wykorzystaniem mocy szczytowej równym 4000 h/rok oraz maksymalną mocą 30 MW. Jednak w obliczeniach przyjmuje się, że możliwa jest, na wezwanie integratora minisystemu WME, redukcja mocy o 5%. Przekłada się to na redukcję rocznego zużycia energii o 5 GWh (odpowiada temu roczne zapotrzebowanie na energię wynoszące 115 GWh). Zakłada się, że źródła pracują wykorzystując kaskadowy algorytm sterowania (trzeci Raport Cyklu BPEP [2]).

W pierwszym etapie obliczono koszty wytwarzania energii za pomocą źródeł wchodzących w skład WME. W strukturze bilansu wytwórczego wykorzystano źródła PV, elektrownie wiatrowe lądowe, elektrownie oraz mikro elektrownie biogazowe z zasobnikami, a także gazowe agregaty kogeneracyjne z możliwością regulacji w zakresie od 0,5 do 1,0 P_n (znamionowej mocy elektrycznej), które pracują w okresie zimowym (październik-marzec) oraz UPS-ów, które wykorzystuje się jako źródła regulacyjno-bilansujące w osłonach OK1 i OK2.

Tab. 3. Struktura (energia-moc-koszt) rocznego bilansu wytwórczego dla WME

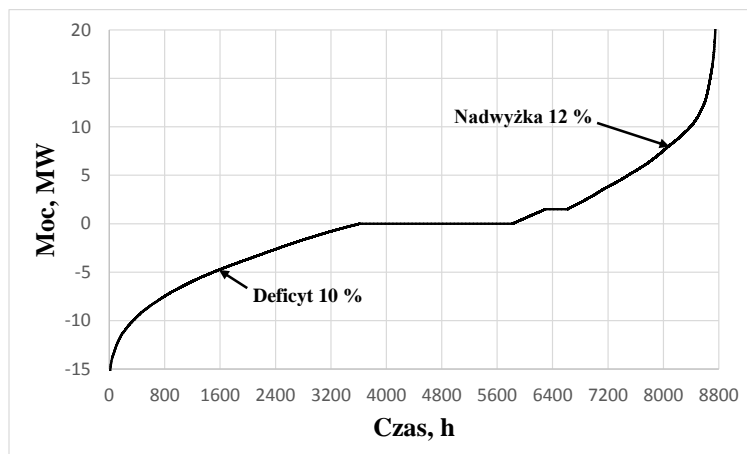
Technologia	Produkcja GWh	Moc MW	Czas wykorzystania mocy zainstalowanej h/rok	Koszt jednostkowy PLN/MWh	Koszt energii mln PLN
Źródła PV	24	24,0	1000	200	4,80
Elektrownie wiatrowe lądowe	47	23,5	2000	240	11,28
Elektrownie biogazowe z zasobnikiem	15	2,7	5600	630	9,45
Mikro elektrownie biogazowe z zasobnikiem	8	1,4	5600	590	4,72
Agregaty kogeneracyjne	11	3,0	3600	330	3,63
UPS	13	3,0	4300	1000	13,00
SUMA (źródła WME)	118	58,6		390	46,88
Backup	12	15	800	1040	12,48
SUMA (źródła WME + backup)	115	73,6		510	59,36
Bilans					
Nadwyżka produkcji (PV)	15	20	750		
Pokrycie deficytu (backup - KSE)	12	15	800		

Strukturę rocznego bilansu wytwórczego dla WME przedstawiono w tab. 1. Średni roczny koszt wytwarzania energii ze źródeł WME wynosi 390 PLN/MWh. Dla WME przewidziano *backup* (źródła węglowe na rynku schodzącym) energii pozwalający na pokrycie zapotrzebowania w sytuacji braku produkcji w źródłach z produkcją wymuszoną. Ze względu na małe wykorzystanie *backupu* (800 h/rok) koszt energii wyceniono na 1040 PLN/MWh [2]. W minisystemie WME występuje również nadwyżka produkcji, w przeważającej części pochodząca ze źródeł PV (około 80 %). Jest to nadwyżka, która może zostać wykorzystana do pokrycia deficytów w KSE w okresie letnim. Do bilansu wytwórczego wykorzystano również dostępne układy gwarantowanego zasilania (UPS), które są zainstalowane np. w bankach, szpitalach czy biurach. W minisystemie WME wykorzystuje się je do pokrycia zapotrzebowania w stanach deficytowych.



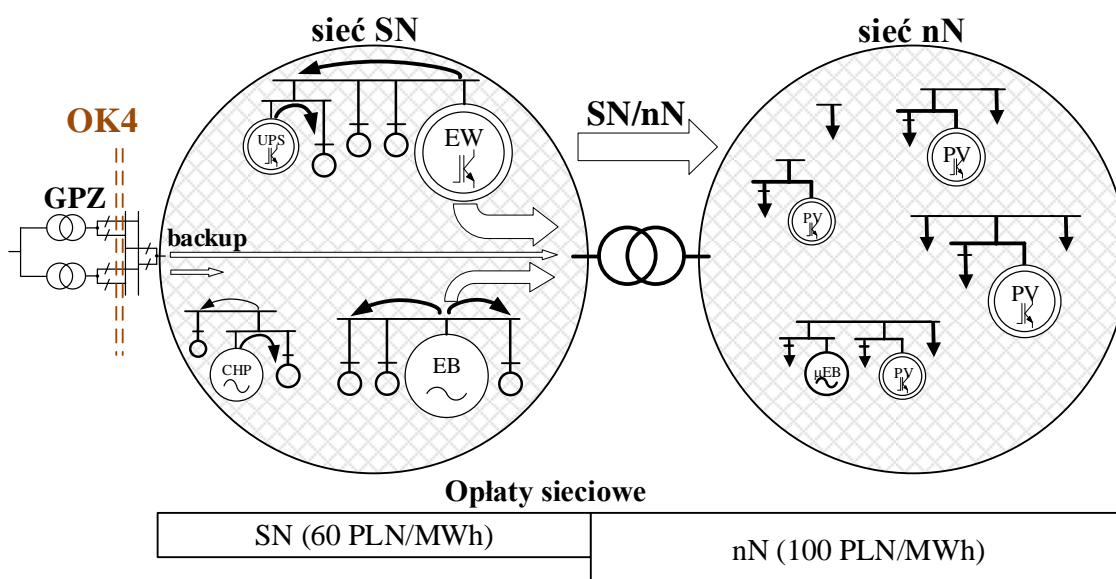
Rys. 10. Roczny bilans mocy dla WME

Wykorzystanie agregatów kogeneracyjnych, powoduje że w okresach zimowych, przy równoczesnej produkcji ciepła, deficyt mocy zmniejsza się i nie ma dużej dysproporcji pomiędzy okresem letnim i zimowym, tak jak to było dla powiatu referencyjnego (rys. 10). Również maksymalna wartość mocy niebilansowania jest mniejsza i nie przekracza połowy maksymalnej mocy zapotrzebowania (rys. 11). W powiecie referencyjnym deficyt mocy sięgał 60 % maksymalnej mocy zapotrzebowania (rys. 10). Zmniejsza się również nadwyżka produkcji, jest ona niższa dla WME w porównaniu do analizowanego powiatu referencyjnego (rys. 8).



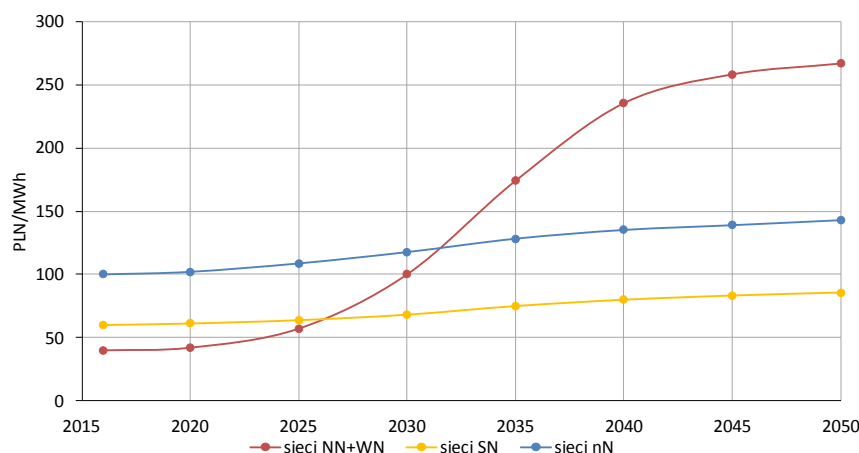
Rys. 11. Uporządkowany bilans mocy WME WME

Struktura przepływu energii wg. rysunku 12 odbywa się w tendencji „od lewej do prawej”, co oznacza, że eliminuje się przepływy wsteczne z sieci niższego napięcia do wyższego (zasada *self dispatchingu*). Ograniczenie otoczenia sieciowych źródeł, przyczynia się do zmniejszenia wykorzystania sieci, a przez to kosztów z nią związanych.



Rys. 12 Kierunek przepływu energii w WME i struktura opłat sieciowych.

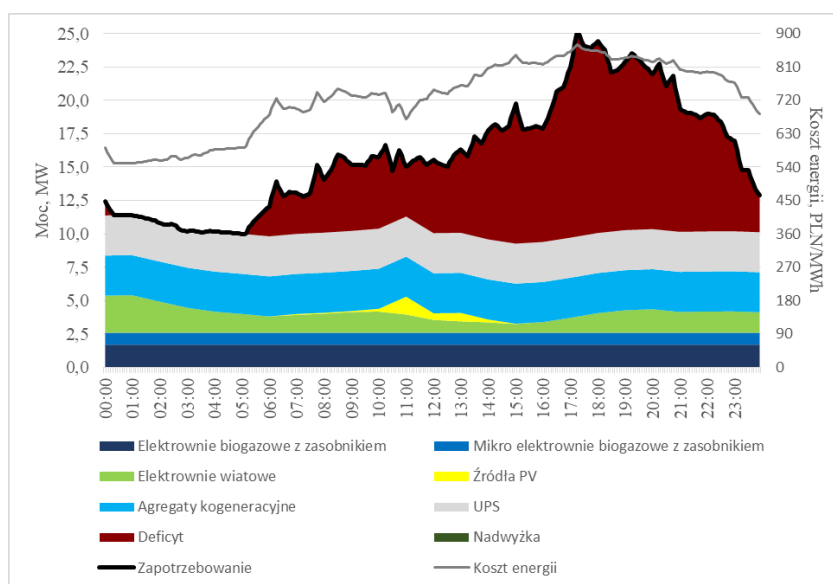
W celu zapewnienia przychodów operatorowi OSP i operatorom OSD konieczne jest skompensowanie mniejszych przepływów za pomocą wyższej ceny jednostkowej (rys. 13, Raport 3 Cyklu BEPE [2]). W szczególności dotyczy to sieci WN i NN.



Rys. 13. Zmiana kosztów sieciowych w latach 2018-2050 wraz z rozwojem rozproszonych źródeł wytwórczych

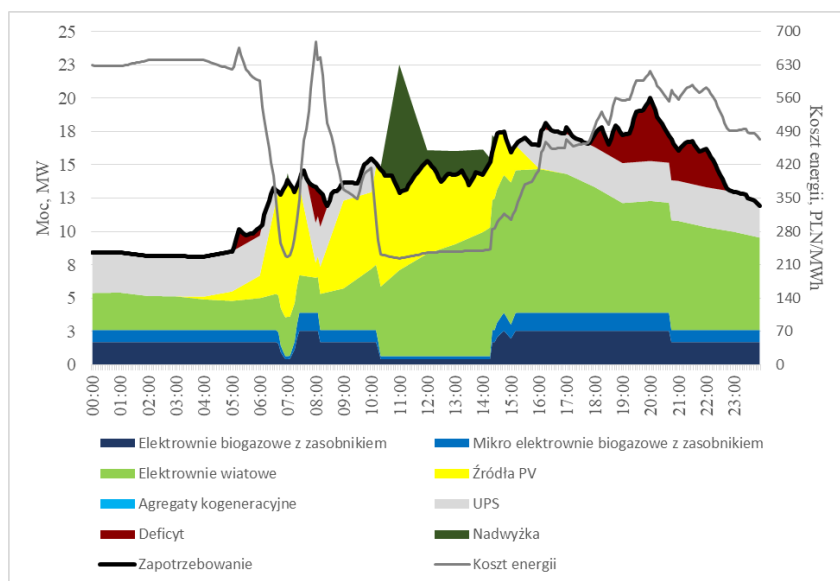
Na podstawie wyznaczonych profili produkcji każdej technologii można obliczyć jednostkowy koszt wytwarzania energii. Koszt ten jest uzależniony od udziału poszczególnych technologii w chwilowym (5-minutowym) bilansie wytwórczym. Na rysunkach od 1 do 3 pokazano strukturę bilansu wytwórczego oraz koszt wytwarzania energii, dla trzech charakterystycznych dni tj.:

- 18 stycznia (rys. 14) – produkcja w źródłach z produkcją wymuszoną jest bardzo mała, dlatego występuje deficyt energii i potrzebna jest *backup* do zbilansowania energii. Koszt wytwarzania energii jest w tym dniu wysoki.



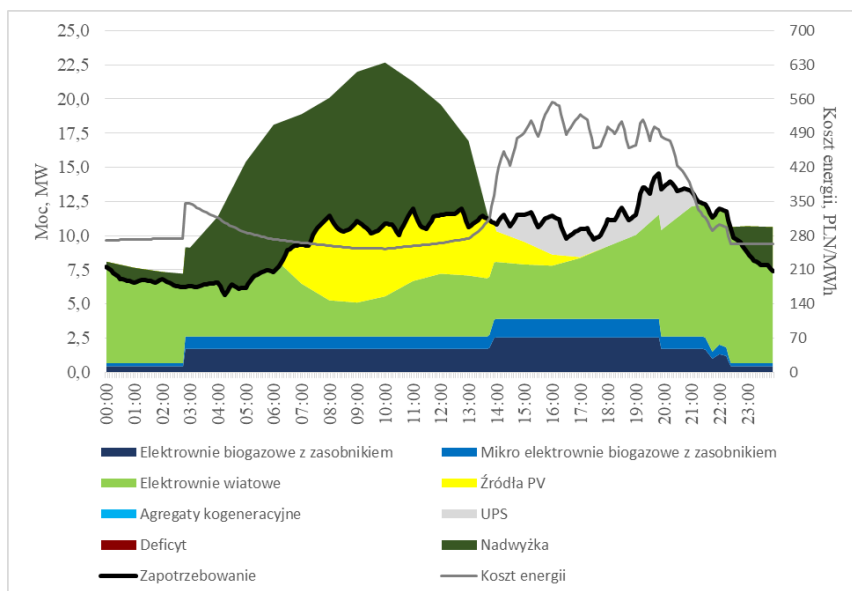
Rys. 14. Struktura bilansu energetycznego WME oraz koszt wytwarzania energii - dzień 18.01

- 7 kwietnia (rys. 15) – występują duże zmiany produkcji w źródłach z produkcją wymuszoną, co wpływa na szybką zmianę struktury bilansu wytwórczego, a przez to również kosztów wytwarzania energii



Rys. 15. Struktura bilansu energetycznego WME oraz koszt wytwarzania energii - dzień 07.04

- 14 sierpnia (rys. 16) – występuje duża produkcja w źródłach z produkcją wymuszoną, przez większość dnia koszt wytwarzania jest mały. Zwiększa się, prawie dwukrotnie, gdy wykorzystuje się do bilansowania UPS-y, ale w dalszym ciągu nie jest wysoki.



Rys. 16. Struktura bilansu energetycznego WME oraz koszt wytwarzania energii - dzień 14.08

W WME można wykorzystać źródła rozproszone w całym systemie elektroenergetycznym, co pozwala na dobre dopasowanie produkcji w źródłach do profili odbiorców. Zaproponowana

struktura pozwala pokryć zapotrzebowanie na energię w WME w 90 %, jednak w dalszym ciągu potrzebny jest *backup* w postaci źródeł wytwórczych KSE. W przedstawionym bilansie wytwórczym nie uwzględnia się jednak magazynów energii, oraz zwiększenia czasu wykorzystania źródeł z produkcją wymuszoną, w szczególności elektrowni wiatrowych, które już aktualnie osiągają wykorzystanie mocy znamionowej na poziomie 2800 h/rok. Dodatkowo należy podkreślić, że przeprowadzona wstępna analiza pokazuje, że koszty wytwarzania nie są stałe, ale zmieniają się gwałtownie w zależności od struktury bilansu wytwórczego.

Do obliczenia kosztów *backupu* przyjęto jednostkową cenę energii, uwzględniającą opłatę sieciową operatora OSP (40 PLN/MWh) oraz niski czas wykorzystania (800 h/rok) wynoszącą 1040 PLN/MWh. Sumaryczny roczny koszt *backupu* wynosi 12,4 mln PLN (tab. 3). Wykorzystanie otoczenia sieciowego związane jest z poniesieniem opłaty sieciowej adekwatnej do przesyłanej energii. W tabelicy 4 pokazano wskaźniki wykorzystania otoczenia sieciowego przez poszczególne źródła WME. Bilans ten przyjęto ekspercko na podstawie szacowanego wykorzystania energii na potrzeby własne prosumentów.

Tab. 4. Charakterystyka współdzielenia sieci i wskaźniki stanowiące podstawę do ustalenia opłaty sieciowej przez WME

Technologia (miejsce instalacji)	SN, GWh			nN, GWh		
	Zużycie własne	WME	Koszt sieci, mln PLN	Zużycie własne	WME	Koszt sieci, mln PLN
Źródła PV (nN)	0	0	0	6 (50%)	6	0,6
Elektrownie wiatrowe lądowe (SN)	0	18	1,1	0	26	4,1
Elektrownie biogazowe (SN)	1,5 (10%)	8,5	0,5	0	5	0,8
Mikro elektrownie biogazowe z zasobnikiem (nN)	0	0	0	1,6 (20%)	6,4	0,6
Agregaty kogeneracyjne (SN)	8,8 (80%)	2,2	0,1	0	0	0
UPS (SN)	13 (100%)	0	0	0	0	0
Backup (rynek schodzący)	-	6	0,4	-	6	0,9
Suma	23,3	34,7	2,1	7,6	49,4	7,0

Całkowite zużycie energii w WME wynosi 115 GWh. Wykorzystanie energii produkowanej przez prosumentów na potrzeby własne (głównie: systemy UPS, agregaty kogeneracyjne, źródła PV, elektrownie i mikroelektrownie biogazowe) wynosi, sumarycznie dla sieci SN i nN, 31 GWh, tab. 4. Ten wolumen energii nie jest wprowadzany do sieci, i nie jest „obciążony” opłatami sieciowymi.

Tab. 5. Wolumeny energii, stawki i koszty opłat sieciowych ponoszonych przez referencyjny minisystem WME w systemie współużytkowania sieci

	SN	nN-SN	nN
Wolumen, GWh	34,7	31	18,3
Cena jednostkowa, PLN/MWh	60	160	100
Koszt opłaty sieciowej, mln PLN	2,1	5,9	1,2
Suma, mln PLN	9,2		

Do dyspozycji integratora, i w konsekwencji sprzedawcy zobowiązanego, w ramach usługi *net meteringu* pozostaje 84 GWh. Wolumen ten poddany mechanizmowi *net meteringu* ma zapewnić pokrycie kosztów opłat sieciowych SN i nN.

Do oszacowanie kosztów opłaty sieciowej przyjęto ceny jednostkowe opłaty sieciowej rozłożone na poszczególne poziomy napięć z Raportu 3 Cyklu BPEP [2].

Zakończenie

Wyniki uzyskane w Raporcie – w ramach badań rozpoznawczych – dla (referencyjnego) minisystemu WME, i następnie konfrontacja tego rozwiązania z innymi wirtualnymi rozwiązaniami energetyki EP-NI (a także rzeczywistymi, w aspekcie lokalizacyjno-sieciowym) prowadzi do niezwykle interesujących wniosków. Cztery najważniejsze z nich są następujące.

- 1.** Minisystem WME pozwala, jak żadne inne rozwiązanie, zracjonalizować rynkową trajektorię transformacyjną polskiej elektroenergetyki, i całej energetyki (czyli trajektorię reelektryfikacji OZE, pasywizacji budownictwa, elektryfikacji ciepłownictwa oraz elektryfikacji transportu). Najbardziej szokową roboczą hipotezą możliwą do postawienia na podstawie wyników Raportu jest hipoteza, że pilotażowy minisystem WME, równoważny referencyjnemu klastrowi energii (powiatowemu, o mocy szczytowej zapotrzebowania około 30 MW) mógłby rozpocząć funkcjonowanie od początku 2021 r. (równocześnie z nowym, zdecentralizowanym rynkiem bilansującym). Z drugiej strony, stworzenie (pełnego) powiatowego klastra samobilansującego się przed 2030 r. (gdyby miało miejsce) byłoby wielkim sukcesem.
- 2.** Wyniki uzyskane w zakresie struktury bilansu podażowo-popytowego (referencyjnego) minisystemu WME pokazują, że minisystem ten umożliwia konsolidację bilansu cechującego się wykorzystaniem istniejących zasobów (np. UPS-ów) i redukcją istniejących deficytów (np. deficytów zdolności przyłączeniowych sieci nN-SN) na skalę nieosiągalną w żadnym innym rozwiązaniu.
- 3.** Uzyskane wyniki, obejmujące koszty wytwarzania w minisystemie WME, łącznie z kosztami energii importowanej z rynku schodzącego, powiększone o opłaty sieciowe (w części związanej ze współużytkowaniem sieci nN-SN) uwiarygodniają w pełni hipotezę, że eliminacja bezpośredniego wsparcia transformacji energetycznej w Polsce jest w unijnej perspektywie budżetowej 2021-2028 możliwa.
- 4.** Realizacja rozwiązania w postaci minisystemu WME pozwala przyspieszyć budowę kompletnego *know how* potrzebnego do realizacji transformacji obejmującej całą polską energetykę.

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 BŻEP: Dwanaście Raportów Biblioteki Źródłowej Energetyki Prosumenckiej, datowanych: październik 2017 – styczeń 2018.
- [2] Popczyk J., Bodzek K., Fice M., Dębowski K., Wójcicki R.: Cykl Raportów BPEP: Zaplanowanych dwanaście Raportów Biblioteki Powszechnej Energetyki Prosumenckiej, pierwsze cztery datowane: luty 2018 – marzec 2018.

Datowanie Raportu: wersja beta 12 kwietnia 2018 r.