

ELEKTROWNIA EW+

(Elektrownia Wirtualna Plus)

Rzeczywista elektrownia rozproszona

**bilansująca popyt i podaż z dokładnością do regulacji pierwotnej,
działająca w rzeczywistych ograniczeniach systemowo-sieciowych
kontrolowanych przez rzeczywistą inteligentną infrastrukturę energoelektroniczną
zarządzaną przez Internet Rzeczy**

Jan Popczyk

Rozszerzenie (+/plus) nazwy elektrowni wirtualnej w tytule Raportu ma związek (jest spójne) z tytułowym opisem jej funkcjonalności. Jest zrozumiałe, że funkcje elektrowni wirtualnej trzeba ciągle zmieniać (na nowo definiować) wraz z zachodzącymi procesami transformacji energetyki (szczególnie w sferze technologicznej), i oczywiście bardzo dynamicznymi procesami około-transformacyjnymi (szczególnie społecznymi), po to aby nie zagubić istoty tej elektrowni. W tym kontekście rozszerzona nazwa i tytułowy opis elektrowni wirtualnej podkreślają jakościową zmianę roli sieci elektroenergetycznych w przebudowie rynku energii elektrycznej, zatem będących platformą techniczną najważniejszego podprocesu dostosowawczego w procesie transformacji całej energetyki.

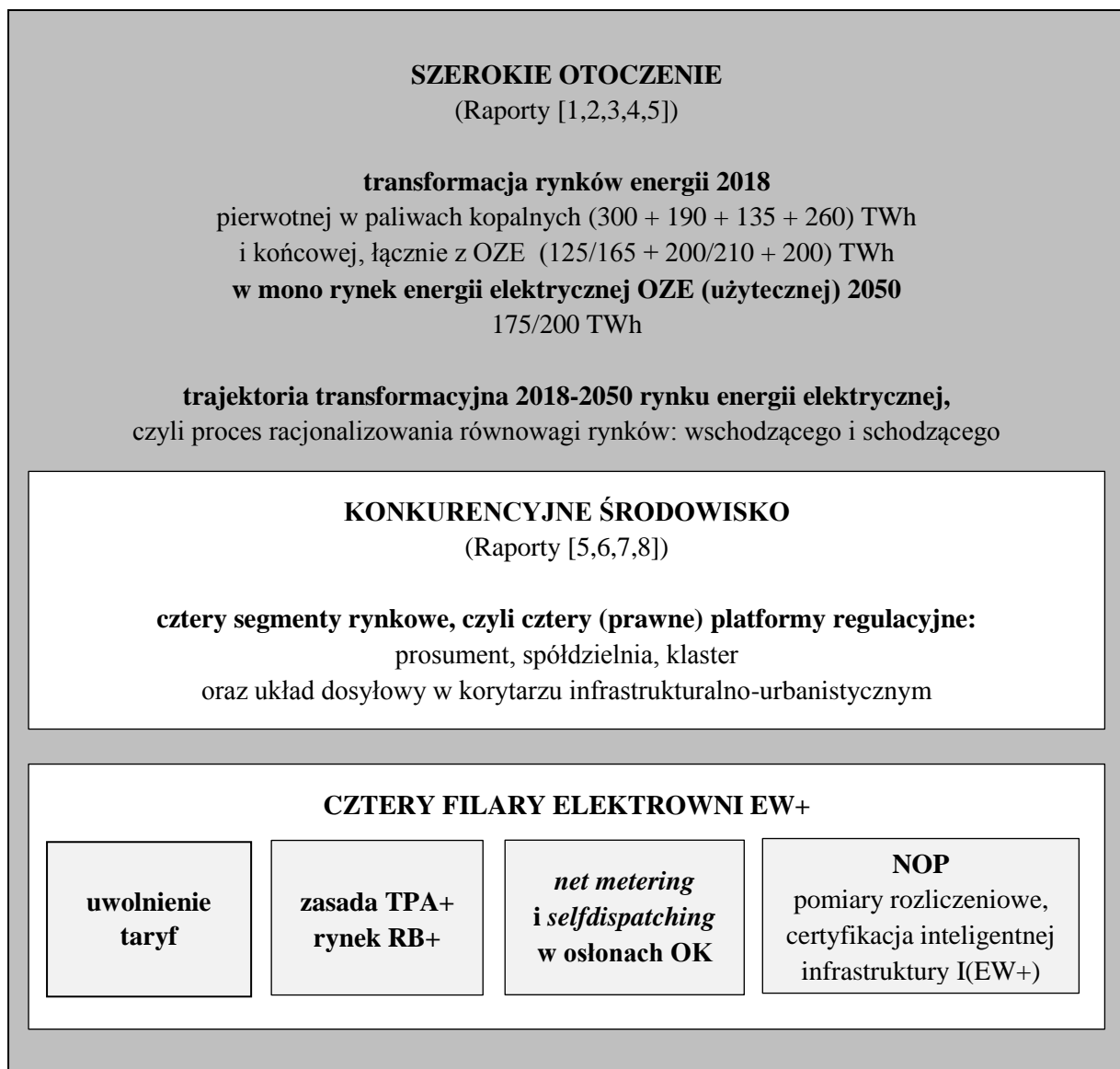
Mianowicie, w Raporcie uznaje się, że słuszna koncepcja inteligentnej sieci (*smart grid*) musi być w odniesieniu do sieci nN-SN zmodyfikowana ze względu na brak możliwości jej realizacji w pierwotnej postaci koncepcji; jest to związane z ogólną – strukturalną (fundamentalną) – niezdolnością podmiotów zasiedziały na rynkach (wszystkich, nie tylko energii elektrycznej) do innowacji przełomowych. Modyfikacja polega na odejściu od koncepcji inteligentnej sieci elektroenergetycznej do koncepcji inteligentnej infrastruktury elektrowni EW+; dla infrastruktury tej przyjmuje się akronim I(EW+). Zmiana jest fundamentalna, bo infrastruktura I(EW+) jest domeną energetyki nN-EP, a tradycyjna sieć elektroenergetyczna należy do elektroenergetyki WEK.

Celem zmiany jest naturalnie stworzenie warunków do pokonania największej bariery transformacyjnej na rynku energii elektrycznej. Tej, którą jest ograniczona konkurencja. Brak presji konkurencyjnej oznacza zarazem w firmach zasiedziały na rynku brak impulsów wyzwalających innowacyjność na wielką skalę. Ich wywołanie jest możliwe jedynie przez dopuszczenie do rynku nowych podmiotów, które zdynamizują konkurencję.

Prezentowana w Raporcie koncepcja elektrowni EW+ ma podstawy we wszystkich wcześniejszych Raportach ([1] do [8])¹ Cyklu BŻEP. W szczególności elektrownię EW+

¹ W Raporcie odwraca się kolejność numeracji Raportów. Mianowicie, w spisie źródeł numeruje się je zgodnie z porządkiem chronologicznym Cyklu (czyli przeciwnym względem porządku stosowanego konsekwentnie we wszystkich wcześniejszych Raportach, którym była numeracja od ostatniego Raportu do najwcześniejszego). Zmiana porządku wynika z nadania elektrowni EW+ szczególnego znaczenia, i potrzeby jej osadzenia w logice całego Cyklu, powiązanej z jego chronologicznym porządkiem.

należy jednak traktować jako podstawowe rozwiązanie wewnątrz konkurencyjnego rynku wschodzącego współistniejącego z rynkiem schodzącym, korzystającego (zgodnie z zasadą kosztów unikniętych, bardziej ogólną zasadą kosztów krańcowych oraz najogólniejszą zasadą racjonalności makroekonomicznej) z zasobów tego ostatniego rynku, zwłaszcza z zasobów w postaci istniejących sieci nN-SN [5]. Tym samym koncepcji elektrowni EW+ nadaje się w całym Cyklu Raportów BŻEP znaczenie centralne. Raporty [1] do [8] są Raportami tworzącymi środowisko do sformułowania koncepcji elektrowni EW+ jako innowacji przełomowej w procesie transformacji rynku energii elektrycznej, ale też całej energetyki. To pociąga za sobą ważne konsekwencje, które w symboliczny sposób zostały zsyntetyzowane w postaci rys.1.



Rys. 1. Szerokie otoczenie, konkurencyjne środowisko i filary elektrowni EW+

Źródło danych: Raport [2], tab. 20. Objaśnienie danych: (300 + 190 + 135 + 260) TWh – energia chemiczna w węglu kamiennym, węglu brunatnym, gazie ziemnym i w paliwach płynnych (ropopochodnych), odpowiednio; (125/165 + 200/210 + 200) TWh – kolejne składniki w nawiasie odnoszą się do rynków: energii elektrycznej, ciepła, paliw płynnych, odpowiednio; zapis x/y oznacza: energia zużyta przez odbiorców (x), energia wyprodukowana w źródłach (y)

W kontekście elektrowni EW+ traktowanej w kategoriach innowacji przełomowej jądrem rys. 1 jest jego struktura. Mianowicie, jest to struktura w której elektrownia EW+, sama w sobie mająca tylko wymiar mikroekonomiczny, jest usytuowana w szerokim otoczeniu, którym jest przebudowa rynków energii (paliw kopalnych) o fundamentalnym wymiarze makroekonomicznym, obejmującym nie tylko bezpieczeństwo energetyczne kraju, ale także przebudowę pięciu strukturalnie nieefektywnych sektorów gospodarki (cała energetyka, budownictwo, transport, rolnictwo, gospodarka odpadami), nazywanych przez autora Raportu synergetyką [2].

Podkreśla się to usytuowanie, bo oznacza ono zarazem, że mikroekonomia elektrowni WE+ musi bez wsparcia zapewnić wygraną wschodzącego mono rynku energii elektrycznej OZE nie tylko na rynku energii elektrycznej, ale wygraną (w horyzoncie 2050) z całym rynkiem schodzącym paliw kopalnych. Dalej (w konsekwencji), oznacza skutki polegające na całkowitej zmianie bilansów energetycznych. W wymiarze praktycznym mechanizmy rynkowe charakterystyczne dla elektrowni EW+ muszą mieć wystarczającą zdolność transformacji sektorowych rynków energii końcowej 2018 łącznie wynoszących 525/575 TWh (energia elektryczna – 125/165 TWh; ciepło – 200/210 TWh; paliwa transportowe – 200 TWh) w mono rynek energii elektrycznej OZE 2050 wynoszący 175/200 TWh, rysunki 1 i 2, zał. 1. A także zdolność istotnej zmiany struktury i wartości PKB (w tym w dziedzinie podatków) zwłaszcza w obszarze synergetyki, zał. 2.

Z drugiej strony, koncepcja musi obejmować mechanizmy mające potencjał stabilizacji rynku energii elektrycznej w kontekście całego bezpieczeństwa energetycznego w środowisku obejmującym zmianę paradygmatu energetyki, w szczególności zmianę energetyki „termodynamicznej” (paliw kopalnych, czyli spalania i procesów cieplnych) w „elektrotechniczną” (energetykę OZE, nowych prosumenckich usług energetycznych i inteligentnej infrastruktury).

ELEKTROWNIA EW+
czyli rozproszone innowacje technologiczne
i (prawne) platformy regulacyjne
skonsolidowane w pilotażową innowację przełomową

W kontekście innowacji przełomowej elektrownia EW+ jest sposobem nowego ustrukturyzowania zasobów i procesów kształtujących wschodzący rynek energii elektrycznej. Nowe ustrukturyzowanie (bardziej strukturyzowanie) w koncepcji ma podstawę w dekompozycji zasobów kształtujących obecną opłatę systemowo-sieciową na rynku schodzącym. Przy tym, żaden z czterech filarów elektrowni EW+ (będących skutkiem dekompozycji, przedstawionych na rys. 1) nie jest innowacją przełomową. W powiązaniu ze sobą filary te tworzą natomiast taką innowację. Zwłaszcza dlatego, że ufundowana na tych filarach elektrownia EW+ gwarantuje w rozległym środowisku konkurencyjnym i w szerokim otoczeniu transformacyjnym (rysunki 1 i 2, zał. 2) przekształcanie mikroekonomicznych efektów gospodarczych (w obrębie multiplikujących się elektrowni EW+) w skutki makroekonomiczne. Należy oczywiście oczekiwać, że pogłębiona dyskusja w tym zakresie,

bardzo pilnie potrzebna, zostanie podjęta przez ekonomistów i specjalistów zajmujących się transformacją całej gospodarki.



Rys. 2. Synteza potencjału transformacyjnego elektrowni EW+

Prezentowana koncepcja elektrowni wirtualnej EW+ w klasyczny sposób nawiązuje do istoty innowacji przełomowej, którą zawsze jest odwracanie porządku rynkowego. Z tego punktu widzenia Raport koncentruje się na wykorzystaniu zasady TPA+ (rozszerzona obecna zasada TPA) do zastąpienia procesu przebudowy sieci rozdzielczych nN-SN w sieci inteligentne procesem budowy od podstaw infrastruktury inteligentnej, „zewnętrznej” w stosunku do istniejących sieci elektroenergetycznych. W szczególności chodzi o infrastrukturę służącą do zarządzania w tradycyjnych sieciach nN-SN ograniczeniami sieciowymi ZOS(I,U) –

prądowymi (gałęziowymi) i napięciowymi (węzłowymi) – oraz do zarządzania przepływami energii (bilansowanie) i mocy (regulacja) przez osłony kontrolne ZOK(E,P) w elektrowni EW+.

W procesie konkurencji między rynkami energii elektrycznej wschodzącym i schodzącym oznacza to fundamentalną alokację inwestycji z obszaru sieci systemowych (w rozpatrywanym tu kontekście chodzi o sieci przesyłowe i rozdzielcze) w obszar rozproszonych zasobów wytwórczych. Ponadto, oznacza także fundamentalną alokację usług systemowych, przede wszystkim regulacyjno-bilansujących. Mianowicie, alokację usług świadczonych w KSE przez elektrownie/bloki węglowe przyłączone do sieci 110-220-400 kV (między osłonami OK4⁻ i OK5⁺) do osłon kontrolnych OK1-OK4⁺ (w tym wypadku świadczonych przez bardzo zróżnicowane, rozproszone zasoby), Raport [5].

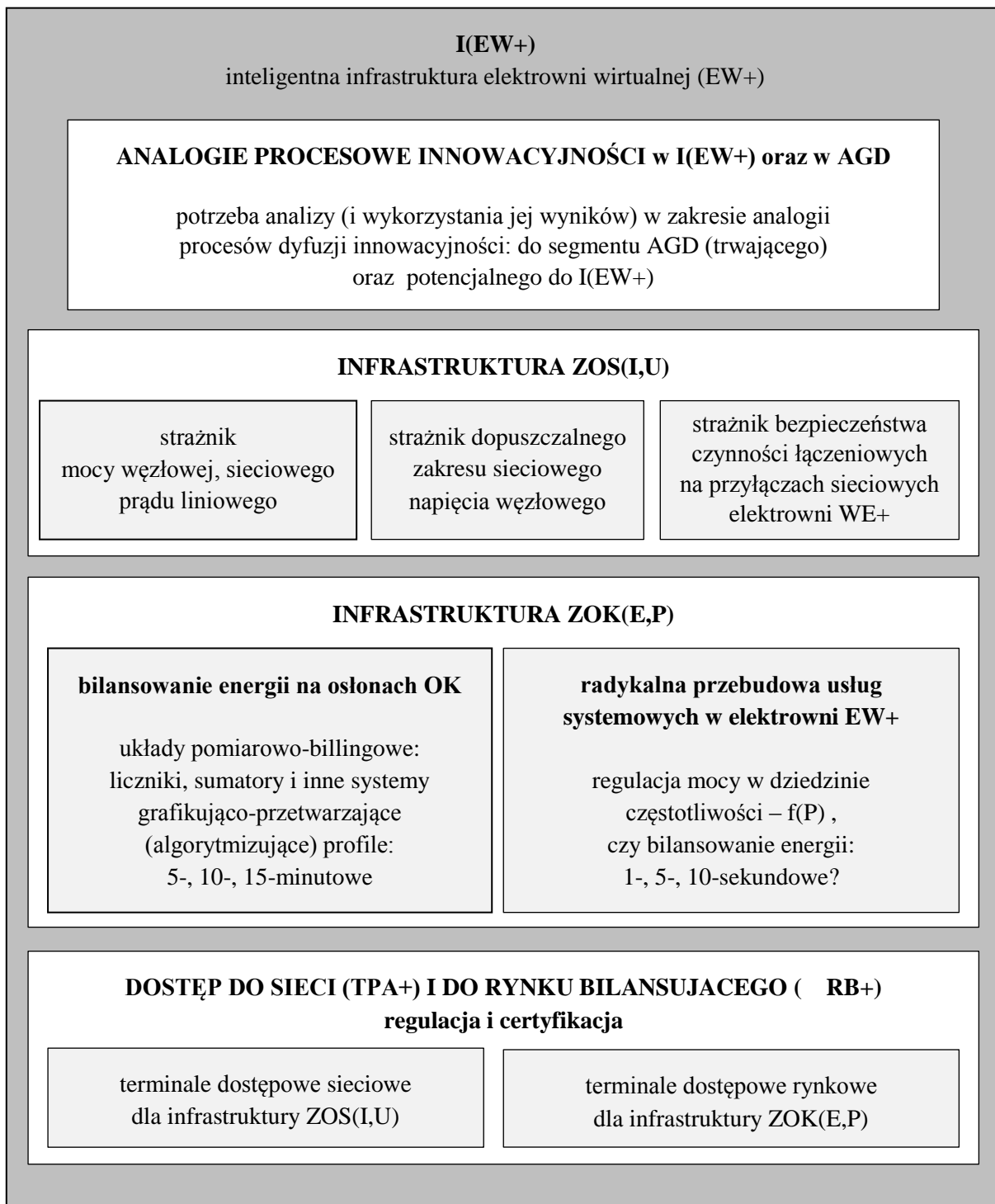
Podkreśla się zwłaszcza, że koncepcja prezentowana w Raporcie czyni elektrownię EW+ najogólniejszym konkurencyjnym rozwiązaniem na wschodzącym rynku energii elektrycznej, który obejmuje jeszcze cztery inne rozwiązania. Są to mianowicie: prosumencka infrastruktura energetyczna, spółdzielnia energetyczna, klastr energii oraz hybrydowy układ dosyłowy w korytarzu infrastrukturalno-urbanistycznym [5]. Przy tym elektrownia EW+ jest bardzo silnie pokrewna klastrowi energii, w mniejszym stopniu spółdzielni energetycznej. Z drugiej strony różnice między elektrownią EW+ i klastrem energii są bardzo istotne, i konkurencja między tymi dwoma rozwiązaniami (wykorzystanie różnic odnoszących się do odmiennych środowisk społeczno-biznesowych, w których rozwiązania funkcjonują) może mieć dalekosiężne skutki.

Mianowicie, zgodnie z wpisem 6 do Księgi Szkockiej (Raport [8], wpis JP) konkurencja między elektrownią EW+ i klastrem energii umożliwi ścieranie się dwóch głównych koncepcji rynkowych (oczywiście, poza najważniejszym segmentem, mianowicie prosumenckim) i wzajemne ich równoważenie: jednej zbudowanej na lokalnym kapitale społecznym, a drugiej na silnej otwartej konkurencji. Na początkowym etapie rozwoju rynku wschodzącego jest to gwarancja zbudowania jego (rynku) odporności na powrót do nieefektywności (będącej skutkiem braku lokalnego długoterminowego otwarcia na innowacje w wypadku pierwszej koncepcji, a w drugiej – remonopolizacji przez korporacje, czyli przez mechanizm skalowania produktów/usług).

Koncepcja inteligentnej infrastruktury I(EW+). W koncepcji prezentowanej w Raporcie inteligentną infrastrukturę, „oderwaną” od sieci elektroenergetycznej, będącej domeną energetyki EP-NI, zsyntetyzowaną w postaci rys. 3, opisuje się w następujący sposób (osiem punktów).

1. *Inteligentna infrastruktura* na rynku energii elektrycznej ***jest właściwością elektrowni EW+*** (domena energetyki EP-NI), a nie sieci elektroenergetycznej (własność elektroenergetyki WEK); dla zaakcentowania właśnie tego faktu zastosowano w Raporcie dla inteligentnej infrastruktury akronim I(EW+). Infrastruktura I(EW+) powstaje w wyniku agregacji infrastruktury ZOS(I,U) oraz ZOK(E,P), po wcześniejszej dezagregacji monopolistycznej zagregowanej opłaty systemowo-sieciowej obowiązującej na schodzącym rynku energii elektrycznej. (Podkreśla się przy tym, że istnieje – i powinien być wykorzystany przez elektroenergetykę WEK – duży potencjał cyfryzacji samych sieci

elektroenergetycznych, jednak w procesie intensyfikacji eksploatacji sieci istniejących, poza obszarem rozwoju i inwestycji. Czyli jest to potencjał w obszarach operatorstwa/ruchu i utrzymania sieci. W pierwszym z nich charakterystycznymi zadaniami są: cyfryzacja modeli obciążalności dynamicznej linii napowietrznych, automatyki sieciowej, w tym zabezpieczeniowej, i wiele innych. W drugim, jest to cyfryzacja modeli zarządczo-organizacyjnych w systemach obsługi planowej i poawaryjnej sieci elektroenergetycznych, i inne zadania).



Rys. 3. Synteza koncepcji infrastruktury I(WE+)

2. Inwestycje w infrastrukturę I(EW+), tak jak i w źródła wytwórcze (i wszelkie inne niezbędne do funkcjonowania elektrowni EW+) **są** realizowane przez podmioty energetyki EP-NI całkowicie na **rynkowych zasadach**, czyli poza systemami bezpośredniego wsparcia. Opłacalność rynkowa tych inwestycji musi wynikać z rynkowo ukierunkowanych rozwiązań prawnych/regulacyjnych, o charakterze pilotażowym, w obszarze czterech filarów elektrowni (EW+), rys. 1. Podkreśla się dodatkowo, że taki kierunek zmian, zwłaszcza w wypadku usług systemowych, wynika też z rozwiązań na europejskim rynku energii elektrycznej, obecnie będących ciągle jeszcze domeną operatorów OSP, ale przewidzianych w kolejnych latach do głębokiej decentralizacji (urynkowania) w ramach Pakietu Zimowego. W szczególności chodzi zaś o przebudowę rynków bilansujących (i kształtowania rezerw mocy).

3. W kontekście ekonomicznym szczególne **znaczenie ma** przy tym **regulacja dotycząca net meteringu**. Kalibracja **net meteringu** jest w koncepcji prezentowanej w raporcie podstawą decyzji inwestycyjnych podejmowanych w środowisku ryzyka rynkowego. Generalnie, musi to być kalibracja zapewniająca makroekonomiczną racjonalizację trajektorii transformacyjnej. To oznacza, że musi ona równoważyć interesy trzech stron. W kontekście bezpieczeństwa energetycznego ważna jest ochrona niezbędnych przychodów operatora OSD(nN-SN), ale bez uwzględnienia inwestycji rozwojowych w obszarze sieciowym. Dla inwestorów z obszaru energetyki EP-NI kluczowe jest z kolei właśnie pobudzenie (rynkowe) inwestycji rozwojowych, w źródła wytwórcze i w inteligentną infrastrukturę. Otwartą sprawą jest natomiast ochrona wpływów budżetowych; ze względu na potencjał sprawczy (pobudzenie efektywnościowej transformacji energetyki za pomocą innowacji) oraz pilotażowy charakter elektrowni EW+ (i szerzej teorię interesu publicznego) za dopuszczalny można uznać początkowy niedobór wpływów budżetowych związany z zastosowaniem **net meteringu**.

4. Z kolei w kontekście technicznym (domena kodeksów sieciowych na nowym rynku energii elektrycznej) podstawowe **znaczenie mają zasady dostępu do sieci (TPA+) i dostęp do rynku bilansującego**, po jego decentralizacji (czyli **do rynku RB+**). To właśnie te zasady muszą (a w każdym razie mogą) otworzyć energetykę na największą w jej historii falę masowej innowacyjności. Inspiracją do zaprojektowania obydwu zasad dostępowych mogą być doświadczenia, w obszarze teorii i praktyki, związane z tworzeniem systemów elektroenergetycznych: na świecie w latach 1950., w Polsce przede wszystkim w latach 1960. Jednak inspiracja da pozytywny skutek tylko wówczas, gdy doświadczenia te będą krytycznie, w sensie naukowym, przeanalizowane i twórczo wykorzystane do przebudowy jakościowej usług systemowych na wschodzącym rynku energii elektrycznej. Ponadto, gdy przebudowa będzie dodatkowo wykorzystywać trzy późniejsze wielkie doświadczenia w Europie i na świecie, z udziałem Polski: 1° - pochodzące z procesu wdrażania zasady TPA i konkurencyjnego hurtowego rynku energii elektrycznej (*pool system*) zapoczątkowanego przez Wielką Brytanię w 1990 r., 2° - pochodzące z procesu (1992-1995) odłączenia systemu CENTREL (Polska, Czechy, Słowacja, Węgry) od systemu Pokój (RWPG) i przyłączenia do systemu UCPTe (Europa) [9], 3° - wynikające z dyfuzji innowacyjności przemysłu ICT do segmentu odbiorców/urządzeń AGD (ostatnie 20 lat).

5. Infrastrukturę ZOS(I,U) należy rozpatrywać z jednej strony jako narzędzie intensyfikacji wykorzystania sieci nN-SN, a z drugiej ochronę ich bezpieczeństwa technicznego. Ogromny bezinwestycyjny potencjał intensyfikacji wykorzystania sieci nN-SN wynika w Polsce z historycznie ukształtowanej doktryny rozwojowej tych sieci (praca sieci w trybie otwartym, z jednostronnym zasilaniem ze stacji transformatorowych obniżających napięcie: 110 kV/SN i SN/nN); taki sposób pracy wynikał w Polsce w przeszłości w szczególności z braku dostępu do nowych technologii w obszarze automatyki sieciowej, w tym zabezpieczeniowej. Szansa intensyfikacji wykorzystania sieci nN-SN ma też drugą przyczynę. Jest nią brak działań w zakresie wyrównywania profili dobowych i sezonowych obciążeń sieciowych (brak zarządzania tymi profilami). Skutkiem jest niskie wykorzystanie transformatorów w stacjach, i przede wszystkim niskie wykorzystanie linii SN oraz nN (proponuje się w tym miejscu, jako bardzo ważne zagadnienie teoretyczne i praktyczne, wprowadzenie do stosowania wielkości kryterialnej, wyrażonej w t/MWh, charakteryzującej zużycie materiałów w sieciach nN-SN takich jak aluminium, stal, beton, drewno i inne w odniesieniu do rocznej energii elektrycznej dostarczanej z tych sieci do odbiorców, zwłaszcza na obszarach wiejskich). Infrastruktura ZOS(I,U), umożliwiająca ochronę bezpieczeństwa technicznego sieci nN-SN umożliwia jednocześnie radykalną intensyfikację ich wykorzystania, czyli przełamanie barier związanych z pracą otwartą sieci i z wielką nierównomiernością profili dobowych i sezonowych obciążeń. Warunkiem innowacyjnego rozwoju infrastruktura ZOS(I,U) jest zmiana zasady TPA na zasadę TPA+, która została wpisana w Raportcie [5] do architektury nowego rynku energii elektrycznej, i polega na zapewnieniu prosumentom oraz niezależnym inwestorom dostępu do sieci elektroenergetycznych w sferze inwestycji „doposażeniowych”. Odpowiednią sposobność (jedną z wielu) do wprowadzenia zasady TPA+ mogą stanowić nowe kodeksy sieciowe. Kodeksy te (*grid code*) zastąpią na polskim rynku energii elektrycznej, w wyniku unijnej reformy rynkowej (wprowadzonej mocą odpowiedniego rozporządzenia w ramach Pakietu Zimowego) obecne instrukcje operatorskie operatorów OSD(nN-SN) ruchu i eksploatacji sieci. Najważniejszym elementem infrastruktury ZOS(I,U) są układy energoelektroniczne (ze sterownikami PLC i infrastrukturą IoT), realizujące np. funkcje strażnika mocy. Najprostszym rozwiązaniem strażnika mocy u prosumenta może być gniazdko elektryczne z funkcją łącznika sterowanego sygnałem zewnętrznym (np. sygnałem cenowym z licznika inteligentnego lub pogodowym ze stacji meteorologicznej). Rozbudowane systemy automatyki budynkowej czy sieciowej będą realizowane przez dedykowane sterowniki PLC, które obecnie są domeną automatyzacji przemysłu (są już dostępne sterowniki PLC skonfigurowane do wykorzystania w automatyce budynkowej, np. sterownik *Room Controller* firmy Beckhoff, posiadające własne oprogramowanie typu SCADA). Funkcję strażnika mocy można zrealizować na każdym poziomie sieci nN-SN, ale urządzenia te muszą mieć dostęp do elektroenergetycznej infrastruktury sieciowej i komunikacyjnej. W przypadku tej drugiej problem praktycznie nie istnieje, bo sektor komunikacyjny jest własnością przedsiębiorstw prywatnych, a niektórzy operatorzy telekomunikacyjni weszli już na rynek energii elektrycznej. Operatorzy telekomunikacyjni razem z firmami informatycznymi i przemysłem ICT (w ogólności) są zdolni do stworzenia rynku usług (w chmurach) oraz urządzeń sterowniczych i wykonawczych na potrzeby infrastruktury I(EW+). Czyli mogą przejąć rynek usług w zakresie wirtualnego (zdalnego) zarządzania elektrownią EW+ dzięki dostępowi do

informacji oraz technologii. Podkreśla się, że operatorzy telekomunikacyjni oraz centra danych (*data center*) muszą wyposażać swoją infrastrukturę we własne źródła rezerwowe (UGZ – źródła z silnikami spalinowymi i akumulatorami). Zatem w naturalny sposób mogą uczestniczyć w bilansowaniu energii i regulacji mocy na rynku energii elektrycznej.

6. W kontekście koncepcyjnym *zadaniem infrastruktury ZOK(E,P) jest zapewnienie pracy „równoległej” elektrowni wirtualnej EW+ na osłonie OK3 z systemem KSE* takiej jak współpraca równoległa KSE z systemami UCTE (po zmianie UCPTe na UCTE) na osłonie OK5; oczywiście, wewnątrz elektrowni EW+ warunek zapewnienia pracy „równoległej” dotyczy elektroenergetycznych prosumenckich mikroukładów/układów odbiorczo-wytwórczych oraz rozproszonych źródeł wytwórczych inwestorów NI w osłonach OK1, OK2, OK3 i OK4⁺ (w ostatnim wypadku chodzi o źródła przyłączone do szyn zbiorczych SN w GPZ-tach). Poza tym koncepcyjnym podobieństwem wszystko inne różni się. Przede wszystkim, regulacja pierwotna i wtórna w KSE i UCTE, gwarantująca pracę równoległą systemów na rynku schodzącym, jest realizowana w dziedzinie charakterystyk częstotliwościowo-mocowych (statycznych, dynamicznych) odbiorów, bloków wytwórczych i całych systemów, wiążących częstotliwość z mocą czynną. Wymagania stawiane częstotliwości podyktowane są trzema zasadniczymi warunkami. Są to: 1° - warunki pracy bloków wytwórczych, 2° - warunki pracy odbiorów (odbiorników), 3° - warunki pracy równoległej systemów. Przy tym najsurowsze są warunki dotyczące pracy równoległej systemów w UCTE, a następnie bloków węglowych w KSE. Wymagania dotyczące odbiorów (odbiorników) są, po ich masowej elektronizacji (wyposażeniu w układy energoelektroniczne) nieporównywalnie mniejsze, Raport [6]. Wyposażenie praktycznie wszystkich źródeł w EW+ (źródła PV, elektrownie wiatrowe, elektrownie i mikroelektrownie biogazowe, także ewentualne źródła gazowe i dieslowskie) w układy energoelektroniczne spowoduje radykalne obniżenie wymagań (w zakresie częstotliwości) dotyczących pracy równoległej mikroukładów/układów tworzących elektrownię EW+ z systemem KSE. Z drugiej strony obniży (proporcjonalnie do mocy elektrowni EW+) zapotrzebowanie na usługi systemowe w KSE (elektrownia EW+ realizująca regulację ekwiwalentną względem regulacji pierwotnej w ogóle nie będzie widoczna w optyce KDM, czyli w optyce OSP odpowiedzialnego za tę regulację). Zatem dlatego elektrownię EW+ należy traktować jako narzędzie fundamentalnej alokacji usług systemowych z rynku schodzącego energii elektrycznej na rynek wschodzący: przede wszystkim usług regulacyjno-bilansujących, świadczonych przez elektrownie/bloki węglowe przyłączone w KSE do sieci 110-220-400 kV (między osłonami OK4⁻ i OK5) do osłon kontrolnych OK1-OK4⁺. Najważniejszymi potencjalnymi zasobami regulacyjnymi infrastruktury ZOK(E,P) w osłonach kontrolnych OK1-OK4⁺ są układy UGZ (gwarantowanego zasilania, w tym układy hybrydowe wytwórczo-akumulatorowe), zasobniki energii oraz systemy regulacyjne rozproszonych źródeł wytwórczych. Wszystkie te zasoby wyposażone są w przekształtniki energoelektroniczne posiadające wystarczającą dynamikę, aby uczestniczyć w regulacji sekundowej (osiągalne czasy reakcji tych przekształtników wyraża się w milisekundach). Nowoczesne układy pomiarowo-billingowe (*hardwarowo-sofwarowe*) z elektronicznymi licznikami inteligentnymi, sumatorami profili czasowych, internetem IoT, i wieloma innymi rozwiązaniami z obszaru telekomunikacji, i ogólnie przemysłu ICT, likwidują bariery dostępu do informacji z węzłów w sieci nN-SN (*on-line* lub

zalgorytmizowanego). Obfitość zasobów (obecnie nie wykorzystywanych) nakazuje niezwykłą ostrożność w budowaniu zasobów regulacyjnych w blokach węglowych. W szczególności ważne jest w tym kontekście praktyczne zagadnienie rewitalizacji istniejących bloków 200 MW, tzn. odpowiedź na pytanie czy ma to być rewitalizacja do pracy podstawowej czy do pracy regulacyjno-bilansującej, por. wpis 4 do Księgi Szkockiej (Raport [6], wpis JP). Drugim zagadnieniem, o krytycznym obecnie znaczeniu, jest fundamentalna zmiana kryterium regulacyjnego. Mianowicie, stworzenie kryterium hybrydowego regulacji, łączącego regulację częstotliwości (przez ograniczony zbiór elektrowni „prowadzących” na rynku schodzącym WEK) oraz bilansowanie energii w sekundowych przedziałach (np. 1-, 5-, 10-sekundowych) na rynku wschodzącym w osłonach kontrolnych elektrowni WE+.

7. Certyfikacja I(EW+), zarówno infrastruktury ZOS(I,U) jak i ZOK(E,P), a także infrastruktury billingowej (handlowej) energii elektrycznej jest warunkiem funkcjonowania elektrowni WE+ i ogólnie wschodzącego rynku energii elektrycznej. Certyfikacja ta w części może być realizowana w strukturach niezależnego operatora pomiarów NOP funkcjonującego w strukturze elektrowni EW+. Jednak generalnie sprawa jest otwarta. W szczególności cały system regulacji wschodzącego rynku energii elektrycznej powinien być stopniowo „przełączany” z regulacji ekonomicznej na regulacje gwarantujące bezpieczeństwo transakcji pakietowych. Pilotażowa elektrownia EP+ powinna być ukierunkowana na budowę kompetencji w tym zakresie.

8. Nie jest możliwy rozwój inteligentnej infrastruktury EW+ bez właściwych regulacji prawnych. chodzi o regulacje w dwóch aspektach: cyberbezpieczeństwa i energetyki. Opis w niniejszym punkcie odnosi się tylko do drugiego z aspektów, chociaż jest już jasne, że cyberbezpieczeństwo we współczesnym świecie zaczyna detronizować bezpieczeństwo energetyczne. W aspekcie energetyki sytuacja w Polsce wymaga generalnie odrębnej ustawy o rynku energii elektrycznej, na miarę ustawy elektrycznej z marca 1922 r. Tamta ustawa była jedną z najnowocześniejszych na świecie, i była odpowiedzią na wiele ówczesnych zaniechań o kryzysowym znaczeniu, a jednocześnie podejmowała wyzwania związane z przełomem, którym była elektryfikacja, decydująca o tym, że XX w. zapisał się w historii jako wiek elektryczności [10]. Analogie w zakresie zaniechań i wyzwań są aż nadto widoczne. Oczywiście, jeśli jednak nie ma szans na przełomową ustawę o rynku energii elektrycznej, to należy szukać rozwiązań cząstkowych. W takim ujęciu potrzebny jest zbiór regulacji dotyczących rozwiązań, którymi w szczególności są: 1° - *net metering* (potrzebne jest znaczne rozszerzenie zakresu obowiązywania rozwiązania w stosunku do zakresu, który został wprowadzony w ustawie o źródłach OZE), 2° - zasada TPA+ (jest to zasada zgodna z interesem energetyki WEK w kontekście jej długotrwałej restrukturyzacji, ale napotka na opór tejże energetyki ze względu na efekt w postaci silnego pobudzenia konkurencji na rynku energii elektrycznej), 3° - kodeks sieciowy (regulacje w tym zakresie zostaną ukształtowane głównie przez unijne rozporządzenie dotyczące jednolitego rynku energii elektrycznej, stanowiące część Pakietu Zimowego), 4° - przejście do nowego sposobu regulacji rynku energii elektrycznej (w kierunku regulacji negocjacyjnych i w kierunku regulacji *ex post*, zastępujących dominujące obecne regulacje *ex ante* [11]).

BADANIA NAD SZCZUPLĄ (*LEAN*) KONCEPCJĄ ELEKTROWNI EW+

Stworzenie dojrzałej koncepcji elektrowni EW+ musi być poprzedzone rozbudowanymi analizami oraz pogłębionymi badaniami technicznymi, ekonomicznymi i prawnymi. Badania (dobrze zaplanowane) muszą uwzględniać pełną strukturę elektrowni EW+. Do przeprowadzenia badań można wykorzystać (na pierwszym etapie) trzy symulatory zbudowane w ramach prac, które doprowadziły do przedstawienia wyników w Raportach [3] do [8].

Propozycja struktury opisu elektrowni EW+. Szczupłą koncepcję elektrowni EW+ utożsamia się w Raporcie ze szczupłym jej zarządzaniem (*lean management*), zorientowanym procesowo (gwarancja takiego właśnie zarządzania jest wręcz warunkiem użyteczności koncepcji). Poniżej przedstawia się jedynie hasłowy opis (spis treści tego opisu, z krótkim rozwinięciem wybranych punktów). Po to, aby stworzyć ramy, które mogą ułatwić planowanie szczegółowych prac nad ewentualnym Projektem Pilotażowym, dla którego przyjmuje się akronim PP(EW+).

1. Ogólna koncepcja

1.1. Cel. Jest nim zbudowanie w trybie pilotażowym nowej struktury biznesowej na wschodzącym rynku energii elektrycznej bez wsparcia, działającej w środowisku, na które składają się w szczególności cztery filary elektrowni EW+ (rys. 1). Realizacja projektu PP(EW+) powinna zapewnić rozwój krajowych kompetencji zwiększających praktyczną zdolność dyfuzji rozwiązań prawnych (regulacyjnych), które zaczną obowiązywać od 1 stycznia 2021 r. (Pakiet Zimowy, rozporządzenie dotyczące jednolitego rynku energii elektrycznej), w szczególności w obszarze użytkowania sieci elektroenergetycznych oraz rynku bilansującego (kodeksy sieciowe)

1.2. Model usług „krańcowych”. Mechanizmy rynkowe elektrowni EW+ są ukierunkowane na ekonomię kosztów/korzyści krańcowych, krótkoterminowych i długoterminowych (inwestycyjnych). Tym samym zapewniają racjonalną transformację rynku schodzącego w rynek wschodzący. W szczególności mechanizmy te powinny zapewnić operatorom sieci dystrybucyjnych sukcesywne wychodzenie z krańcowej nieefektywności rozwoju sieci nN-SN na obszarach wiejskich (ze względu na małą gęstość powierzchniową obciążenia (sieci). Operatorowi OSP powinny zapewnić eliminację kosztów krańcowych usług systemowych przez bloki węglowe klasy 200 MW wymagających rewitalizacji do potrzeb pracy regulacyjno-bilansującej (program 200+). Prosumentom powinny umożliwić korzyści krańcowe związane z inwestycjami własnymi w źródła PV. Inwestorom NI powinny umożliwić krańcowe zyski związane z inwestycjami w elektrownie biogazowe klasy 1 MW i w (pojedyncze) elektrownie wiatrowe klasy 3 MW zlokalizowane tam, gdzie występuje deficyt zdolności przesyłowych sieci SN

1.3. Regulacje krytyczne (istniejące i proponowane)

2. Struktura podmiotowa

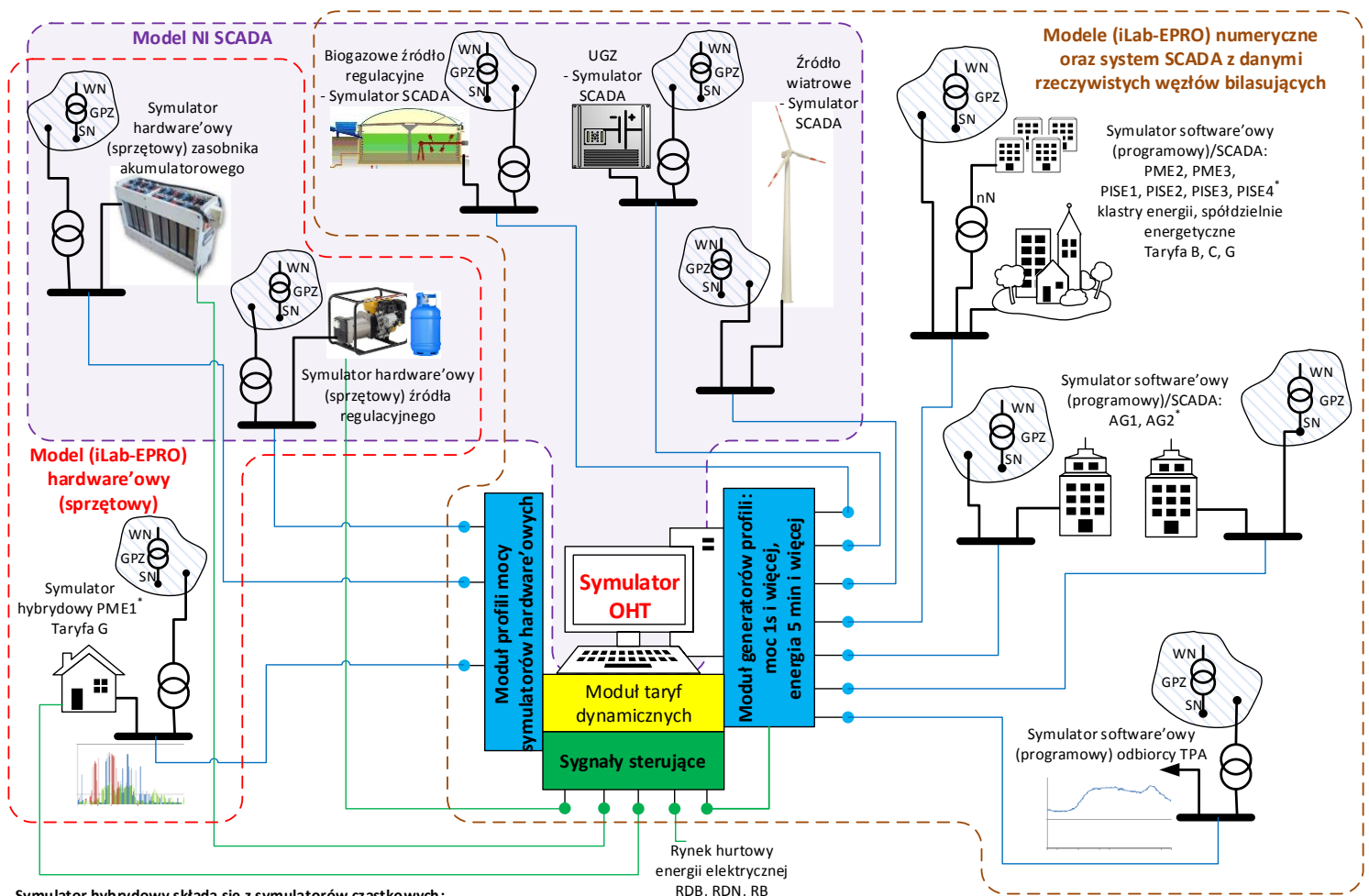
2.1. Modelowa struktura komplementarna (maksymalna). Struktura obejmująca podmioty: Odbiorca/prosument (prosument szeroko rozumiany, zgodnie z segmentacją prosumencką wg Raportu [3]). Niezależny inwestor (wytwórca, niezależny sprzedawca, NOP). Spółdzielnia mieszkaniowa. Samorządy, stowarzyszenia, klastry. Energetyka WEK (operatorzy OSP, OSD)

- 2.2. **Startowa struktura implementacyjna** (minimalna struktura, która pozwoli weryfikować hipotezy badawcze charakterystyczne dla elektrowni EW+ w
- 3. **Struktura przedmiotowa**
 - 3.1. **Energia.** Ogólny schemat funkcjonalny struktury przedmiotowej handlu energią (system ofert handlowych)
 - 3.2. **Zarządzanie ograniczeniami**
 - 3.3. **Usługi powiązane** (regulacja pierwotna, regulacja wtórna, zasoby bilansujące, rezerwy)
- 4. **Segment transakcyjny w dziedzinie energii**
 - 4.1. **Pomiary/billing energii, *block chain***
 - 4.2. **Struktura transakcyjna**
- 5. **Segment usług powiązanych**
 - 5.1. **Kalibracja współczynnika net meteringu**
 - 5.2. ***Selfdispatching*.** Kalibracja rozliczeń za usługi systemowe
- 6. **Pilotowe regulacje prawne (w obrębie EW+)**
 - 6.1. **System regulacji negocjacyjnych. Regulacja *ex post* vs *ex ante***
 - 6.2. **Certyfikacja inteligentnej infrastruktury. Certyfikacja usług systemowych**
 - 6.3. **Pilotażowa deregulacja taryf (PDT)**
 - 6.4. **Pilotażowy dostęp do sieci (PTPA+)**
 - 6.5. **Pilotażowy dostęp podmiotów energetyki EP-NI do rynku bilansującego (PRB+), w ramach procesu decentralizacji rynku bilansującego energetyki WEK**
 - 6.6. **Ubezpieczenia**
- 7. **Model biznesowy**
 - 7.1. **Wyjściowy bilans popytowo-podażowy energii elektrycznej.** Można sobie wyobrazić wywoławczo następującą strukturę bilansu popytowego: 500 gospodarstw domowych (rolnych-socjalnych) na obszarach wiejskich, 500 gospodarstw domowych zamieszkujących domy jednorodzinne w miastach, 10 zintegrowanych grup gospodarstw domowych zamieszkujących budynki mieszkalne wielorodzinne w miastach zasilane stacjami transformatorowymi SN/nN (taryfa B), 100 odbiorców z segmentu MSP zasilanych z sieci nN (taryfa C), 10 odbiorców z segmentu MSP zasilanych z sieci SN (taryfa B)
 - 7.2. **Wyjściowy bilans popytowo-podażowy usług systemowych**
- 8. **Umowy**
- 9. **Biznes plany**
- 10. **CPM/PERT** (ścieżka krytyczna działań, deterministyczna/probabilistyczna)

Symulator hybrydowy (hardwarowo-sofwarowy) elektrowni EW+. Przedstawiony na rys. 4 symulator jest narzędziem analitycznym, które na razie jest zrealizowane (laboratorium iLabEPRO, Politechnika Śląska) tylko częściowo, w szczególności w odniesieniu do infrastruktury PME (prosumencka infrastruktura energetyczna) charakterystycznej dla domu jednorodzinnego, łącznie z domem *off grid*. W tym zakresie symulator pokazuje wszechstronne możliwości techniczne wykorzystania nowoczesnych technologii. Z drugiej strony obrazuje on potencjalny zakres badań dla całego rynku wschodzącego, szczególnie przez pryzmat możliwości wykorzystania nowoczesnych technologii dedykowanych elektrowni EW+, obejmujących:

1. Wytwarzanie energii w źródłach odnawialnych: fotowoltaika (budynkowa), energetyka wiatrowa, biogazowe źródła regulacyjne i mikroźródła kogeneracyjne, regulacyjne źródła gazowe i dieslowskie.
2. Przetwarzanie energii: przekształtniki energoelektroniczne, pompy ciepła (budynkowe).
3. Zasobniki energii: akumulatory stacjonarne i samochodów elektrycznych, zasobniki ciepła i paliw, układy gwarantowanego zasilania.
4. Odbiorcy i prosumenci: indywidualni, instytucjonalni (w tym klastry energii i spółdzielnie energetyczne), korzystający z zasady TPA.
5. Inteligentna infrastruktura: strażnik mocy, automatyka zabezpieczeniowa, układy pomiarowo-billingowe, infrastruktura IoT.

Zadaniem prezentowanego symulatora hybrydowego jest umożliwienie badań nad funkcjonowaniem elektrowni EW+ ze szczególnym uwzględnieniem bilansowania energii i regulacji mocy, komunikacji pomiędzy składowymi systemami oraz analiz ekonomicznych funkcjonowania takiego przedsięwzięcia. Symulator jest rozwiązaniem wielowarstwowym, modułowym, z określonymi interfejsami komunikacyjnymi pomiędzy poszczególnymi modułami i warstwami.



Symulator hybrydowy składa się z symulatorów cząstkowych:
 1. Symulator software'owy (programowy)
 2. Symulator hardware'owy (sprzętowy)
 3. Symulator SCADA

* segmentacja wg Popczyk J.: Energetyka Prosumencka: od sojuszu polityczno-korporacyjnego do energetyki prosumenckiej w prosumenckim społeczeństwie. BŻEP, nr kat. 1.1.06, www.klaster3x20.pl, podstrona CEP

Rys. 4. Schemat blokowy symulatora hybrydowego elektrowni WE+
 (opracowanie wspólne: autor Raportu i dr inż. M. Fice)

Symulator hybrydowy posiada strukturę hierarchiczną, przy czym składa się z dwóch głównych części, a mianowicie części *hardwarowej* oraz *softwarowej* (rys. 4). Dzięki budowie modułowej możliwe jest płynne przejście z symulatora całkowicie programowego na system hybrydowy składający się zarówno z modeli programowych niektórych komponentów elektrowni EW+ jak i urządzeń rzeczywistych typu licznik inteligentny, interfejs PME, węzły bilansujące, odbiorcze, prosumenckie. Taka struktura pozwala na pracę symulatora w dwóch podstawowych konfiguracjach: retrospektywnej i rzeczywistej.

Część hardwarowa to energoelektroniczny model węzła prosumenckiego (model iLab EPRO hardwarowy – symulator PME1) z możliwością dowolnego kształtowania profilu mocy czynnej i biernej w zakresie do 10 kVA. Część softwarowa jest narzędziem agregującym dane z węzłów elektrowni EW+ (generowanych w modelach numerycznych i pochodzących z danych historycznych oraz danych dostępnych *on-line* z liczników elektronicznych – modele iLab EPRO numeryczne oraz modele NI SCADA) i analitycznym (moduł taryf dynamicznych, symulator OHT). Zadaniem części softwarowej jest również komunikacja pomiędzy składowymi systemami, zarządzanie nimi oraz prowadzenie badań symulacyjnych. Modelowane w symulatorze węzły składowe elektrowni EW+ pozwalają na tworzenie taryf dynamicznych oraz pozwalają, poprzez odpowiedni interfejs komunikacyjny, wpływać na rzeczywisty (część hardwarowa symulatora) profil mocy węzła prosumenckiego.

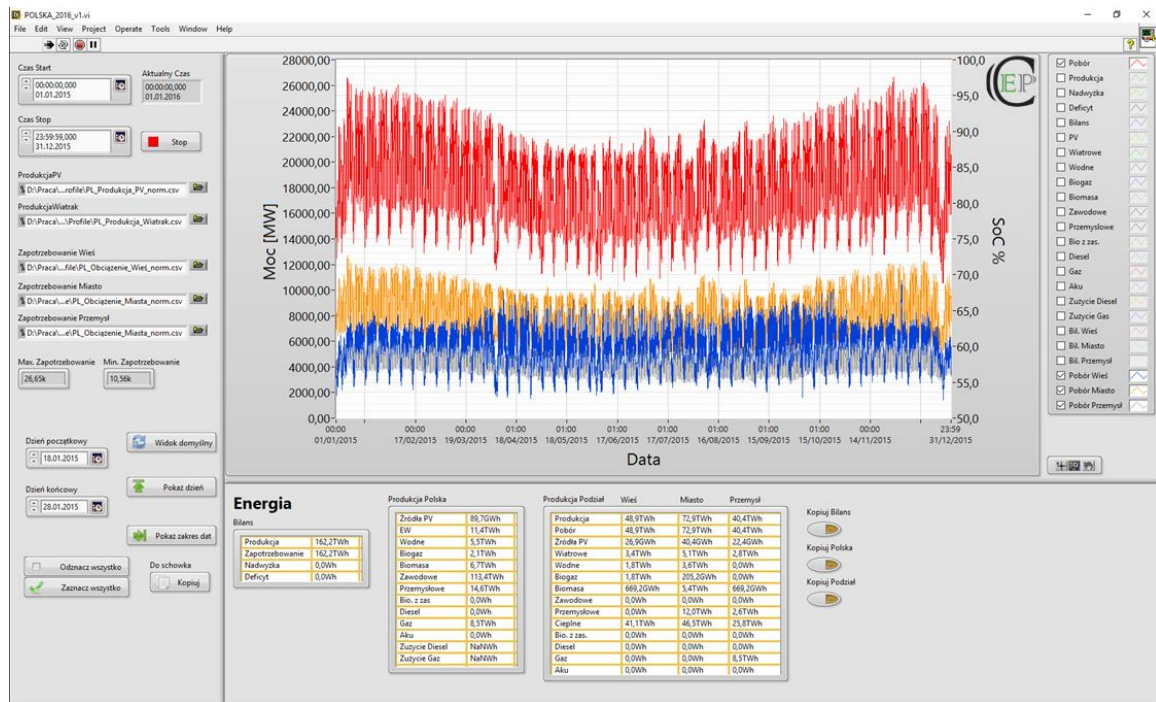
Wszystkie modele zastosowane w symulatorze są modelami parametryzowanymi, umożliwiającymi skalowanie i elastyczne dopasowanie ich do potrzeb symulacji. W symulatorze modelowane są:

1. Węzły (grup, w tym TPA) odbiorców/prosumentów i zasoby wytwórcze inwestorów NI.
2. Usługi systemowo-sieciowe (regulacyjno-bilansujące).
3. Wewnętrzne relacje rynkowe pomiędzy uczestnikami elektrowni EW+ i z operatorem OSP,
4. Operatorzy OHT i NOP.

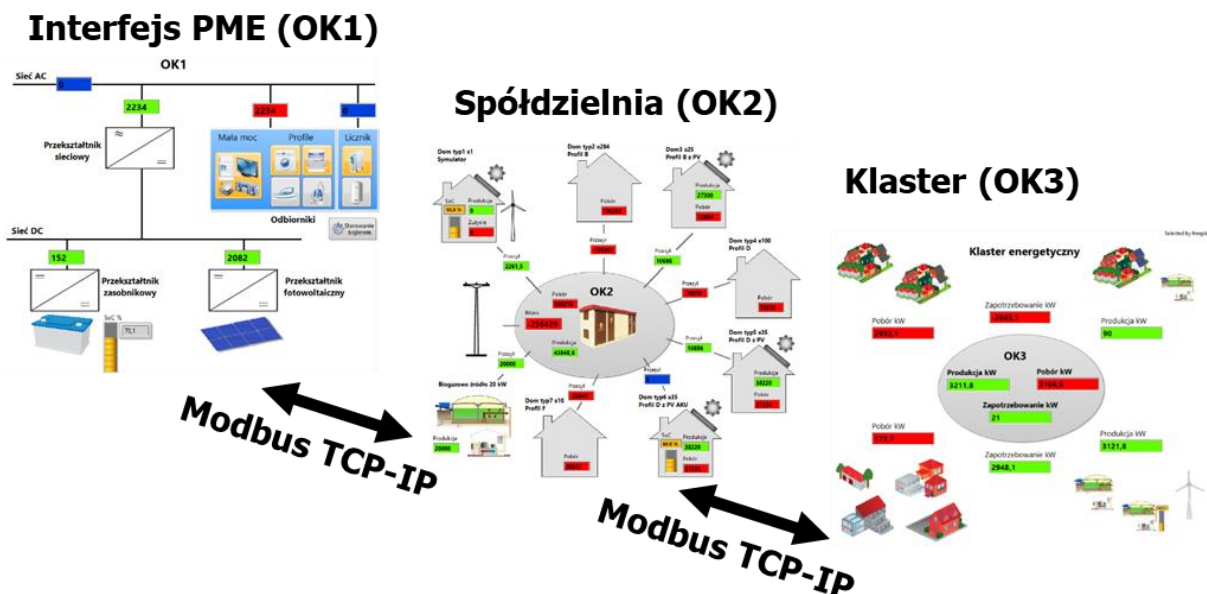
Zbudowanie pełnej wersji symulatora hybrydowego, łączącego ze sobą część *softwarową* oraz *hardwarową*, umożliwi prowadzenie prac nie tylko w środowisku całkowicie symulowanym, lecz również w środowisku zbliżonym do rzeczywistego, które posiada szereg naturalnych ograniczeń związanych z parametrami urządzeń, infrastruktury, zasadami fizyki i elektrotechniki. Hybrydowy symulator elektrowni EW+ umożliwi prowadzenie prac projektowych, analiz, weryfikację założeń, funkcjonowania oraz parametrów EW+, między innymi w zakresie: 1° - bilansowania energii i regulacji mocy, 2° - algorytmizowania mechanizmów zarządzania i rozliczeń, 3° - badania wydajności i niezawodność komunikacji pomiędzy składowymi systemami, 4° - bezpieczeństwa transmisji danych, 5° - doboru składowych EW+, 6° - mechanizmów zarządzana popytem i wielu innych. Przeprowadzone dotychczas badania z wykorzystaniem symulatora hybrydowego dotyczyły modeli mikroinfrastruktury PME, w tym algorytmów regulacji mocy i zarządzania energią. Przeprowadzono badania rozplływów mocy w PME dla różnych konfiguracji źródła-odbiorniki-zasobniki oraz trybów pracy: *on-grid*, *off-grid*, *semi off-grid*. Wybrane wyniki badań pokazano w Raporcie [6]), w tym przedstawiono możliwości wykorzystania infrastruktury przeksztaltnikowej do celów regulacji milisekundowej.

Symulator LabVIEW bilansów energetycznych (doboru źródeł) elektrowni EW+. Symulator wykorzystuje komputerowe modele źródeł wytwórczych oraz profile zapotrzebowania do analizy bilansu energetycznego, Raport [4]. Bilansowanie wykonuje się w każdym kroku pętli symulacyjnej, która może wynosić od 5 minut do 1 godziny

w przypadku zagadnień rozwojowych, oraz 100 ms do 1 s w przypadku zagadnień eksploatacyjnych. Użyte w symulatorze modele źródeł wytwórczych napisane są w taki sposób, aby można je było wykorzystać w zagadnieniach rozwojowych takich jak dobór struktury bilansu energetycznego czy dobór magazynów energii. Z drugiej strony symulator pozwala badać zagadnienia eksploatacyjne, dotyczące między innymi algorytmów sterowania instalacji PV, akumulatorów czy superkondensatorów.



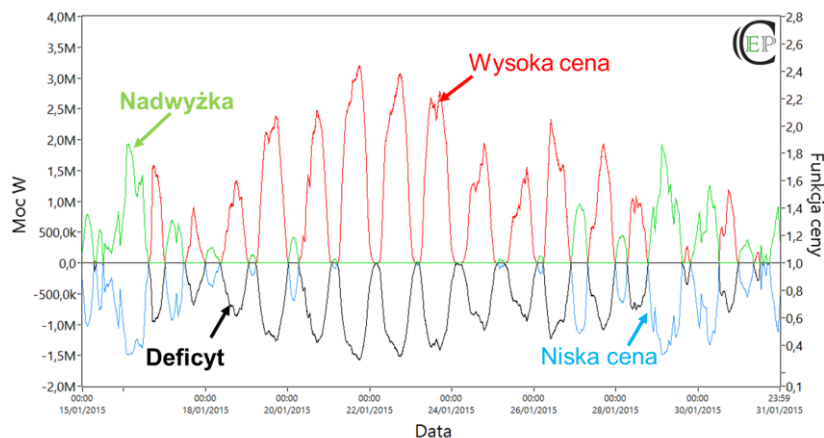
Rys. 5. Interfejs symulatora struktury polskiego bilansu energetycznego (autor symulatora: dr inż. K. Bodzek)



Rys. 6. Zagadnienie eksploatacyjne na przykładzie działającego w czasie rzeczywistym klastra energetycznego (autor symulatora: dr inż. K. Bodzek)

Na rysunku 5 pokazano interfejs graficzny symulatora, który został wykorzystany do doboru polskiej struktury bilansu energetycznego (zagadnienia rozwojowe) opisanego w Raporcie [4], natomiast zagadnienia eksploatacyjne pokazano na przykładzie symulatora klastra energetycznego (rys. 6). W symulatorze tym można rozróżnić trzy osłony kontrolne OK1, OK2 oraz OK3. Pomiędzy osłonami kontrolnymi dane o aktualnym (symulowanym) zużyciu i produkcji energii elektrycznej są przesyłane za pomocą przemysłowego protokołu komunikacyjnego Modbus TCP-IP. W przykładzie pokazano tylko jedną wybraną symulację każdej z osłon, ale symulator umożliwia uwzględnienie praktycznie dowolnej liczby osłon. Wykorzystanie przemysłowego protokołu komunikacyjnego pozwala na włączenie do symulacji rzeczywistych obiektów w każdej osłonie kontrolnej.

Możliwość łatwego łączenia w jednym narzędziu danych pochodzących z rzeczywistych obiektów oraz modeli komputerowych pozwala, po rozszerzeniu, wykorzystać już gotowe moduły do modelowania innych problemów takich jak modelowanie ceny w zagadnieniach związanych z cenotwórstwem czasu rzeczywistego (rys. 7) czy docelowo wirtualnych elektrowni.

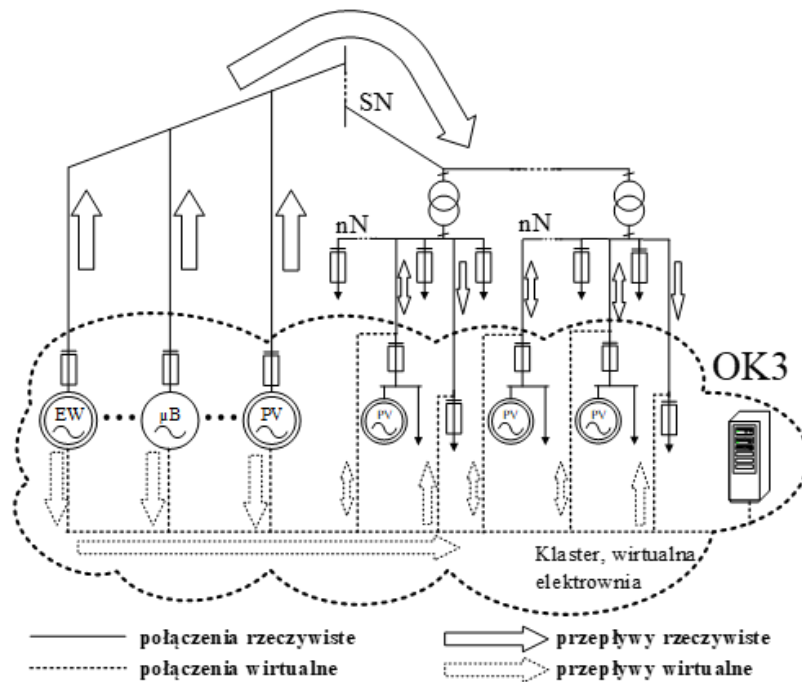


Rys. 7. Modelowanie ceny w zagadnieniach cenotwórstwa czasu rzeczywistego
(wyniki: dr inż. K. Bodzek)

Uzupełnieniem symulatora LabView bilansów energetycznych jest dodatkowy moduł symulatora rozptyłów mocy w sieciach otwartych i zamkniętych z możliwością analiz rozmieszczenia lokalnych źródeł OZE pracujących w reżimie generacji wymuszonej oraz regulacyjno-bilansujących, Raport [7]. Moduł został wykorzystany również do analizy algorytmów pracy rozproszonych zasobników energii pozwalających na zwiększenie zdolności integracyjnych sieci nN-SN poprzez ograniczenie maksymalnych wartości przepływu mocy w odcinkach sieci.

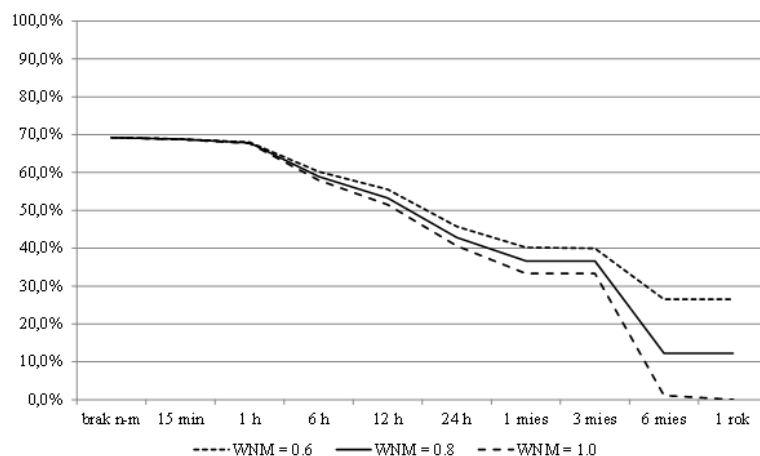
Symulator *net meteringu* do kalibrowania współczynników WNM w elektrowni EW+. Podstawowym mechanizmem regulującym przepływy finansowe (ale również decyzje inwestycyjne) w elektrowni EW+ jest dobrze **skalibrowany *net metering***. W ramach prowadzonych badań opracowany został symulator traktowania *net meteringu* jako mechanizmu rynkowego o bardzo szerokim zakresie funkcji dostosowawczych (np. dostosowanie do różnych technologii) oraz bodźcowych (np. wprowadzenie szerokiej klasy *net meteringu* dynamicznego). Zrealizowane badania przedstawione są w Raporcie [8].

W niniejszym raporcie pokazano natomiast (rys. 8) schemat symulatora rzeczywistych i wirtualnych przepływów energii w elektrowni EW+.



Rys. 8. Schemat modelu rzeczywistych i wirtualnych przepływów energii w elektrowni wirtualnej (autor symulatora: dr inż. R. Wójcicki)

Symulator *net meteringu* pozwala prowadzić badania m. in. wpływ długości okresu bilansowania oraz wartości współczynnika *net meteringu* (WNM) na energię elektryczną zakupioną przez prosumenta w ciągu roku, w zależności od mocy i typu zainstalowanego źródła oraz sposobu zarządzania zużyciem energii elektrycznej w obrębie osłony kontrolnej. Przyjęto długość okresu bilansowania równą długości okresu rozliczeniowego. Wartość współczynnika *net meteringu* wynosiła 0,6, 0,8 oraz 1, natomiast okres rozliczeniowy przyjmował wartości 15 minut, 1, 3, 6, 12, 24 godziny, 1, 3, 6 miesięcy oraz 1 rok. Na rys. 9 pokazano w formie wykresu uzyskane przykładowe wyniki.



Rys. 9. Wyniki badań wariantów parametrów mechanizmu net meteringu na wolumen zakupionej energii przez prosumenta (wyniki: dr inż. R. Wójcicki)

Symulator umożliwia również wyznaczenie współczynników *net meteringu* z uwzględnieniem warunków pracy źródeł wytwórczych w poszczególnych technologiach, ich wpływu na bilans energetyczny elektrowni EW+ i możliwości regulacyjne w taki sposób, aby operatorom sieci zapewnić środki niezbędne do utrzymania sieciowej infrastruktury technicznej wewnątrz osłony kontrolnej.

Załącznik 1

Makroekonomiczna przebudowa bilansów energetycznych

Bez wątplenia kluczowe są w tym kontekście dane przedstawione na rys. 1, dotyczące skutków transformacji (realizowanej w dużym stopniu za pomocą rozwiązania w postaci elektrowni EW+) rynków energii 2018 (pierwotnej i końcowej) w mono rynek energii elektrycznej OZE. Są to dane, pod którymi kryje się fundamentalna nieefektywność energetyki bazującej na spalaniu paliw kopalnych (jeszcze większa nieefektywność wykorzystania jest charakterystyczna dla paliw jądrowych). Z drugiej strony, z danych wynika wielka fundamentalna efektywność energetyki bazującej na energii elektrycznej produkowanej w źródłach OZE, charakteryzującej się (obok energii mechanicznej) największą egzergią.

Mianowicie, dane te pokazują, że do zaspokojenia krajowych potrzeb energetycznych w 2018 r. trzeba zużyć 300 i 190 TWh energii pierwotnej (chemicznej) z węgla kamiennego i brunatnego, odpowiednio; energia chemiczna utracona w złożu jest znacznie większa i dla polskich warunków/metod wydobycia wynosi 740 i 270 TWh, odpowiednio; Raport [2], tab. 20. Z ponad 1000 TWh energii chemicznej bezpowrotnie utraconej w bilansie zasobów naturalnych wyprodukowane zostanie w elektrowniach węglowych i dostarczone do odbiorców zaledwie około 105 TWh energii elektrycznej (około 55 TWh z węgla kamiennego i około 50 TWh z węgla brunatnego); ponadto z węgla kamiennego wyprodukowane zostanie około 60 TWh ciepła (Raport [2], tab. 20). To pokazuje mechanizm nieefektywności wykorzystania węgla do produkcji energii elektrycznej – jest nim bardzo niski poziom użytecznego wykorzystania złóż węgla kamiennego, niska sprawność netto elektrowni węglowych oraz wielkie straty sieciowe.

Oprócz węgla (kamiennego i brunatnego) trzeba zużyć w 2018 r. do zaspokojenia krajowych potrzeb energetycznych około 135 TWh energii chemicznej w gazie ziemnym (wykorzystywanym głównie w ciepłownictwie) i około 260 TWh w paliwach płynnych (ropopochodnych, transportowych). Podkreśla się, że w wypadku rynków końcowych ciepła i paliw transportowych mechanizmy nieefektywności są równie nieefektywne, fundamentalnie, jak na rynkach węgla (kamiennego i brunatnego) oraz energii elektrycznej, ale działają inaczej.

W wypadku ciepła (całkowity rynek końcowy ciepła grzewczego i do produkcji ciepłej wody użytkowej: 210 TWh – wielkość rynku uwzględniająca straty sieciowe, 200 TWh – ciepło zużyte przez odbiorców) charakterystyczne jest w szczególności nadmierne zużycie ciepła grzewczego w budynkach. Mianowicie, potencjalnie może ono być statystycznie obniżone za pomocą termomodernizacji trzeciej generacji (wykorzystanie technologii domu pasywnego) około 5-krotnie. Dalej, elektryfikacja ciepłownictwa umożliwia około 3-krotne

zmniejszenie energii napędowej (elektrycznej) pomp ciepła, względem wyprodukowanego w nich ciepła. W wyniku, użyteczną energię elektryczną OZE potrzebną do zaspokojenia potrzeb ciepłowniczych w 2050 r. szacuje się na około 30 TWh (15 TWh na potrzeby grzewcze oraz 15 TWh na potrzeby ciepłej wody użytkowej) [2].

Elektryfikacja transportu prowadzi, z tytułu sprawności, do około 3-krotnego zmniejszenia zużycia energii elektrycznej OZE względem energii chemicznej w paliwach transportowych. Uwzględniając wszystkie inne czynniki otrzymuje się zapotrzebowanie na użyteczną energię elektryczną OZE w 2050 r. równą około 50 TWh.

Załącznik 2

Makroekonomiczne znaczenie pięciu strukturalnie nieefektywnych sektorów gospodarczych

W tym miejscu podkreśla się, że skutki te będą polegać na całkowitej zmianie bilansów energetycznych (rys. 1), a także na istotnej zmianie struktury i wartości PKB (w tym w dziedzinie podatków) zwłaszcza w obszarze synergetyki, czyli pięciu strukturalnie nieefektywnych sektorów gospodarczych, tab. 1. W tabeli oprócz czterech sektorów, tradycyjnie traktowanych jako nieefektywne, uwzględniono piąty sektor strukturalnie nieefektywny w postaci gospodarki odpadami (gospodarki obiegu zamkniętego), warunkowanej bezpieczeństwem środowiskowym, a ciągle tylko w niewielkim stopniu ekonomią kosztów zewnętrznych. Środowisko stało się traktatową polityką stosunkowo późno, bo dopiero na mocy Traktatu z Maastricht. Jest to zatem praktycznie polityka unijna, chociaż podstawy prawne do jej ustanowienia dał wcześniej (1986) Jednolity Akt Europejski (umowa, na mocy której wdrożone zostały instytucje Wspólnego Rynku).

Tab. 1. Makroekonomiczne znaczenie pięciu strukturalnie nieefektywnych sektorów gospodarczych, synteza danych dla 2016 r.

Lp.	Sektor	Udział w PKB (1,8 bln PLN)	Wartość rynku, mld PLN	Komentarz
1	Rolnictwo	4%	70	w tym rolnictwo energetyczne
2	Budownictwo	6%	110	tylko budownictwo mieszkaniowe
3	Transport	10%	180	prywatny transport drogowy, bez paliw transportowych
4	Energetyka	10%	190	cała energetyka (energia elektryczna, paliwa transportowe, ciepło)
5	Gospodarka obiegu zamkniętego	1%	20	ścieki wraz z odpadami stałymi

Oszacowania przedstawione w tabeli mają podstawę w danych GUS, a dodatkowo zostały wszechstronnie zweryfikowane z wykorzystaniem zróżnicowanego piśmiennictwa internetowego.

Przedstawione szerokie uwarunkowania wskazują jednoznacznie, że rolnictwo, budownictwo, transport i energetyka, a dodatkowo gospodarka o obiegu zamkniętym traktowane odrębnie są łatwym łupem (ofiara) interwencjonizmu państwowego realizowanego przez korporacyjne grupy interesów w imię bezpieczeństwa (żywnościowego, mieszkaniowego, transportowego, energetycznego, a także środowiskowego). Efektem jest ich podatność na systemy wsparcia, na socjalizację ekonomiki, a z drugiej strony „odporność” – zwłaszcza w wypadku energetyki

WEK – na innowacje przełomowe. Są to, łącznie, czynniki stanowiące główną przyczynę nieefektywności sektorów.

Sytuacja zmienia się, jeśli efekty skali, ale także nieefektywność charakterystyczną dla placów budowy (chodzi w szczególności o budowę elektrowni i sieci elektroenergetycznych w elektroenergetyce WEK) przekształca się w fabryczne efekty wydajności oraz w łańcuchy wartości w synergetyce i partycypację prosumencką w energetyce EP. Wynikiem tych przekształceń są oczywiście nowego typu usługi multienergetyczne, dostosowane do potrzeb prosumentów, i zoptymalizowane według ekonomiki właściwej dla prosumentów (zasada kosztów unikniętych, ekonomika cen/kosztów/zysków krańcowych krótko- i długoterminowych, ekonomika behawioralna).

Znaczenie synergetyki i energetyki EP (partycypacji prosumenckiej) wynika bezpośrednio ze znaczenia rolnictwa, budownictwa, transportu, energetyki oraz środowiska (ścieki i odpady stałe) w gospodarce narodowej mierzonego w syntetyczny sposób ich udziałem w PKB, a ponadto wartością rynków końcowych tych sektorów, tab. 2.8. Do oszacowań przedstawionych w tabeli przyjęto następującą, przybliżoną strukturę PKB (wynoszącego w 2016 roku 1,8 bln PLN), charakterystyczną dla metody wydatkowej: konsumpcja – 40%, wydatki publiczne – 40%, inwestycje 20% (pominięto udział eksportu netto w PKB, który wynosił około 1%; eksport osiągnął poziom 184 mld €, a import kształtował się na poziomie 179 mld €). Ponadto, przyjęto następującą, przybliżoną strukturę podatków i ubezpieczeń społecznych stanowiących źródło dochodów publicznych: podatki pośrednie – 13% (w tym VAT – 7%, akcyza – 3,5%), podatki bezpośrednie – 7% (w tym PIT – 4,5%, CIT – 2%), składki na ubezpieczenia społeczne – 13%, pozostałe dochody – 6%. Dalej, przyjęto miesięczny dochód rozporządzalny ludności (na osobę) równy 1500 PLN, a wydatki 1100 PLN. Wreszcie przyjęto następujące, przybliżone udziały trzech charakterystycznych grup wydatków gospodarstw domowych w łącznych wydatkach: żywność – 24%, użytkowanie mieszkania łącznie z kosztami energii elektrycznej i ciepła – 20%, transport, w tym głównie koszt paliwa – 10%.

Cykl Raportów BŻEP *Transformacja energetyki w rynki energii użytecznej OZE. Perspektywa 2050* : <https://www.cire.pl>, <http://klaster3x20.pl>

- [1] *Przełom w energetyce (R1)*. Popczyk J. Październik 2017.
- [2] *Mono rynek energii elektrycznej (użytecznej) OZE (R2)*. Popczyk J. Listopad 2017.
- [3] *Trajektoria transformacyjna 2018-2050 polskiej energetyki – zawężanie obszaru poszukiwań, etap 2 (R3)*. Popczyk J., Fice M. Listopad 2017.
- [4] *Struktura polskiego bilansu wytwórczego 2050 na mono rynku energii elektrycznej OZE – zawężanie obszaru poszukiwań, etap 3 (R4)*. Popczyk J., Bodzek K. Listopad 2017.
- [5] *Architektura wschodzącego rynku energii elektrycznej (R5)*. Popczyk J. Listopad 2017.
- [6] *Techniczno-ekonomiczne ekwiwalentowanie osłon kontrolnych na mono rynku energii elektrycznej OZE i rynkach energii użytecznej – modele dla potrzeb inwestycyjnych i rozproszonego operatorstwa (R6)*. Fice M. Listopad 2017.
- [7] *Kierunki rewitalizacji technologiczno-systemowej sieci elektroenergetycznych na mono rynku energii elektrycznej OZE i rynkach energii użytecznej (R7)*. Popczyk J., Bodzek K. Grudzień 2017.

- [8] *Ekonomika prosumenckiej partycypacji w osłonach kontrolnych OK1, OK2 i OK3 na rynku wschodzącym energii elektrycznej w środowisku kosztów krańcowych długookresowych i kosztów unikniętych (R8)*. Wójcicki R. Grudzień 2018.

Literatura

- [9] *CENTREL and its Role in the East-West Electricity Transfer Business*. Popczyk J. Chairman of CENTREL Report, USAID/USEA – Utility Partnership Program. The United States, June, 1995.
- [10] *Historia elektryki polskiej. Elektroenergetyka*. Pod redakcją Profesora L. Nehrebeckiego. WNT, Warszawa 1992.
- [11] *Kolejny etap ewolucji teoretycznej koncepcji i praktyki regulacji ekonomicznej*. Szablewski A. Gospodarka Narodowa (artykuł przyjęty do druku).