

[RAPORT – zapowiedź]

Klastry energetyczne – tak. Energetyka jądrowa i rynek mocy – nie. Nowy rynek energii elektrycznej – tak, na ten jest już najwyższy czas !!!

Jan Popczyk

Nie budujemy w drugiej połowie drugiej dekady XXI wieku etatystycznej energetyki, która tworzy ogromne koszty zewnętrzne (koszty zacofania, stranded costs, środowiskowe), i wystawia fakturę z wydłużoną/odsuniętą w czasie – po horyzont 2040 – płatnością, do zapłacenia przez pokolenie 500+.

Pobudzajmy rozwój, konkurencyjny (bez bezpośredniego wsparcia finansowego), trafiający w przyszłe aspiracje tego pokolenia, otwartego na świat. Pokolenia zdolnego zmieniać świat, będący jego (pokolenia) światem.

Nie dopuśćmy do tego, aby świat zmieniający dzisiaj dynamicznie energetykę stał się dla nas „obcym” światem, w którym pokolenie 500+ znowu musi walczyć o dotacje, na likwidację polskiego zapóźnienia cywilizacyjnego, i przeklinającego pokolenie dziadków i rodziców, którzy to zapóźnienie mu zafundowali.

Klaster energetyczny (KE), rozwiązanie wprowadzone przez ustawę OZE [1], może być, po zrealizowaniu zapowiadanej przez Ministerstwo Energii jesiennej nowelizacji ustawy, bardzo silnym potencjalnie narzędziem przebudowy energetyki w kierunku trójbiegunowego systemu bezpieczeństwa WEK-NI-EP (wielkoskalowa energetyka korporacyjna – niezależni inwestorzy – energetyka prosumencka). Mimo, że rozwiązanie jest dedykowane przede wszystkim obszarom wiejskim, to zmiany zapoczątkowane przez to rozwiązanie będą miały wpływ na przebudowę całej energetyki. Przy tym wpływ ten wynika zarówno z potencjalnego ilościowego udziału klastrów KE w całym krajowym rynku końcowym energii elektrycznej (jego roczny wymiar kształtuje się poniżej 130 TWh), jak również, a nawet przede wszystkim, z innowacyjnego charakteru rozwiązań klastrowych.

Jednak, klastry KE spełnią swoją rolę, i pobudzą przebudowę polskiej energetyki tylko wtedy, gdy zaniechane zostanie równoległe wdrażanie (od początku 2017 roku) rynku mocy, zwłaszcza takiego, jaki jest przedmiotem dokumentu rządowego [2]. Dlatego, że rynek mocy [2] jest nieprawdopodobnie zbiurokratyzowany, czyli w gruncie rzeczy jest zaprzeczeniem tego, czego się wymaga od rynków konkurencyjnych. Ale najgorsze jest to, że upubliczniony dokument ujawnia barierę mentalnościową, jaka wystąpiła przy jego tworzeniu w Ministerstwie Energii, przy współpracy z PSE. Bariera polega na niezdolności twórców dokumentu [2] do uznania zupełnie nowej dynamiki rynku energii elektrycznej, możliwej i akceptowalnej/oczekiwanej przez odbiorców. Ta niezdolność powoduje blokowanie zmian, ale brak zmian przyspieszy tylko proces upadłościowy wielkoskalowej elektroenergetyki korporacyjnej (WEK), który jest przecież niezwykle zaawansowany (niedostrzeżenie przez rząd, że indeks WIG Energia obniżył się od maja 2015 do końca lipca 2016 r. o 50%, a Grupy Energa o 65%, tego procesu ani nie unieważnia, ani tym bardziej nie zatrzyma).

Ponadto, klastry KE nie mają szans się rozwijać w środowisku przewidzianym dla energetyki przez Program Morawieckiego (Strategia na rzecz odpowiedzialnego rozwoju) [3], całkowicie niespójnym na poziomie fundamentalnym. Pod względem metodologicznym jest to niespójność, jedna z wielu, rozwoju paramilitarnej energetyki jądrowej (dwie elektrownie, z blokami o mocy jednostkowej 750-1500 MW), i z drugiej strony deklarowanej strategii rynkowej (demokratycznej) energetyki rozproszonej. Całkowitym brakiem ekonomicznej racjonalności jest strategia inwestycji wielkoskalowych (energetyka jądrowa, energetyka węglowa, sieci przesyłowe) o nakładach inwestycyjnych znacznie przekraczających 200 mld PLN, w sytuacji, kiedy szacunkowe zdolności inwestycyjne czterech scentralizowanych grup energetycznych kształtują się na poziomie 40-50 mld PLN (EBITDA tych grup w 2016 roku nie przekroczy 15 mld PLN), a polskie ceny hurtowe energii elektrycznej są najwyższe w regionie (Szwecja, Dania, Niemcy, Czechy, Słowacja), nawet dwukrotnie wyższe (Szwecja). Naruszeniem standardów roztropności jest próba kształtowania energetyki XXI wieku (w horyzoncie 2050) według XX-wiecznego modelu biznesowego (monopolistyczno-korporacyjnego), zakup technologii (*know how*) i dóbr inwestycyjnych „wyprzedawanych” przez światowe koncerny (Alstom/GE, Siemens, Hitachi/Mitsubishi – bloki węglowe w budowie; potencjalnie Areva – energetyka jądrowa, bankructwo Abener Energia – blok gazowy 450 MW w Stalowej Woli, i inne), ponadto izolowanie się na jednolitym rynku europejskim (ograniczanie połączeń transgranicznych) i „rozwój” przeciwbieżny względem globalnych trendów (którymi są: OZE i cenotwórstwo czasu rzeczywistego na rynku energii elektrycznej), a z drugiej strony deklarowanie strategii innowacyjności.

W miejsce rynku mocy [2] i strategii [3] potrzebne jest bardzo pilne działanie rządu na rzecz nowego modelu rynku energii elektrycznej, rynku IREE (interaktywny rynek energii elektrycznej) [4]. Musi to być rynek coraz „szybszy”, z taryfą dynamiczną, w tendencji (horyzont 2025) musi to być cenotwórstwo czasu rzeczywistego. Operatorzy handlowo-techniczni (OHT), działający w obszarze energetyki NI, mogą w klastrach KE skutecznie zapoczątkować rozwój nowych mechanizmów taryfowych. Nowy rynek, z szybko zmniejszającymi się okresami rozliczeniowymi (np. do 5 minut) musi być rynkiem w pełni jednoskładnikowym. Mianowicie, nie tylko nie może być na nim odrębnego składnika mocowego (rynek mocy), ale musi być także uzmienniona, w tendencji, opłata sieciowa. Oczywiście, na rynku tym muszą być bardzo głęboko zdecentralizowane usługi systemowe (bilansujące i regulacyjne), stopniowo (ale szybko) przeniesione do obszarów NI oraz EP, zaspakajające potrzeby własne autonomizujących się (klastrowych) obszarów na taki rodzaj usług. Podkreśla się: o ile klastry KE i rynek mocy, występujące łącznie, są procesami „przeciwbieżnymi” (osłabiającymi się wzajemnie, tym samym osłabiającymi przebudowę całej energetyki), to klastry KE i nowy rynek energii elektrycznej (rynek IREE) mogą być procesami „współbieżnymi” (wzmacniającymi się).

Ogólne oszacowania obrazujące potencjał klastrów KE

Poniżej klastry KE rozpatruje się tylko na obszarach wiejskich (1570 gmin wiejskich, 600 gmin wiejsko-miejskich; 314 powiatów, bez powiatów grodzkich). Jako klaster referencyjny, widziany w tendencji, opisuje się „100-procentowy” klaster powiatowy. Charakterystykę klastra referencyjnego (powiatowego) wykorzystuje się jako podstawę modelowania docelowych rozwiązań w horyzoncie 2040. Dynamika procesu, która zapewniłaby realizację tak postawionego celu nie jest mała, ale jest realistyczna (roczna dynamika zmian wynosząca 10% zapewniłaby w ciągu 25 lat przebudowę 92% rynku, co uznaje się tu za przebudowę w pełni wystarczającą w kontekście praktycznej realizacji celu).

Udział ludności i rolnictwa na obszarach wiejskich w końcowym rynku energii elektrycznej wynosi obecnie około 15% (około 20 TWh/rok). Zatem przeciętny roczny rynek

w gminie (wiejskiej, wiejsko-miejskiej) wynosi w tym segmencie około 9 GWh. Jednak z punktu widzenia klastra KE bilans gminy powinien uwzględniać zapotrzebowanie przedsiębiorców przyłączonych do sieci rozdzielczej SN/nN, a także zapotrzebowanie związane z realizacją zadań własnych gminy. W rezultacie (całościowe) roczne zapotrzebowanie referencyjne gminy, to około 18 GWh. To oznacza, że potencjał klastrów energetycznych można szacować na około 30% końcowego rynku energii elektrycznej w Polsce.

Potencjał przeciętnego klastra o zasięgu powiatowym wynosi natomiast: w zapotrzebowaniu około 120 GWh/rok, w mocy szczytowej jest to około 30 MW (roczny czas wykorzystania mocy szczytowej obciążenia, to około 4000 h/rok). Wartość roczną rynku energii elektrycznej, bez podatku VAT, można szacować na około 60 mln PLN, z podziałem na energię i opłatę dystrybucyjną (obejmującą sumę opłat na rzecz operatorów OSP i OSD) w proporcji: 50%/50% (poniżej opłatę na rzecz operatora OSP, obejmującą składnik sieciowy, związany z sieciami 400/220 kV, oraz składnik związany z kosztami usług systemowych nazywa się opłatą przesyłową; tak rozumiana opłata przesyłowa jest w całości przenoszona do opłaty dystrybucyjnej, jest ważnym składnikiem kosztotwórczym w tej ostatniej).

Bardzo grube oszacowania przeciętnych danych charakteryzujących elektroenergetyczną sieć rozdzielczą klastra KE funkcjonującego na obszarze powiatu, są następujące (część z tych oszacowań została wykonana na podstawie „pierwotnych” danych, z 2011 roku, dla wiejskich sieci rozdzielczych przedstawionych w artykule [5]). Długość linii nN: napowietrzne – 950 km, kablowe – 480 km. Długość linii SN: napowietrzne – 720 km, kablowe – 360 km. Liczba stacji SN/nN (1-transformatorowych) – 780, moc pojedynczej stacji 180 kVA (typoszereg mocy transformatorów SN/nN obejmuje na obszarach wiejskich moce: 63, 100, 160, 250 kVA). Szacuje się, że „zwymiarowana” powyżej sieć rozdzielcza SN/nN klastra KE jest zasilana z trzech stacji transformatorowych 110 kV/SN (GPZ-ów), 1- lub 2-transformatorowych, o przeciętnej mocy zainstalowanej transformatorów (jednego lub dwóch) w jednej stacji około 20 MVA (typoszereg mocy transformatorów 110 kV/SN obejmuje na obszarach wiejskich moce: 6,3, 10, 16, 25, 33 MVA).

Potrzebne nakłady kapitałowe związane z siecią rozdzielczą na obszarze powiatowego klastra KE szacuje się tu, wykorzystując dane z artykułu [5], następująco: odtworzeniowe – 4,7 mln PLN/rok (dla okresu życia sieci, lub inaczej ekonomicznego okresu jej eksploatacji, równego 35 lat), rozwojowe –2,0 mln PLN/rok (dla rocznych przyrostów długości linii około 0,4% oraz rocznych przyrostów liczby stacji transformatorowych około 0,8%). Są to nakłady, jeśli je przeliczyć na 1 MWh energii elektrycznej, około 4-krotnie większe od nakładów charakterystycznych dla miejskich sieci rozdzielczych SN/nN. Decyduje o tym naturalnie mała gęstość powierzchniowa obciążenia w sieciach wiejskich, w porównaniu z miejskimi.

Innym, oprócz składnika kapitałowego, ważnym składnikiem kosztowym opłaty dystrybucyjnej są koszty strat sieciowych. Dla sieci rozdzielczej SN/nN na obszarze funkcjonowania klastra KE o zasięgu powiatowym straty procentowe szacuje się na nie mniej niż 10% (jest to konsekwencja małej gęstości powierzchniowej obciążenia, czyli w szczególności długich linii elektroenergetycznych). Zatem koszt strat sieciowych należy szacować na około 3 mln PLN/rok. W nowym modelu rozwojowym (źródła bilansująco-regulacyjne w energetyce NI oraz energetyka EP) straty te ulegną radykalnej obniżce.

Bardzo wysoki udział składnika kapitałowego i kosztów strat sieciowych w opłacie dystrybucyjnej (prawie 35%) jest czynnikiem powodującym nieopłacalność biznesu operatorów sieci dystrybucyjnych (OSD) na obszarach wiejskich. Oczywiście, taka struktura kosztowa opłaty dystrybucyjnej pociąga za sobą potrzebę „reelektryfikacji” obszarów wiejskich za pomocą technologii prosumenckich (energetyka EP) oraz źródeł bilansująco-regulacyjnych inwestorów NI. I jest to czynnik fundamentalny na rzecz tezy, że tereny wiejskie są (powinny być) kolebką energetyki EP oraz NI. Jednocześnie przebudowa

energetyki na terenach wiejskich jest szansą dla operatorów OSD (energetyka WEK), bo uwalnia ich od transferów finansowych, które są wynikiem niespójności między koncesyjną odpowiedzialnością za jakość zasilania odbiorców na terenach wiejskich oraz brakiem pokrycia kosztów funkcjonowania sieci rozdzielczych na tych terenach (w obecnym modelu zasilania obszarów wiejskich z elektrowni systemowych).

Charakterystycznym składnikiem kosztowym współczesnej opłaty dystrybucyjnej operatora OSD jest – z punktu widzenia budowania przez klastr KE własnych technicznych usług systemowych (zdolności bilansujących i regulacyjnych, potrzebnych w stanach normalnych, do utrzymania odpowiedniej częstotliwości i innych parametrów technicznych energii elektrycznej, oraz w stanach awaryjnych) – opłata systemowa, czyli opłata przeniesiona z poziomu operatora OSP, należna temu operatorowi za scentralizowane usługi systemowe (oprócz opłaty za samą sieć przesyłową). Stawka systemowa, zgodna z taryfą PSE (Polskie Sieci Elektroenergetyczne) wynosi prawie 13 PLN/MWh. Zatem koszt usług systemowych operatora OSP przeniesiony na poziom opłaty przesyłowej operatora OSD szacuje się dla sieci rozdzielczej SN/nN na obszarze funkcjonowania klastra KE o zasięgu powiatowym na około 1,5 mln PLN (stanowi to około 5% całej opłaty dystrybucyjnej operatora OSD).

Innowacyjny charakter rozwiązań klastrowych, w tym technologicznych oraz rynkowych (*net metering, self dispatching*)

Innowacyjny charakter rozwiązań klastrowych ma trzy ważne wymiary. Pierwszy jest związany z nowymi technologiami, bez których nie byłoby dwóch dalszych wymiarów znaczenia klastrów KE. Chodzi generalnie o technologie, które osiągnęły poziom dojrzałości rynkowej umożliwiając wejście do gry prosumentom oraz inwestorom NI (kilka lat temu technologii tych jeszcze nie było, albo były, ale na wstępnym etapie rozwoju, umożliwiającym ich wdrażanie w trybie rozwojowym przez energetykę WEK, której to szansy polska energetyka WEK jednak nie wykorzystała).

Drugi wymiar polega na tym, że klastr energetyczny jest rozwiązaniem, które uruchamia silne, ale rynkowo racjonalne (na poziomie mikro- i makro-ekonomicznym), procesy autonomizacji gospodarki energetycznej (*self dispatching*) będące wynikiem konkurencji na rynku IREE, między różniącymi się strukturalnie modelami energetyki WEK, NI oraz EP. Siła tego rozwiązania jest związana z partycypacją prosumencką i rozwojem kapitału społecznego w obrębie energetyki EP oraz z potencjałem innowacyjnym (innowacje przełomowe, głównie miękkie) energetyki NI.

Trzeci wymiar jest związany z potencjałem klastra KE jako siły sprawczej rozwoju rynku IREE. Siłę tę w dużym stopniu stanowi *net metering* możliwy do wykorzystania/stosowania na razie, według ustawy OZE obowiązującej od 1 lipca 2016 roku, przez prosumentów z segmentu ludnościowego i prosumentów instytucjonalnych z segmentu samorządowego (realizacja zadań własnych gminy). Mechanizm ten, jeśli zostanie rozciągnięty, w ramach nowelizacji ustawy OZE, na wirtualną osłonę bilansową klastra KE w całości, czyli na koordynatora klastra KE, to stanie się – w rezultacie przyspieszenia rozwoju *self dispatchingu* i zmiany roli sieci elektroenergetycznych – najważniejszym narzędziem dynamicznego zarządzania konkurencją między energetyką WEK, NI oraz EP na całym polskim rynku energii elektrycznej.

Klastrowe technologie energetyki EP oraz NI. W energetyce EP potencjał dominującej technologii na obszarach wiejskich mają już budynkowe (dachowe, o mocy podstawowej do 10 kW, a w wypadku towarowych gospodarstw rolnych do 40 kW) źródła PV, wyposażone w routery OZE (realizujące prosumencki DSM/DSR), umożliwiające już praktyczne

wykorzystanie produkcji wymuszonej w źródłach PV na potrzeby własne prosumenta na poziomie około 50% (grube przybliżenie, obowiązujące przy przewymiarowaniu źródła PV nie większym niż 10-15%).

Gwałtowny rozwój tego segmentu technologicznego, szybszy od antycypowanego kilka lat temu, pociąga za sobą rozwój instalacji realizujących rozszerzone łańcuchy wartości, w szczególności obejmujących termomodernizację i pompę ciepła (z zasobnikami ciepłej wody użytkowej, klimatyzatorami, ogrzewaniem podłogowym); w kolejnych latach należy oczekiwać wydłużenia tych łańcuchów o urządzenia zasilane energią elektryczną ze źródeł PV wykorzystywane w rolnictwie sezonowo (sezony: wiosenny/siewny, letni/żniwny, jesienny/wykopkowy), takie jak ciągniki, kombajny (nie tylko zboża), suszarnie zboża.

Drugą najważniejszą technologią prosumencką na obszarach wiejskich – utylizacyjno-energetyczną, właściwą dla gospodarstw hodowlanych i przedsiębiorstw przetwórczych z segmentu przedsiębiorstw MSP – jest mikroelektrownia biogazowa (μ EB), klasy 10 kW (moc elektryczna), zdolna, po wyposażeniu w zasobnik biogazu, do pracy w trybie źródła bilansująco-regulacyjnego, przyłączonego do sieci nN.

Podstawowymi technologiami na obszarach wiejskich, właściwymi dla energetyki NI funkcjonującej w strukturach klastrów są cztery technologie. Pierwszą z nich są „gminne” (chodzi o obszar działania, a nie stosunki własnościowe), pojedyncze elektrownie wiatrowe klasy 3 MW przyłączone do sieci SN. Drugą są „gminne” elektrownie biogazowe (EB), rolniczo-uitylizacyjne, klasy 1 MW (moc elektryczna), zdolne, po wyposażeniu w zasobnik biogazu, do pracy w trybie źródła bilansująco-regulacyjnego, przyłączonego, w układzie przelotowym, do linii magistralnej sieci SN. Trzecią są „powiatowe” (znowu chodzi o obszar działania) zeroemisyjne elektrownie C-GEN (nazwa własna), o czasie cyklu inwestycyjnego około 2 lata, czyli niewiele dłuższym od cyklu inwestycyjnego elektrowni EB (technologia C-GEN wymaga komercjalizacji, która jest możliwa przed 2020 rokiem). Technologia C-GEN, wykorzystująca niskotemperaturowe zgazowanie biomasy/odpadów, posiadająca bardzo duży potencjał synergii procesowej (termodynamiczno-chemicznej), jest łatwa do zintegrowania z gospodarką odpadami (skonsolidowaną w skali powiatu) i z gospodarką biomasą w szerszym ujęciu oraz restrukturyzacją rolnictwa. Elektrownie C-GEN, klasy 5 MW (moc elektryczna), przyłączone do rozdzielni SN stacji transformatorowej 110 kV/SN (do GPZ-u), są zdolne do pracy w trybie głównego źródła bilansująco-regulacyjnego klastra KE.

Czwartą technologią, właściwą dla energetyki NI, kluczową w kontekście klastrów KE, jest inteligentna infrastruktura operatorska OHT_{KE}. Jest to technologia służąca do operacyjnego zarządzania przez koordynatora klastra KE nowymi procesami rynkowymi (zindywidualizowanymi/dostosowanymi do potrzeb/zasobów klastra, a jednocześnie prostymi i bardzo szybkimi), we współpracy z operatorem OSD (WEK).

Z punktu widzenia perspektyw rozwojowych klastrów KE, w szczególności niezbędnej rynkowej racjonalizacji modelu biznesowego klastra energetycznego KE, podstawowe znaczenie mają jednostkowe nakłady inwestycyjne dla poszczególnych technologii. Minimalne nakłady w przypadku źródeł PV można szacować na około 10 tys. PLN (źródło PV o mocy 2 kW może się stać w kolejnych latach produktem o dużym znaczeniu rynkowym). Mikroelektrownia biogazowa μ EB (o mocy elektrycznej 10 kW) wymaga nakładów inwestycyjnych około 400 tys. PLN. Elektrownia wiatrowa EW (o mocy 3 MW) wymaga nakładów inwestycyjnych około 20 mln PLN. Elektrownia biogazowa EB (o mocy elektrycznej 1 MW) wymaga nakładów jednostkowych około 12 mln PLN. Wreszcie elektrownia C-GEN (o mocy elektrycznej 5 MW) wymaga nakładów inwestycyjnych 60-100 mln PLN (duży przedział nieokreśloności wynika z braku doświadczeń komercjalizacyjnych dla technologii, w tym z braku oszacowań, w pełni wiarygodnych, potencjału rozwojowego rynku elektrowni C-GEN – 5 MW).

Partycypacja prosumencka w energetyce EP. Partycypacja ta, to prosumenckie *know how*, własny kapitał (i umiejętnie wykorzystywane produkty bankowe), wreszcie „własne” zasoby OZE. W segmencie prosumenckim na obszarach wiejskich (obecnie ponad 5 mln odbiorców), charakterystyczna będzie ekonomika behawioralna (głównie zakorzeniona w trwałych wartościach). Bardzo duży potencjał partycypacji prosumenckiej, rozpatrywany w kontekście ekonomiki behawioralnej, wynika na obszarach wiejskich z doświadczeń związanych z realizacją kolejnych programów unijnych, poczynając od przedakcesyjnego programu SAPARD (rozpoczętego w 1999 roku, a zakończonego w 2006 roku). Nowe uwarunkowania dla partycypacji prosumenckiej są z kolei związane z pojawiającymi się już, całkowicie „nieznanymi” dotychczas, modelami biznesowymi, które proponują pretendenci do rynku energii elektrycznej (a właściwie do rynku usług energetycznych). Bardzo znaczącymi przykładami są w tym zakresie modele Muska (przebijające się powoli w USA, przy bardzo silnym oprze amerykańskich *utilities*), ale także model firmy IKEA, która rozpoczęła już sprzedaż źródeł PV w swoich sieciach w Europie (w Wielkiej Brytanii, Holandii, Szwajcarii).

W podejściu prosumenckim kluczowe znaczenie ma zamiana kosztu energii (usług energetycznych) na nakłady inwestycyjne we własną energetykę. Ta zamiana oznacza inwestowanie we własny majątek (łączna wartość zasobów mieszkaniowych w Polsce na obszarach wiejskich, to około 1 bln PLN; roczna wartość rynku budowlanego, to około 50 mld PLN) – prosumenci podwyższają za pomocą inwestycji energetycznych wartość (cenę) swoich domów. Doświadczenia zagraniczne dotyczące skutków wyposażenia domów w źródła OZE dotyczą przede wszystkim miast. Na przykład doświadczenia szwedzkie, pokazują, że wzrost ceny domu przewyższa znacznie nakłady inwestycyjne, a w Niemczech dzielnice miast (Monachium), w których samorządy w minionych latach realizowały programy wsparcia odbiorców „wrażliwych” za pomocą inwestycji w źródła PV przekształcają się w dzielnice klasy średniej, co tworzy zresztą nowe problemy urbanistyczne. Z bardzo dużym prawdopodobieństwem można oczekiwać, że podobne, korzystne, doświadczenia wystąpią na obszarach wiejskich w Polsce.

Oczywiście, inwestycje prosumenckie (traktowane w kategoriach trwałości domu) mają bardzo długi horyzont (są to inwestycje wielopokoleniowe). Ten czynnik będzie bez wątpienia dynamizował inwestycje prosumenckie na obszarach wiejskich (będzie miał większe znaczenie niż w miastach). Z drugiej strony trzeba uwzględnić, że potencjał prosumenckiej partycypacji energetycznej w segmencie ludnościowym wynika ze struktury dochodu rozporządzalnego ludności. Pod tym względem obszary wiejskie są w gorszej sytuacji niż miasta. W Polsce dochód ten na obszarach wiejskich wynosi około 1000 PLN na mieszkańca i miesiąc (jest to około 80% dochodu przeciętnego w kraju), a dochód roczny całej ludności na obszarach wiejskich (40% ludności kraju) wynosi około 190 mld PLN (600 mld w kraju). Struktura wydatków ludności w kraju (żywność – 25%, użytkowanie mieszkania i nośniki energii – 20%, transport – 10%, łączność 5%, ...) wskazuje na duży potencjał alokacji wydatków, umożliwiający istotny rozwój energetyki EP, w kraju, ale także na obszarach wiejskich (tę tezę trzeba stopniowo doprecyzowywać i udowadniać).

Energetyka NI. Obecnie są to niezależni inwestorzy posiadający dominującą część energetyki wiatrowej (około 4000 MW, 5% krajowej produkcji energii elektrycznej). W klastrach KE potrzebni są oczywiście inwestorzy NI o całkowicie nowym profilu kompetencyjnym, zdolni realizować portfele inwestycji silnie zróżnicowanych technologicznie, w dodatku w strukturze sieciowej.

Podstawa działania inwestorów NI w klastrach KE, to: 1° - własne *know how*, 2° - własny kapitał (+ wykorzystanie funduszy inwestycyjnych i wyspecjalizowanych produktów bankowych), 3° - urządzenia kupowane na rynku krajowym i globalnym, 4° - usługi kupowane na rynku krajowym, 5° - zasoby OZE (łącznie z substratami dla źródeł biogazowych)

krajowe. Modele ekonomiczne/biznesowe *join venture*, *private equity* charakterystyczne dla tej energetyki dopuszczają duże ryzyko, ale wymagają krótkich czasów zwrotu nakładów (bez specjalnych regulacji nie dłuższych niż kilka lat).

Podaż kapitału wysokiego ryzyka nie jest jeszcze w Europie, tym bardziej w Polsce, wystarczająca (szacuje się, że około 50% kapitału wysokiego ryzyka wykorzystywanego w Europie, ogólnie nie tylko w energetyce NI, pochodzi z USA). Z drugiej jednak strony, w segmencie obejmującym w Polsce 1,8 mln małych i średnich przedsiębiorstw, który to segment jest potencjalną bazą rozwojową energetyki NI, istnieje duża nadwyżka kapitałów własnych, szacowana na 300 mld PLN (istnieją oszacowania, według których jest to nawet 600 mld PLN; istnienie takiej nadwyżki wymaga jednak weryfikacji).

Net metering. Oczywiście, jest cały szereg zagadnień, które w kontekście *net meteringu* na razie pozostają otwartymi. Jedną z najważniejszych wśród tych spraw jest ukształtowanie roli koordynatora klastra KE. Zrozumiała jest odpowiedzialność koordynatorów za działanie *net meteringu* na osłonie bilansowej klastra KE, a to oznacza, że koordynator, posiadający umowę z operatorem OSD (i sprzedawcą), powinien być w klastrze operatorem OHT_{KE}. Zapewnienie skuteczności rozwoju klastrów KE wymaga ponadto, aby koordynator był nie tylko operatorem OHT_{KE}, ale również inwestorem NI, zdolnym do inwestowania w źródła bilansująco-regulacyjne.

Drugą sprawą jest ewentualne rozciągnięcie *net meteringu* na pozostałych, poza koordynatorem, uczestników klastra KE z obszaru energetyki NI będących wytwórcami. Takie rozwiązanie, jeśli miałyby być wprowadzone do ustawy OZE, to powinno mieć silne odzwierciedlenie w mechanizmie aukcyjnym. Idzie się tu nawet dalej, i stawia hipotezę, że *net metering* mógłby bardzo skutecznie (w kontekście rynkowej efektywności ekonomicznej) zastąpić system aukcyjny (wymagałoby to „odwrócenia” kierunku wymiany barterowej, czyli realizacji najbardziej generalnej zasady rynków silnie konkurencyjnych, zgodnie z którą wytwórcy WEK powinni pokrywać koszty usług przesyłowych w całości, tzn. produkować energię elektryczną w podstawie, bez usług systemowych, które powinny być realizowane przez bardziej właściwe do tego: energetykę EP oraz NI).

Z punktu widzenia rynkowej efektywności ekonomicznej klastrów KE bardzo ważną sprawą będzie dopuszczenie do stosowania przez operatorów OHT_{KE} taryf dynamicznych na energię oraz dobre wykorzystanie współczynnika WNM (NM – *net metering*), stanowiącego ekwiwalent opłaty dystrybucyjnej, jako wielkości „4-wymiarowej”. Mianowicie, chodzi o współczynnik WNM, a na osłonie bilansowej klastra KE współczynnik WNM_{KE}, jako wielkość: **1** - zróżnicowaną dla różnych prosumenckich technologii OZE z produkcją wymuszoną (w szczególności dla źródeł PV na jednym biegunie i na drugim biegunie dla mikroelektrowni biogazowych μ EB pracujących ze stałą mocą, niezdolnych do pracy w trybie bilansująco-regulacyjnym) oraz dla całego klastra KE (dla koordynatora KE), **2** - kalibrowanej/taryfowanej dynamicznie w czasie (w długiej perspektywie, w skrajnym wypadku aż do 2050 roku), np. na okresy 3-letnie, **3** – zmiennej w „przestrzeni” sieciowej, tzn. zróżnicowanej dla węzłów sieciowych (dla pewnych klas węzłów, w szczególności dla: przyłączy prosumenckich nN, stacji transformatorowych SN/nN, przyłączy prosumenckich SN, stacji transformatorowych 110 kV/SN), w których *net metering* będzie stosowany, **4** – zróżnicowanej dla czasów rozliczeniowych *net meteringu* (pół roku, doba, godzina, 15 minut, 5 minut).

Self dispatching. O ile prosumenckie współczynniki WNM są przypisane do fizycznych węzłów sieci rozdzielczej SN/nN (węzłów przyłączeniowych prosumenckich), to współczynnik WNM_{KE} jest współczynnikiem wirtualnego *net meteringu*, na osłonie bilansowej klastra KE. Zarówno współczynniki prosumenckie WNM, jak i klastrowy WNM_{KE}, stanowią przy tym

niezwykle przejrzysty mechanizm rynkowy napędzający *self dispatching*. U prosumentów jest to w szczególności *self dispatching* w postaci systemu DSM/DSR, zarządzanego routerem OZE. W całym klastrze KE jest to z kolei *self dispatching* realizowany przez operatora OHT_{KE}.

W tendencji (horyzont 2040) trójbiegunowy (WEK-NI-EP) system bezpieczeństwa energetycznego będzie prowadził, poprzez bardzo silne interakcje, do trzech efektów: 1° - intensyfikacji wykorzystania zdolności przesyłowych istniejących sieci rozdzielczych SN/nN i nowego sposobu ich kształtowania, całkowicie odmiennego od dotychczasowego, 2° - rozwoju energetyki EP poprzez inwestycje w prosumenckie źródła OZE, głównie PV i μ EB, oraz prosumencki/indywidualny *self dispatching* (zarządzanie prosumenckimi łańcuchami wartości), 3° - rozwoju energetyki NI poprzez inwestycje w źródła OZE, w szczególności bilansująco-regulacyjne, i *self dispatching* klastrowy. Generalnym skutkiem będzie praktyczne wyeliminowanie (horyzont 2040) przepływów energii i usług regulacyjnych na wirtualnych osłonach klastra KE (między klastrami KE i KSE w obecnych GPZ-tach).

Oczywiście, w praktyce musi być zapewniona bardzo duża prostota wykorzystania współczynników prosumenckich WNM, jak i współczynnika WNM_{KE}. Z drugiej strony regulacje dotyczące tych współczynników muszą zapewniać efektywną konkurencję („zbieżność” procesów rozwojowych obejmujących istniejącą sieć rozdzielczą SN/nN, energetykę EP i energetykę NI do procesu takiej konkurencji), oznaczającą efektywne wykorzystanie istniejącej sieci rozdzielczej SN/nN oraz budowę nowych zasobów bilansująco-regulacyjnych energetyki EP i NI w osłonie bilansującej. (Stawia się tu przy tym ogólną tezę, że rynek energii elektrycznej w klastrach KE będzie kierunkowo rozwijał się podobnie jak rynek 2.0 zapisany w nowelizacji Programu Energiewende, o której zdecydował niemiecki Parlament na 7 lipca 2016 roku).

KLASTER ENERGETYCZNY (KLASTER KE)

Poniżej przedstawia się zagadnienia, których dobre „ustrukturalizowanie” jest niezbędne do przeprowadzenia nowelizacji ustawy OZE w kontekście funkcjonowania klastra energetycznego na rynku energii elektrycznej. W opisie zagadnień przedstawionych dla klastra KE (funkcjonującego na obszarach wiejskich) na razie nie uwzględnia się powiązań ze spółdzielnią energetyczną rolników realizujących zadania z obszaru gospodarki energetycznej (sprawa takich powiązań lub „równoległego” działania klastra i spółdzielni wymaga dodatkowych uzgodnień). Z drugiej strony za ważne zagadnienie uznaje się zapoczątkowanie działań na rzecz przebudowy energetyki w miastach (306 miast), przy wykorzystaniu spółdzielni mieszkaniowych. Struktura tego zagadnienia jest przedstawiona jako odrębny („uboczny”) fragment niniejszej Zapowiedzi Raportu BŻEP.

Bilans/miks energetyczny klastra KE

Prezentowany tu bilans/miks (dalej „bilans”) ma dwa cele do spełnienia. Po pierwsze, ma uwiarygodnić tezę, że osiągnięcie samowystarczalności energetycznej obszarów wiejskich w horyzoncie 2040 z jednej strony jest zadaniem mobilizującym, uwzględniając bezład obecnej polityki energetycznej, a z drugiej w pełni realnym do realizacji przez całkowicie nowe siły (energetyka EP i NI). Po drugie, że jest możliwa budowa nowoczesnego bezpieczeństwa energetycznego obszarów wiejskich jako „pochodnej” modernizacji i rozwoju tych obszarów z bardzo silnym pobudzeniem kompetencyjnym mieszkańców i zachowaniem zasady zamkniętego/neutralnego obiegu przyrodniczego, czyli z pełnym opłaceniem dotychczas nieopłacanych kosztów zewnętrznych powodowanych przez energetykę.

Poniższy bilans referencyjny jest bilansem dla klastra KE o zasięgu powiatowym, obejmującym wszystkich obecnych odbiorców energii elektrycznej w powiecie. Przy tym jest to tylko pierwszy etap przybliżenia. Mianowicie jest to bilans (roczny) bez „grafikowania”, na „miedzianej płycie”. Badania dotyczące kolejnych etapów: drugiego – bilans grafikowany (w tendencji grafikowanie 5-minutowe) i trzeciego – bilans na infrastrukturze sieciowej SN/nN są w toku (Centrum Energetyki Prosumenckiej Politechniki Śląskiej).

- 1. Źródła prosumenckie** (14,3 tys. domów jednorodzinnych, w tym 4,1 tys. socjalnych gospodarstw rolnych, o powierzchni do 20 ha; 350 średnio-towarowych gospodarstw rolno-hodowlanych, o powierzchni 20 do 100 ha). Roczna produkcja wymuszona źródeł PV (4 kW), w tendencji (przez wszystkich obecnych odbiorców): $14,3 \text{ tys.} \times 4 \text{ MWh} = 57 \text{ GWh}$, energia elektryczna wykorzystana na potrzeby własne 28 GWh. Roczna produkcja źródeł μ EB (10 kW) energii elektrycznej bilansującej (źródła z zasobnikiem biogazu), w tendencji (przez wszystkie średnio-towarowe gospodarstwa rolno-hodowlane): $350 \times 80 \text{ MWh} = 28 \text{ GWh}$.
- 2. Elektrownie wiatrowe EW (3 MW).** Roczna produkcja wymuszona, w tendencji (jedna elektrownia w gminie, 7 elektrowni w klastrze KE): $7 \times 3 \text{ MW} \times 2500 \text{ h/rok} = 52 \text{ GWh}$.
- 3. Elektrownie biogazowe EB (1 MW).** Roczna produkcja energii elektrycznej bilansującej (elektrownie z zasobnikiem biogazu), w tendencji (jedna elektrownia w gminie, 7 elektrowni w klastrze KE): $7 \times 1 \text{ MW} \times 8000 \text{ h/rok} = 56 \text{ GWh}$.
- 4. Elektrownia C-GEN (5 MW).** Roczna produkcja energii elektrycznej bilansującej (elektrownia z zasobnikiem gazu syntezowego): $5 \text{ MW} \times 8000 \text{ h/rok} = 40 \text{ GWh}$.

Przedstawione obliczenia pokazują, że potencjalna roczna produkcja energii elektrycznej (233 GWh) przekracza potencjalne zapotrzebowanie (120 GWh) prawie 2-krotnie, czyli są spełnione warunki równowagi rynkowej (jest duża nadwyżka potencjalnej podaży nad potencjalnym popytem). Ponadto, jest wystarczający potencjał produkcji energii elektrycznej bilansującej (124 GWh) nad produkcją wymuszoną energii elektrycznej w źródłach PV niewykorzystaną na potrzeby własne (28 GWh), oraz nad produkcją wymuszoną elektrowni wiatrowych (52 GWh). Pokazana tu w wielkim uproszczeniu potencjalna nadwyżka zasobów wytwórczych energii elektrycznej, w tym bilansująco-regulacyjnych, może w kolejnych latach (zwłaszcza przy okazji spodziewanej w horyzoncie 2030 globalnej rewizji trendów technologicznych w energetyce) zmienić proponowany polski cel 2040 dla obszarów wiejskich. Mianowicie, z celu, którym jest autonomizacja energetyczna, na cel, którym mogłoby być uzyskanie przez obszary wiejskie pewnych (niewielkich) zdolności „eksportowych”.

Oczywiście, struktura zdolności wytwórczych klastra KE (w tendencji samobilansującego się, w horyzoncie 2040) będzie podlegać rynkowej racjonalizacji. Tu przyjmuje się, jako punkt wyjścia do różnorodnych badań, następującą strukturę wytwarzania energii elektrycznej: źródła PV (50% z potencjału) – 30 GWh, z tego 15 GWh wykorzystane na potrzeby własne prosumentów; mikroźródła biogazowe μ EB (50% z potencjału) – 14 GWh; elektrownie wiatrowe EW (3 elektrownie) – 22 GWh; elektrownie biogazowe EB (4 elektrownie) 32 GWh; elektrownia C-GEN (1 elektrownia) – 35 GWh (obniżono, w stosunku do potencjalnej, czas wykorzystania mocy zainstalowanej elektrowni do 7000 h/rok). Łączna potencjalna produkcja dobranych źródeł (133 GWh) przewyższa zatem o około 10% potencjalne zapotrzebowanie, a łączna produkcja energii elektrycznej w źródłach bilansujących (86 GWh) przekracza znacznie produkcję wymuszoną niewykorzystaną na potrzeby własne (37 GWh).

Nakłady (w cenach stałych) potrzebne na zrealizowanie niezbędnych inwestycji wytwórczych w klastrze KE (aby osiągnął on samowystarczalność energetyczną), odpowiadające zaproponowanej strukturze technologicznej źródeł, szacuje się na około 390

mln PLN. Są to bardzo duże nakłady, ale z drugiej strony są bardzo racjonalne w kontekście celów, którym służą. Pokazuje to najważniejszy test, mianowicie ich porównanie z 25-letnią wartością rynku energii elektrycznej, wnoszącą (bez podatku VAT, w cenach stałych) 1,5 mld PLN. To oznacza, że nakłady inwestycyjne w wytwarzanie, zapewniające cywilizacyjną przebudowę energetyki w klastrze KE (100% rynku energii elektrycznej) wynoszą zaledwie 26% wartości rynku.

Dla porównania, nakłady inwestycyjne na same tylko elektrownie jądrowe (6 GW) uwzględnione w Programie [3] trzeba obecnie szacować na około 180 mld PLN (zgodnie z doświadczeniami brytyjsko-francuskimi, związanymi z kontraktem różnicowym dla Elektrowni Hinkley Point), a dodatkowo odłożyć około 55 mld PLN na ich likwidację (zgodnie z doświadczeniami niemieckimi). Zatem przyjmując nawet 2-krotne wydłużenie żywotności elektrowni jądrowych (do 50 lat), w porównaniu z żywotnością technologii wytwórczych dla klastra KE, otrzymuje się druzgocący wynik testu dla Programu [3]. Mianowicie, procentowe nakłady inwestycyjne na elektrownie jądrowe (wraz z kosztami likwidacji), w stosunku do 50-letniej wartości rynku pokrytego przez te elektrownie (wymagające wielkich zasobów usług systemowych bilansująco-regulacyjnych oraz wielkich nowych zdolności przesyłowych w sieciach przesyłowych i zdolności dystrybucyjnych w sieciach rozdzielczych, zwłaszcza 110 kV), są 2-krotnie wyższe (wynoszą około 50%) od procentowych nakładów inwestycyjnych na klastrze technologie wytwórcze: 26% w stosunku do 25-letniej wartości rynku energii elektrycznej (w dodatku trzeba przecież uwzględnić, że klastrze technologie wytwórcze posiadają wystarczające własne zdolności bilansująco-regulacyjne, a ponadto w ogóle nie tworzą zapotrzebowania na sieci przesyłowe i sieci rozdzielcze 110 kV oraz zmniejszają radykalnie zapotrzebowanie na sieci SN i nN).

Wybrane uwagi dotyczące klastrów KE ukierunkowane na nowelizację ustawy OZE

Poniżej przedstawia się wybrane zagadnienia dotyczące potencjalnej nowelizacji ustawy OZE. Zasadniczą sprawą jest przy tym takie podejście do tej nowelizacji, które umożliwi uniknięcie ustawy o rynku mocy, a z drugiej strony osiągnięcie celów tej ustawy, w efektywniejszy sposób, za pomocą *net meteringu* i *self dispatchingu* w klastrach KE.

1. Cel

1.1. Cel główny, długoterminowy, tworzenia klastrów KE: samowystarczalność energetyczna (bezemisyjność, a nawet więcej, zamknięty obieg przyrodniczy gospodarki energetycznej) obszarów wiejskich w horyzoncie 2040; samowystarczalność osiągnięta poprzez wykorzystanie lokalnych zasobów (przyrodniczych, ludzkich), połączona z rozwiązywaniem lokalnych problemów środowiskowych, prowadząca do fundamentalnego wzrostu kompetencji społeczności lokalnych (lokalnego *know how*).

1.2. Cel bieżący, operacyjny: budowa zdolności oddolnych gmin do obrony własnego bezpieczeństwa energetycznego w procesie trwającej przebudowy energetyki (przebudowy w kierunku trójbiegunowego systemu bezpieczeństwa: WEK-NI-EP).

1.3. Mapa drogowa 2040: W tym horyzoncie (25 lat), kluczowym z punktu widzenia ryzyka dla energetyki EP oraz NI, będą się zmieniały w zasadniczy sposób: 1° - technologie wytwórcze (25 lat, to czas życia najważniejszych, w kontekście klastrów KE, źródeł OZE, np. takich jak mikroźródła μ PV, elektrownie biogazowe EB, elektrownie wiatrowe EW, mikroelektrownie biogazowe μ EB, mikroelektrownie wiatrowe μ EW) oraz technologie zasobnikowe (już w horyzoncie 2020 ustabilizuje się rola rynkowa akumulatorów elektrycznych oraz superkondensatorów), 2° - model rynku energii elektrycznej (operatorzy handlowo techniczni OHT_{KE} w klastrach KE powinni na obszarach wiejskich już w

horyzoncie 2025 stosować cenotwórstwo czasu rzeczywistego CCR jako podstawowe), 3° - poziom cyfryzacji energetyki, czyli poziom rozwoju inteligentnej infrastruktury (skutkiem będą całkowicie nowe, holistyczne – uwzględniające energię elektryczną, ciepło, energię transportową – systemy zarządzania gospodarką energetyczną u prosumentów i w klastrach KE, skutkujące nowym, rosnącym znaczeniem systemów DSM/DSR), który to poziom będzie wyznaczał całkowicie nową, pomniejszającą się, po 2025 roku, rolę elektroenergetycznych sieci rozdzielczych (w ich obecnym kształcie, i w stosunku do ich obecnego sposobu funkcjonowania).

2. Struktura podmiotowa

Zgodna z ustawą OZE, z niezbędnymi modyfikacjami

3. Zakres przedmiotowy działania - współuczestnictwo w realizacji zadań w następujących pięciu obszarach:

- 3.1. Budowa efektywnej/wydajnej infrastruktury krytycznej gmin
- 3.2. Konsolidacja gospodarki energetycznej z gospodarką odpadami i programami redukcji niskiej emisji
- 3.3. Wykorzystanie potencjału prosumeryzmu w obszarze energetyki (stworzenie bazy do prosumeryzmu ustrojowego)
- 3.4. Tworzenie podstaw pod dywersyfikację działalności gospodarczej rolników (dywersyfikacja ta będzie krytycznym warunkiem rozwoju obszarów wiejskich po 2020 roku, kiedy rozpocznie się gwałtowna redukcja polityki rolnej w UE)
- 3.5. Wykorzystanie charakterystycznych zasobów energetycznych i okołoenergetycznych dostępnych w gminach na rzecz pobudzania jej rozwoju

4. Klaster KE na rynku energii i paliw, w szczególności na rynku energii elektrycznej

- 4.1. Koordynator klastra KE ma koncesję na obrót energią elektryczną na rynku odbiorców końcowych TPA
- 4.2. Klaster KE ma koncesje na handel na rynkach RDN, RDB, RB
- 4.3. Koordynator klastra KE buduje kompetencje własne operatora OHT_{KE} (w tym mieści się wykorzystanie kompetencji posiadanych przez niezależnych inwestorów, o ile są członkami klastra KE)
- 4.4. Klaster KE buduje kompetencje własne na rzecz stosowania taryfy dynamicznej nadzorowanej przez URE

5. Miejsce klastra KE w realizacji bieżących zadań własnych gminy (jako podmiotu prawa) oraz w strategii gminy

- 5.1. Umowa cywilno-prawna powierzenia przez gminę klastrowi KE zadań własnych, w szczególności w zakresie gospodarki energetycznej
- 5.2. Uczestnictwo klastra KE w kontrakcie regionalnym jako transpozycja gospodarki energetycznej w gminie na poziom strategii rozwojowej województwa

6. Użytkowanie sieci rozdzielczej nN/SN przez klaster KE

- 6.1. Obowiązki operatora OSD w zakresie zapewnienia przejrzystości funkcjonowania sieci nN/SN (jako koncesjonowanej infrastruktury rynku energii elektrycznej) na obszarze klastra KE, w szczególności zapewnienie dostępności profili dobowych obciążeń węzłów sieciowych stanowiących podstawę decyzji inwestycyjnych uczestników klastra KE w obszarze źródeł wytwórczych (szczególne znaczenie, na początek, mają dobowe profile obciążenia GPZ-ów, czyli stacji transformatorowych 110 kV/SN, oraz stacji transformatorowych SN/nN)

6.2. Wymaganie umowy cywilno-prawnej między klastrem KE i operatorem OSD (w zakresie zadań klastra KE wykraczających poza koncesję operatora OSD) tworzącej podstawę nowego typu regulacji, mianowicie regulacji negocjacyjnych

6.3. Mechanizmy/rozwiązania wprowadzone za pomocą prawa (net metering – konstrukcja, kalibrowanie/taryfowanie; prawo klastra KE do dzierżawy sieci nN/SN; prawo klastra KE do wezwania operatora OSD do sprzedaży sieci i prawo pierwokupu)

Uwaga: Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze, na których będą funkcjonować klastry KE trzeba rozpatrywać w kontekście dwóch przeciwbieżnych procesów. Pierwszym z nich jest „otwieranie” połączeń transgranicznych w UE („dokończenie” budowy jednolitego, europejskiego rynku energii elektrycznej, którego podstawy koncepcyjne rodziły się na początku lat 90’ minionego wieku), mianowicie zapewnienie w horyzoncie 2030 przez każdy kraj członkowski zdolności wymiany transgranicznej nie mniejszej niż 15% zapotrzebowania szczytowego kraju. Drugim jest „zamykanie” połączeń między klastrami KE i systemem KSE (rozpoczynający się rozwój energetyki EP pociąga za sobą autonomizację elektroenergetyki lokalnej, czyli w szczególności szybką redukcję wymiany, poprzez węzły sieciowe w postaci GPZ-ów).

7. Analiza prawna

7.1. Audyt istniejącego prawa (istniejących regulacji prawnych)

7.2. Lista aktów prawnych wymagających zmian

8. Uzasadnienie

8.1. Realizacja generalnej zasady: klastr KE wykorzystuje potencjał optymalizacji gospodarki energetycznej w obszarze, w którym gminy realizują ustawowe zadania własne, a ponadto zadania rozwojowe na rzecz mieszkańców w taki sposób, że produkcja energii nie powoduje problemów, szczególnie środowiskowych, pozwala natomiast obniżać koszty osiągania priorytetowych efektów/celów

8.2. Wykorzystanie potencjału synergetycznego powiązania gospodarki energetycznej z innymi obszarami działalności gospodarczej gmin, wdrożenie holistycznego podejścia, wyzwolenie na dużą skalę innowacyjności miękkiej, kreacja wartości wspólnotowych

8.3. Przejęcie odpowiedzialności w zakresie wynikającym z dostępnego poziomu kompetencji i kapitału społecznego istniejącego w klastrze KE (przejęcie od korporacjonizmu do prosumeryzmu, poprzez subsydiaryzm)

8.4. Zdynamizowanie przebudowy energetyki poprzez zrationalizowanie trójbiegunowego (WEK-EP-NI) systemu bezpieczeństwa, uniknięcie niebezpiecznego dla kraju konfrontacyjnego wariantu rozwoju wydarzeń w energetyce

ZAKOŃCZENIE

Kilka uwag dotyczących uwzględnienia w ustawie OZE spółdzielni mieszkaniowych w miastach. Przebudowa elektroenergetyki na obszarach wiejskich, sama w sobie bardzo ważna, ma bez wątpienia wystarczający potencjał, aby pobudzić przebudowę elektroenergetyki w całości, tzn. również w miastach i przemysłową. Oczywiście każdy z trzech segmentów elektroenergetyki/energetyki (wiejski, miejski, przemysłowy) ma inne właściwości, warunkujące właściwości nowej energetyki (łańcuchów usług energetycznych).

W kontekście ustawy OZE, jej kolejnych nowelizacji, pilną sprawą jest ustrukturalizowanie modelu rozwojowego elektroenergetyki miejskiej (306 miast). Rolę klastra energetycznego KE na obszarach wiejskich mogą skutecznie przejąć w miastach, na początku, w dużej części, spółdzielnie mieszkaniowe (4,5 tys. spółdzielni mieszkaniowych). Może się to odbyć poprzez rozszerzenie zakresu realizowanych obecnie zadań statutowych

spółdzielni mieszkaniowych stopniowo na obszar gospodarki energetycznej członków (częściowe uwolnienie członków od tej działalności, ale też dodanie przez członków spółdzielniom nowych zadań, wymuszanie na spółdzielniach przez członków nowych oddolnych inicjatyw, np. w zakresie redukcji niskiej emisji).

Nie ma przecież istotnego powodu, aby członkowie spółdzielni mieszkaniowej musieli podpisywać indywidualną umowę z dostawcą (umowę kompleksową, bądź umowę TPA) na dostawę energii elektrycznej, jeśli w obszarze zaopatrzenia w ciepło, wodę i innych usług mogą być reprezentowani wobec odpowiednich dostawców przez spółdzielnię, jako podmiot prawny. Oczywiście, byłoby nieporozumieniem sądzić, że wystarczy samo scedowanie gospodarki energetycznej przez członków na spółdzielnie mieszkaniowe, bez interakcji prosumenckiej *know how* członków i spółdzielni (bez wzrostu kapitału społecznego).

Jako pewną analogię do klastra energetycznego KE na obszarach wiejskich podaje się tu główny cel i zakres przedmiotowy spółdzielni mieszkaniowej rozszerzającej działalność na obszar gospodarki elektroenergetycznej (SME). Celem bez wątpienia powinno być uruchomienie płynnego procesu wchodzenia miast w realizację modelu Smart City. Z kolei zakres przedmiotowy działania spółdzielni SME powinien obejmować współuczestnictwo w realizacji zadań w dwóch obszarach. Są to: 1° - redukcja niskiej emisji (niska emisja: punktowa – duże źródła ciepła, powierzchniowa – budynkowe źródła ciepła, liniowa – transport), 2° - inteligentna infrastruktura (*car sharing*, inteligentna infrastruktura do zarządzania gospodarką energetyczną w blokach mieszkalnych, na osiedlach, ...).

Podkreśla się, że stworzenie możliwości do włączenia się przez spółdzielnie mieszkaniowe w proces realizacji określonego powyżej celu i we współuczestnictwo w realizacji wymienionych zadań w trybie wprowadzenia do ustawy OZE (w ramach jej nowelizacji) odpowiednich zmian jest stosunkowo łatwe.

Kilka uwag dotyczących statusu prezentowanych propozycji zmian. Propozycje są postulatywnymi propozycjami autora. To oznacza, że nie stoi za nimi rząd, żadna inna instytucja odpowiedzialna za bezpieczeństwo energetyczne w Polsce (URE, OSP-PSE), ani też żadne środowisko posiadające stosowny mandat społeczny (środowisko naukowe – np. PAN, środowisko gospodarcze – np. Krajowa Izba Gospodarcza, środowisko inżynierskie – np. SEP, czy jeszcze inne). Czyli za modelem nie stoi żadna realna siła decyzyjna ani realna siła lobbystyczna.

Z drugiej strony, autor wyraża przekonanie, że z propozycjami wiąże się duży potencjał w zakresie kształtowania nowej świadomości/mentalności i nowego układu sił związanego z zaspakajaniem gospodarki w energię elektryczną. W tym kontekście propozycje mogą przyspieszać pełzające zmiany, które i tak są nieuchronne jako wynik napięcia między nadbudową i bazą, czyli jako wynik nieadekwatności rządowej polityki energetycznej i modelu biznesowego energetyki WEK względem nowego środowiska technologicznego, ekonomicznego i społecznego (w szczególności względem energetyki NI oraz EP).

Oczywiście, autor formułując propozycje nie czuł się skrępowany istniejącymi regulacjami prawnymi, jeśli uznał, że są one nieracjonalne. Dlatego na przykład w bilansie klastra KE pojawiły się elektrownie wiatrowe EW, chociaż ustawa „odległościowa” praktycznie eliminuje je z zestawu technologii klastrowych w kolejnych latach (nie ma jednak wątpliwości, że technologia ta zostanie przywrócona do „łask”, nastąpi to niestety dopiero po załamaniu się etatystycznej polityki energetycznej, która w żadnym wypadku nie ma długoterminowych perspektyw).

Ponadto, propozycje, zwłaszcza dotyczące potrzeby radykalnych zmian modelu rynku energii elektrycznej, są kierowane do tych, którzy widzą tę potrzebę i działają na rzecz jej realizacji, pokonując przy tym liczne trudności. Także do tych, którzy jeszcze są nieświadomi siły procesów dokonujących się w globalnej energetyce, i nie dostrzegają na razie

niebezpieczeństwa dla polskiej energetyki. Jeśli propozycje zostaną wykorzystane w debacie nad dokumentami [2, 3], to autor uzna, że choć w części wypełnił swój dług energetyka wobec nauki i praktyki oraz, jako obywatel, wobec społeczeństwa.

Źródła

- [1] Ustawa OZE, obowiązująca od 1 lipca 2016 r.
- [2] Projekt rozwiązań funkcjonalnych rynku mocy. Wersja 1.0. Ministerstwo Energii. Warszawa, 4 lipca 2016 r.
- [3] Strategia na rzecz odpowiedzialnego rozwoju. Projekt do konsultacji społecznych. Ministerstwo Rozwoju. Warszawa, 29 lipca 2016 r.
- [4] Popczyk J. Model interaktywnego rynku energii elektrycznej. Od rynku grup interesów do cenotwórstwa czasu rzeczywistego. Ostatnia, piąta wersja – 6.05.2016 (pierwsza wersja – 20.02.2015). Biblioteka BZEP, www.klaster3x20.pl.
- [5] Niewiedział E., Niewiedział R. Sieć elektroenergetyczna na terenach wiejskich. Potrzeby rozwojowe i modernizacyjne. *Energia Elektryczna*, kwiecień 2012 r.

Datowanie (wersja oryginalna) – 4.8.2016 r.