



Studia Podyplomowe

EFEKTYWNE UŻYTKOWANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

w ramach projektu

Śląsko-Małopolskie Centrum Kompetencji Zarządzania Energią

Wyzwania energetyczne XXI wieku

Prof. dr hab. inż. Jan Popczyk, Politechnika Śląska

ENERGETYKA PROSUMENCKA

Jan Popczyk

Jedno pytanie główne, pięć pomocniczych i jedno retoryczne – zamiast wstępu. Pytanie główne jest następujące: dlaczego w sytuacji, która nie wymaga już politycznej wyobraźni, a tylko elementarnej wiedzy, Polska pozwala kolonizować swoją energetykę przez globalne firmy „doradcze” (konsultingowe), nie tworzy natomiast własnych strategicznych kompetencji w tym obszarze.

Trzy pierwsze pytania szczegółowe, ale nie mniej ważne niż główne, są następujące. Jaki Polska ma interes w wyprowadzeniu za granicę do 2030 roku dominującej części ze 150 mld PLN potrzebnych na budowę 2 elektrowni jądrowych z 2 blokami 1600 MW każda? Drugie pytanie: jaki Polska ma interes w wyprowadzeniu za granicę do 2020 roku bardzo dużej części (ponad połowy) z 80 mld PLN potrzebnych na budowę bloków węglowych o mocy 10 GW, w powiększaniu za ich pomocą do 2060 roku już obecnie bardzo niekorzystnego salda import-eksport węgla (przewaga importu w 2011 roku wyniosła ponad 10 mln ton), a także w zasilaniu budżetu unijnego po 2020 roku opłatami za coraz droższe (o to „zadba” Komisja Europejska) uprawnienia do emisji CO₂. Trzecie pytanie: jaki Polska ma interes, aby dofinansowywać elektroenergetykę WEK¹ za pomocą współspalania (w 2011 roku nie mniej niż 2 mld PLN), a także dopłat do zamortyzowanych wielkich elektrowni wodnych (w 2011 roku nie mniej niż 1 mld PLN), i petryfikować tę elektroenergetykę za pomocą derogacji (fakt, że elektroenergetyka jest beneficjentem dominującej część darmowych uprawnień do emisji przyznanych Polsce do 2019 roku, które łącznie wynoszą w całym okresie około 405 mln ton, ma bardzo poważne konsekwencje, mianowicie osłabia mechanizmy proefektywnościowe)?

Dwa następne pytania szczegółowe (mogłoby ich być więcej) mają inny charakter, w porównaniu z pierwszymi trzema, w szczególności „wychodzą” na całą energetykę (konwergencja energetyki, czyli zacieranie granic między sektorami energetycznymi jest najistotniejszą cechą energetyki prosumenckiej). Czwarte pytanie: jaki Polska ma interes w budowaniu presji na kreowanie najbardziej energochłonnego dochodu narodowego w UE. Polska energochłonność PKB kształtuje się na poziomie 1,8 MWh (energii pierwotnej) na tys. € i jest wyższa o około 30% od niemieckiej. Prognozy demograficzne dla Polski i Niemiec są podobne – najbardziej niekorzystne w Europie, mówiące o spadku liczby ludności do 2050 roku o 15%. Problem polega jednak na tym, że niemiecka strategia energetyczna/gospodarcza mówi o redukcji rynku energii pierwotnej o 50% do 2050 roku. W Polsce dominują natomiast korporacyjne polityki „dynamicznego” wzrostu rynków energetycznych). Piąte pytanie: jaki Polska ma interes w podtrzymywaniu najbardziej nieefektywnego systemu wsparcia OZE w Europie? Chodzi o to, że za 15 mld PLN wsparcia, które pochłonął system zielonych certyfikatów od 2005 roku nie została wykreowana żadna polska specjalność technologiczna w obszarze OZE (oprócz wykorzystania tych pieniędzy na finansowanie szkodliwego współspalanie i na dopłaty do zamortyzowanych wielkich elektrowni wodnych, o czym była mowa, zostały one przejęte przez zagranicznych dostawców wielkich turbin wiatrowych).

Pytanie retoryczne jest następujące: czy korporacja energetyczna (pytanie dotyczy także innych korporacji) jest wolna od syndromu korporacji TEPCO w Japonii, a jeszcze bardziej

¹ WEK – wielkoskalowa energetyka korporacyjna (obejmująca cały tradycyjny kompleks paliwowo-energetyczny, w szczególności kopalnie, rafinerie, elektrownie i sieciowe systemy przesyłowe). URE – urzędnicy rozproszonej energetyki (na wszystkich trzech rynkach końcowych: energii elektrycznej, ciepła, transportu), w tym smart EV (*electric vehicle*).

drastycznie postawione – od syndromu korporacji piłkarskiej PZPN w Polsce? Dlaczego Polska zmarnowała reformę liberalizacyjną elektroenergetyki z lat 1990÷1995, wpisaną w zmiany ustrojowe. Gdy w dodatku Niemcy realizują konsekwentnie reformę rozpoczętą 8 lat później niż Polska (w 1998 roku weszła w życie ustawa liberalizująca niemiecki rynek energii elektrycznej) i osiągnęły już roczną produkcję energii elektrycznej w źródłach odnawialnych (farmy wiatrowe, biogazownie, fotowoltaika, małe elektrownie wodne) przekraczającą 120 TWh).

Oczywiście, niemieckie zapotrzebowanie na energię elektryczną jest czterokrotnie większe od polskiego, ale to i tak oznacza, że Niemcy osiągając w ostatnich 15 latach ponad 20-procentowy udział energii elektrycznej ze źródeł OZE oddaliły się od Polski o „epokę”. Mianowicie, w Polsce procentowy udział energii elektrycznej ze źródeł OZE – z porównywalnych technologii (a praktycznie z farm wiatrowych, bo przecież mamy tylko śladowy udział źródeł fotowoltaicznych i biogazowych oraz małych elektrowni wodnych) – jest dziesięciokrotnie mniejszy. Spektakularne wyniki w produkcji energii elektrycznej w źródłach odnawialnych pociągnęły za sobą jeszcze bardziej spektakularne wyniki w redukcji emisji CO₂. Mianowicie, Niemcy, których roczna emisja CO₂, jako baza celu emisyjnego, wynosiła około 0,6 mld ton przekroczyły już swój cel redukcyjny, wynoszący 120 mln ton.

Potrzeba drugiej proefektywnościowej reformy elektroenergetyki

Pierwsza taka reforma była częścią zmian ustrojowych zapoczątkowanych w 1989 roku. Jej istotą była decentralizacja i liberalizacja oraz wykorzystanie zasady TPA do wdrożenia konkurencji na rynku energii elektrycznej. Odwrót od założeń pierwszej reformy, czyli konsolidacja zapoczątkowana utworzeniem PKE w 2000 roku, doprowadzona w latach 2006÷2009 do zwyrodniałej postaci, wyeliminowała zdolności dostosowawcze elektroenergetyki do niezbędnych zmian (pewien wyjątek stanowi Grupa Energa), a konkurencja przybrała wyłącznie fasadowy charakter. W rezultacie dalsze procesy w elektroenergetyce, destrukcyjne, będą miały wiele wspólnego ze zjawiskami, które występowały w innych obszarach gospodarki. Wybrane przykłady, z charakterystycznymi „przełomami”, od nieefektywności do przegranych tych, którzy z nieefektywności nie potrafili się wyzwolić, są następujące.

1. Budownictwo wielkopłytowe, dominujące do połowy lat 1970. w Europie Zachodniej, a w Polsce do końca lat 1980. przegrało w latach 1990. z budownictwem deweloperskim i indywidualnym konwencjonalnym oraz lekkim. Współcześnie rozpoczyna się etap budownictwa pasywnego (budynki nowe oraz termomodernizacja budynków istniejących z wykorzystaniem technologii domu pasywnego).

2. PGR przegrały na początku lat 1990. z powodu szokowej terapii rynkowej. Mianowicie, rząd nie stworzył warunków prawnych do restrukturyzacji PGR-ów (nie dostały one w ogóle czasu na restrukturyzację). Trzeba podkreślić jednak, że brak rządowej strategii zrównoważonej restrukturyzacji rolnictwa, obejmującej PGR, rolnictwo prywatne średnio-towarowe i rolnictwo socjalne nie spowodował jednak utraty bezpieczeństwa żywnościowego, spowodował natomiast ogromne koszty (likwidacja PGR-ów). Trzeba także podkreślić, że w okresie przedakcesyjnym (od 1999 roku) rolnictwo musiało zrealizować wielki program restrukturyzacyjny za pieniądze, które sumarycznie były wielokrotnie mniejsze od rocznych pieniędzy przeznaczanych na wsparcie celu dotyczącego OZE, w części realizowanej przez energetykę WEK (Program SAPARD, przeznaczony na dostosowanie polskiego rolnictwa do Wspólnej Polityki Rolnej, funkcjonujący w latach 1999÷2006, miał roczne finansowanie poniżej 200 mln. €).

3. Górnictwo węgla kamiennego przegrywa na świecie historyczną konfrontację z ropą naftową, gazem ziemnym i przede wszystkim z wymaganiami ochrony środowiska oraz z

efektywnością energetyczną. W Polsce przegrywa górnictwo korporacyjne, to które nie poddaje się, albo poddaje się bardzo wolno restrukturyzacji (likwidacja Zagłębia Wałbrzyskiego w latach 1990. i bardzo trudna sytuacja górnictwa w konurbacji górnośląskiej – spółki KHW i KW – najtrudniej poddającego się restrukturyzacji; lepsza sytuacja Jastrzębskiego Zagłębia Węglowego – JSW; najlepsza sytuacja Lubelskiego Zagłębia Węglowego – LWB, najbardziej rynkowego).

4. Transport kolejowy funkcjonujący w Polsce w formule skonsolidowanego przedsiębiorstwa państwowego (całkowity monopol) aż do końca 2000 przegrywał, mimo bardzo dramatycznej restrukturyzacji zatrudnienia (1990 - 340 tys. osób, 2001 - 150 tys.) systematycznie z transportem drogowym (rozwijającym się pod wpływem konkurencji). Utrzymująca się korporacyjna kultura transportu kolejowego, upolitycznienie i brak postępu w prywatyzacji oraz wynikający stąd brak restrukturyzacji technologicznej czynią z tego transportu, w przeszłości kluczowego, najbardziej przegrany obszar gospodarki.

5. Hutnictwo państwowe, mimo konsolidacji i restrukturyzacji zatrudnienia (Huta Lenina miała maksymalne zatrudnienie w swojej historii około 40 tys. osób, Huta Katowice około 25 tys. osób, a utworzone w 2002 roku Polskie Huty Stali (Huty: Sendzimira, Katowice, Florian i Cedler), kiedy były prywatyzowane w 2003 roku zatrudniały 17 tys. osób) funkcjonowało po 1989 roku stale na granicy upadłości. Sytuację unormowała dopiero prywatyzacja w 2005 roku (przejęcie przez Mittal Steel), dostęp do globalnego kapitału inwestycyjnego i do globalnych rynków zbytu oraz restrukturyzacja technologiczna.

6. Podstawy przebudowy telekomunikacji, której rozwój rozpoczął się praktycznie równocześnie z rozwojem elektroenergetyki, miały miejsce w latach 1980. i były związane z likwidacją amerykańskiego monopolu narodowego zrealizowaną drogą regulacyjną, poprzez podział przedsiębiorstwa AT&T. Efektem deregulacji i wynikającej z niej konkurencji było gwałtowne przyspieszenie technologiczne w latach 1990. obejmujące internet i telefonię komórkową. Przypadło ono na okres zmian ustrojowych w Polsce, która skutecznie wykorzystała rentę swojego zapóźnienia i stała się beneficjentem światowej przebudowy telekomunikacji obejmującej deregulację i przyspieszenie technologiczne.

7. Elektroenergetyka radykalnie zrestrukturyzowana w latach 1990÷1995 (segmentacja na wytwarzanie, przesył i dystrybucję; odłączenie KSE od Systemu Pokój, włączenie do systemu UCPTE/UCTE; przygotowanie infrastruktury pomiarowej pod obrót hurtowy i pod wdrożenie zasady TPA) przeszła w drugiej połowie lat 1990. proces konsolidacji finansowania inwestycji wytwórczych za pomocą KDT (do poziomu około 80% całego rynku wytwórczego). Był to początek odwrotu od reformy rynkowej. Ukoronowaniem tego odwrotu była konsolidacja organizacyjna w ostatniej dekadzie. Skutkiem jest niezdolność elektroenergetyki WEK do uczestnictwa w globalnym poligonie innowacyjności strukturalnej w energetyce wykreowanym przez kryzys w USA (2007-2009) i w UE (2010-2011) oraz chińską ofensywę technologiczną (2011).

Wszystkie przedstawione doświadczenia są ważne z punktu widzenia podejścia do niezbędnej przebudowy energetyki. Szczególne znaczenie mają jednak biegunowo różne doświadczenia w obszarze transportu kolejowego (traumatyczne) i w obszarze telekomunikacji (progresywne). Różnice są na pewno uwarunkowane względami technologicznymi, ale również wieloma innymi czynnikami, obciążającymi transport kolejowy (p. 4). Elektroenergetyka niestety kroczy, z kilkunastoletnim przesunięciem w czasie, ścieżką transportu kolejowego.

Energochłonność dochodu narodowego (gospodarki państwa). Ponad 20 lat nowego ustroju gospodarczego przyniosło Polsce wielkie rezultaty w tych obszarach, gdzie nastąpiła restrukturyzacja i wykreowana została konkurencja. Przedstawione powyżej w sposób

opisowy problemy restrukturyzacyjne najbardziej nieefektywnych sektorów gospodarczych wskazują jednak skalę trudności, które wystąpią przy przebudowie polskiej energetyki WEK (całej) w kierunku energetyki prosumenckiej. Z drugiej strony bez rozwoju tej energetyki nie da się przełamać bariery nieefektywności energetycznej polskiej gospodarki, która jest spuścizną po RWPG (Rada Wzajemnej Pomocy Gospodarczej). Podobnie jak nie byłoby sukcesów polskiej gospodarki bez rynku, prywatyzacji, bez małych i średnich przedsiębiorstw.

Podkreśla się, że badanie skutków nadmiernej energochłonności gospodarki było w przeszłości w Polsce przedmiotem znacznie bardziej zaawansowanych badań, niż to jest obecnie. Ogólne równanie różniczkowe opisujące zależność PKB (zmienna niezależna, objaśniająca, jeszcze inaczej egzogeniczna) i zużycie energii pierwotnej przez całą gospodarkę (zmienna zależna, objaśniana, endogeniczna) ma postać²:

$$\frac{1}{E_p} \cdot \frac{dE_p}{dt} = \alpha \cdot \frac{1}{PKB} \cdot \frac{dPKB}{dt} + \beta \quad (1)$$

gdzie: t – czas; α – krańcowa elastyczność dochodu narodowego (współczynnik proporcjonalności), wartość $\alpha > 0$; β – współczynnik postępu techniczno-organizacyjnego. Ujemna wartość współczynnika β oznacza zmniejszanie się zużycia energii pierwotnej w czasie – jest to fundamentalny warunek rozwoju gospodarki. Dodatnia wartość współczynnika β oznacza zwiększanie się zużycia energii pierwotnej w czasie – jest to zarazem fundamentalna przesłanka przyszłej katastrofy gospodarczej.

Rozwiązanie równania (1) umożliwi proste analizy praktyczne i weryfikację tezy dotyczącej współczynnika β . Rozwiązanie to ma postać wzoru:

$$E_p = c \cdot PKB^\alpha \cdot e^{\beta t} \quad (2)$$

gdzie: c – stała równania; $\alpha > 1$. Równanie (2) było przedmiotem bardzo ciekawych badań nad ścieżką rozwojową Polski w latach 1950÷1987³. Wnioski wypływające z tych badań i skonfrontowanie z nimi współczesnej praktyki działania przedsiębiorstw korporacyjnych, zwłaszcza elektroenergetycznych, dają podstawę do zidentyfikowania podobnych zagrożeń jak obecne (ryzyko spowolnienia wzrostu PKB ze względu na wysoką energochłonność gospodarki).

Technologiczna przebudowa energetyki na świecie jest już faktem. W Niemczech w dzień wietrzny produkuje się półtora razy więcej energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych niż Polsce jest potrzebne w tym czasie. W dzień słoneczny podobnie, ale w źródłach fotowoltaicznych. A w dzień, kiedy wiatr wieje słabo i słońce słabo świeci, produkcja „pod sznurek” w agregatach kogeneracyjnych zasilanych biogazem z biogazowni – i dodatkowo jeszcze w małych elektrowniach wodnych – jest taka, że łączna ilość energii elektrycznej ze źródeł OZE znowu jest większa od polskiego dobowego zapotrzebowania.

Dzięki dotychczasowym wynikom Niemcy mogły przyjąć radykalną strategię na okres do 2050 roku, zgodnie z którą zmniejszą w tym czasie swój rynek energii elektrycznej o 25%, a rynek energii pierwotnej z paliw kopalnych o 50%. To oznacza, po unormowaniu – polegającym na uwzględnieniu zmniejszenia liczby ludności o 15% – że roczne zużycie

² Zależność Cobba-Douglasa (Szukalski S. *Wzrost gospodarczy a zużycie energii pierwotnej*. Gospodarka Paliwami i Energią. 1990/2).

³ Sala A. *Zmniejszanie energochłonności*. Międzyresortowe Centrum Naukowe Eksploatacji Majątku Trwałego. Radom 1993.

jednostkowe energii elektrycznej zmniejszy się z obecnych 7 MWh/osobę do 6 MWh/osobę, a energii pierwotnej z 43 MWh/osobę do 26 MWh/osobę. W takiej sytuacji trudno oczekiwać, że Niemcy poczekają z dalszą przebudową energetyki, aby Polska mogła, bez wysiłku, je dogonić.

W Polsce roczne zużycie wynosi obecnie odpowiednio: 3,5 MWh/osobę i 30 MWh/osobę, przy 3,5-krotnie niższym PKB na osobę w stosunku do niemieckiego. Gdyby zatem unormować zużycie na osobę w 2050 roku, to przy obecnych (niezmienionych) rynkach energii elektrycznej i energii pierwotnej na osobę i przy zmniejszeniu ludności o 15% zużycie to wynosiłoby: 4 MWh/osobę w wypadku energii elektrycznej i 35 MWh/osobę w wypadku energii pierwotnej. Zatem zużycie energii elektrycznej na osobę byłoby tylko o 33% mniejsze od niemieckiego, a zużycie energii pierwotnej aż o 35%% większe.

Oczywiście, w tym miejscu trzeba podkreślić, że polski system wsparcia energetyki odnawialnej jest najbardziej marnotrawny w Europie. Mimo, że system ten pożera obecnie nie mniej niż 6 mld PLN rocznie (około 80% dopłacają odbiorcy z tytułu „zielonych” certyfikatów, natomiast 20% stanowią najróżniejsze programy wsparcia finansowane ze środków publicznych), to Polska praktycznie jeszcze nic nie zrobiła dla rozwoju rozproszonej energetyki prosumenckiej.

Znakiem prawdziwie wielkiego opóźnienia Polski, i zagrożenia dla polskiej gospodarki związanego z tą sytuacją, są pojawiające się już oferty z unijnego rynku energii elektrycznej (mamy przecież taki jednolity rynek) dotyczące sprzedaży energii elektrycznej zielonej (w 100% zielonej) po cenach polskiej energii czarnej.

Aby uniknąć dalszej petryfikacji (kosztów petryfikacji) polskiej elektroenergetyki i zapewnić efektywność jej transformacji w perspektywie 2050 trzeba, uwzględniając zaistniałą bardzo trudną sytuację, zdefiniować technologie pomostowe, rozwojowe i ubezpieczające. W warunkach rynkowych i transformacji energetyki od WEK do OZE/URE zdefiniowanie tych technologii jest znacznie ważniejsze (i efektywniejsze z punktu widzenia praktycznych działań) niż ustanawianie rządowej polityki energetycznej, która nigdy dotychczas nie dała zadowalających rezultatów (nigdy też nie była konsekwentnie realizowana). Poniżej proponuje się, jako właściwe dla Polski, trzy grupy technologii: technologie rozwojowe (prosumenckie), pomostowe (węglowe) i ubezpieczające (gazowe). Technologie jądrowe uznaje się jako całkowicie niewłaściwe dla potrzeb 21. wieku.

1. Technologie rozwojowe. Są to technologie proefektywnościowe oraz technologie OZE/URE. Przede wszystkim takie, jak: dom plus-energetyczny z infrastrukturą smart grid mikro („oddolnym”, a nie „odgórnym”), transport elektryczny, całe rolnictwo energetyczne i inne. Są one właściwe dla prosumentów.

2. Technologie pomostowe. Są to technologie wytwórcze WEK w elektroenergetyce, rafinerie, kopalnie, sieciowe systemy przesyłowe – elektroenergetyczny i gazowy. W elektroenergetyce są to przede wszystkim technologie węglowe (dla tych technologii charakterystyczny jest brak przesłanek odnośnie możliwości sfinansowania nowych bloków; istnieje natomiast potencjał modernizacji istniejącej energetyki węglowej i potencjał ten trzeba wykorzystać). Technologie pomostowe są właściwe dla korporacji i dla (biernych) odbiorców.

3. Technologie ubezpieczające. Są to technologie gazowe (na gaz ziemny, LPG, a z dużym prawdopodobieństwem także gaz łupkowy). Podkreśla się, że technologie gazowe będą w przyszłości praktycznie technologiami rozproszonymi (jeden segment) oraz technologiami dostosowanymi do potrzeb odbiorców przemysłowych (drugi segment); udział technologii gazowych WEK będzie drastycznie malał ze względów fundamentalnych, mianowicie z powodu wyższej efektywności przesyłu/transportu i magazynowania paliw gazowych, w porównaniu z przesyłem i magazynowaniem energii elektrycznej.

4. Energetyka jądrowa. Brak jest możliwości realizacji programu przyjętego w Polityce energetycznej Polski do 2030 roku. Powody są następujące: 1^o- jest to energetyka paramilitarna i nie nadaje się do społeczeństwa informacyjnego (z coraz większym zakresem demokracji bezpośredniej), 2^o- utraciła ona podstawy finansowania, bo cechuje się ryzykiem, które jest nieakceptowalne dla rynków finansowych tracących gwałtownie zaufanie społeczeństwa informacyjnego, 3^o- wprowadza ryzyko (na razie zupełnie niezidentyfikowane) dla KSE w obszarze stabilności dynamicznej, 4^o - nie mieści się „mocowo” w dolinie nocnej KSE, w której już są ograniczane bloki węglowe o najwyższej sprawności (Pątnów II, Łagisza, Bełchatów II), 5^o- nie mieści się na rynku energii elektrycznej charakterystycznym dla KSE, dla którego absolutnie nie ma przesłanek wzrostu ponad 190 TWh w 2050 roku, 6^o- właściwości bloków jądrowych (stałe obciążenie) utrudniają ich współpracę ze źródłami wiatrowymi i słonecznymi.

Konfrontacja inwestycji w bloki/elektrownie WEK i w konkurencyjne technologie energetyczne 21. wieku

Jeśli Polsce grozi deficyt mocy wytwórczych na rynku energii elektrycznej (praktycznie oficjalnie zapowiadany przez Urząd Regulacji Energetyki już na 2016 rok, to sprawą niekwestionowaną jest konieczność rozpatrywania przyszłości polskiej elektroenergetyki (energetyki w całości) w kontekście inwestycji. Ale taka sama sytuacja dotyczy świata cierpiącego niedostatek energii elektrycznej, w szczególności całego świata poza OECD.

Dlatego punktem wyjścia, który się tu przyjmuje do antycypowania rozwoju sytuacji, są bardzo grube, ale szokujące szacunki przedstawione w tabeli. Dotyczą one nakładów inwestycyjnych dla dziewięciu charakterystycznych technologii, uwzględniających źródła wytwórcze i niezbędną rozbudowę sieci w Polsce (oczywiście, w krajach cierpiących niedostatek energii elektrycznej, gdzie nie istnieją rozwinięte SEE i nakłady na sieci muszą być w przypadku technologii WEK bardzo wysokie, przewaga źródeł OZE/URE jest jeszcze większa niż w Polsce).

W tabeli nie dokonano oszacowania cen energii elektrycznej z poszczególnych technologii ze względu na zbyt duże ryzyko, nieporównanie większe od ryzyka oszacowania nakładów inwestycyjnych. Mianowicie, ryzyko szacowania cen energii elektrycznej jest związane z okresem, w którym ceny te muszą być szacowane. Jest to 80 lat, bo taki jest okres „wyjścia” z biznesu w postaci energetyki jądrowej, którą trzeba dopiero zbudować. A w obecnej sytuacji, po katastrofie w elektrowni Fukushima, będzie to trwało nie krócej niż 15 lat (w Polsce i w większości krajów Południa, gdzie nie ma jeszcze w ogóle elektrowni jądrowych i trzeba budować infrastrukturę od podstaw, jeszcze dłużej).

Perspektywy energetyki prosumenckiej widziane przez pryzmat cen energii elektrycznej. Mimo, że tabela nie zawiera oszacowania cen energii elektrycznej, przesądza ona o perspektywach energetyki WEK i OZE/URE na korzyść tej drugiej. Tę tezę potwierdza następujące uproszczone skonfrontowanie cen energii elektrycznej w energetyce prosumenckiej (OZE/URE) i WEK. Rozpatrzmy układ hybrydowy taki jak w tabeli: mikrowiatrak 5 kW (cena 900 €/kW) + ogniwo PV 5 kW (cena 1100 €/kW), z baterią akumulatorów i przekształtnikiem; czas pracy układu hybrydowego – około 25 lat. Produkcja energii elektrycznej w okresie całego życia układu wynosi około 275 MWh. Nakłady inwestycyjne prosumenta związane z mikrowiatrakami i ogniwami PV oszacowano na 42 tys. PLN. Łącznie z przekształtnikami i bateriami akumulatorów nakłady te są dwukrotnie wyższe, czyli wynoszą 84 tys. PLN. Zatem cena jednostkowa (stała) energii elektrycznej wynosi, w perspektywie prosumenta, 305 zł/MWh, w porównaniu z ceną ponad 600 PLN/MWh (z VAT-em, w przypadku taryfy C) od dostawcy z urzędu.

Tabela. Porównanie technologii, równoważnych w aspekcie rocznej produkcji energii elektrycznej wynoszącej 11 TWh
(opracowanie własne)

Lp.	Technologia	Moc	Nakłady inwestycyjne [€]		Czas do efektu z pojedynczego projektu
			łącznie	jednostkowe	
Technologie WEK – przedsiębiorstwa korporacyjne					
1	Pojedynczy blok jądrowy, po Fukushima	1,6 GW	11 mld	11 mld	15 lat
2	2 bloki węglowe, z instalacjami CCS	1,7 GW	> 8 mld	> 4 mld	Technologia dostępna nie wcześniej niż za 20 lat
3	2 bloki węglowe nadkrytyczne	2 GW	3,6 mld	1,8 mld	Realizacja możliwa przed 2020; po 2020 pełna opłata za emisję CO ₂
Farmy wiatrowe – niezależni wytwórcy (ewentualnie przedsiębiorstwa korporacyjne)					
4	40 farm wiatrowych, po 50 turbin o mocy 2,5 MW każda	5 GW	10 mld	250 mln	2 lata
Technologie gazowe 1 energetyka przemysłowa, w tym przemysł/biznes ICT (fabryki ICT, data centers)					
5	160 bloków <i>combi</i> , na gaz ziemny, 10 MW każdy	1,6 GW	1 mld	6,5 mln	1 rok
Technologie gazowe 2 samorządy, małe i średnie przedsiębiorstwa, spółdzielnie/wspólnoty mieszkaniowe, deweloperzy					
6	16 tys. źródeł trójgeneracyjnych, na gaz ziemny, 100 kW _{el} każde	1,6 GW	4 mld	250 tys.	1 rok
Technologie OZE/URE – energetyka prosumencka					
7	160 tys. mikrobiogazowni, 10 kW _{el} każda	1,6 GW	5,6 mld	35 tys.	6 miesięcy
8	1 mln układów hybrydowych MOA, 5 kW (M) + 5 kW (O) każdy	(5+5) GW	10 mld	10 tys.	6 miesięcy
9	2,5 mln instalacji fotowoltaicznych, 4,5 kW każda	11 GW	12 mld	5 tys.	3 miesiące

Ponadto przewaga energetyki OZE/URE wynika z wielkiego potencjału redukcji jednostkowych nakładów inwestycyjnych: redukcji cen technologii słonecznych (zwłaszcza hybrydowej, czyli zintegrowanych ze sobą: ogniwa fotowoltaicznego i kolektora słonecznego), technologii z obszaru rolnictwa energetycznego, a także mikrowiatrowych, geotermalnych w postaci pompy ciepła, i innych. Trzeba jednak podkreślić także wagę co najmniej trzech innych powodów.

Po pierwsze, jest to adekwatność technologii OZE, szczególnie OZE/URE, do potrzeb nowego układu globalnych interesów: bogatej Północy i biednego Południa. W tym wypadku podkreśla się jeden szczególny aspekt, wynikający z fundamentalnych właściwości energetyki WEK i OZE/URE. Technologie WEK generalnie nie są odpowiednie dla Południa (są zbyt skomplikowane), dlatego bogata Północ nie może eksportować dóbr inwestycyjnych dla energetyki WEK w ten region świata.

Po drugie, biedne Południe nie może mieć z energetyki WEK, fundamentalnie rzecz traktując, tańszej energii elektrycznej niż bogata Północ (z uwagi na to, że istnieją globalne rynki dóbr inwestycyjnych dla energetyki WEK i globalne rynki paliw kopalnych). Energia elektryczna z energetyki OZE/URE może natomiast być fundamentalnie na biednym Południu

znacznie tańsza niż na bogatej Północy (na przykład za przyczyną różnic energii promieniowania słonecznego i dostępności biomasy). Czyli rozwój energetyki OZE/URE na biednym Południu daje bogatej Północy rynki zbytu i dostęp do taniej energii elektrycznej potrzebnej w projektach inwestycyjnych poza energetyką (od przetwórstwa rolno-spożywczego do hutnictwa).

Po trzecie, jest to profil ryzyka. Ten powód będzie działał w szczególności w Polsce, ale także w całej UE, w Stanach Zjednoczonych, w Chinach i w Afryce. Technologie OZE/URE mają profil ryzyka właściwy dla energetyki prosumenckiej, zdolnej bezpośrednio odpowiadać rynkowymi inwestycjami na deficyt mocy/energii (elektrycznej). Technologie WEK mają profil ryzyka właściwy dla energetyki korporacyjnej, warunkowany regulacjami prawnymi (w szczególności w zakresie bezpieczeństwa jądrowego i uprawnień do emisji CO₂). Wielkie ryzyko tych regulacji bardzo szybko eliminuje (w UE praktycznie już wyeliminowało) inwestorów korporacyjnych z inwestycji w projekty WEK: jądrowe i węglowe (banki przestały kredytować takie inwestycje).

Czas na skończenie ze wspomaganiami samych źródeł, pora na wsparcie prosumenckich instalacji

Projekt ustawy OZE upubliczniony (9 października 2012) przez Ministerstwo Gospodarki, jest wreszcie szansą (na razie tylko szansą) na rozwój energetyki prosumenckiej. Sprawa jest niestety kolejny raz nieczysta za przyczyną systemu kalibracji wsparcia w projekcie. Mianowicie, system ten, bardzo „obfity”, przyczyni się nie tylko do rozwoju energetyki prosumenckiej; jeszcze bardziej przyczyni się do ukształtowania nowych grup interesów, jednak nie w oparciu o efektywność gospodarczą, a inne kryteria – publicznie nieznanne.

W projekcie bardzo wysokie wsparcie mają ogniwa PV (energia elektryczna z ogniw o mocy do 10 kW zintegrowanych z budynkiem będzie kosztować 1300 zł/MWh). Z drugiej strony, szczyt obciążenia w polskim systemie elektroenergetycznym ciągle jeszcze występuje w zimie (i nieprędko się to zmieni). Gdyby zatem antycypowany deficyt mocy był przesłanką (choćby jedną z wielu) braną pod uwagę przez Ministerstwo Gospodarki, to wysokie wsparcie powinny mieć mikroinstalacje hybrydowe MOA (mikrowiatrak, ogniwo PV, akumulator). Przy cenie energii elektrycznej z mikrowiatraka o mocy do 10 kW równej według projektu ustawy 950 zł/MWh atrakcyjność układów hybrydowych byłaby bardzo duża. Na liście mikroinstalacji takich jednak nie ma w projekcie.

Są ponadto inne rozwiązania zawarte w projekcie OZE, które będą utrudniały rozwój energetyki prosumenckiej i dlatego należałoby je zweryfikować. Należy do nich rozbudowany (ponad wymagania unijne), bardzo biurokratyczny system obowiązkowego certyfikowania instalatorów mikroinstalacji. Ponadto, jest nieporozumieniem certyfikowanie instalatorów mikroinstalacji przez Prezesa Urzędu Dozoru Technicznego. Mianowicie, tradycyjne kompetencje UDT dotyczące bloków energetycznych wielkiej mocy są zupełnie czym innym niż kompetencje potrzebne w obszarze prosumenckich instalacji energetycznych (kompetencje w zakresie przekształtników energoelektronicznych; inteligentnych układów pomiarowych integrujących liczniki energii elektrycznej, gazu, ciepła, wody; magistrali KNX/EIB i sterowników PLC; systemów transmisji danych...).

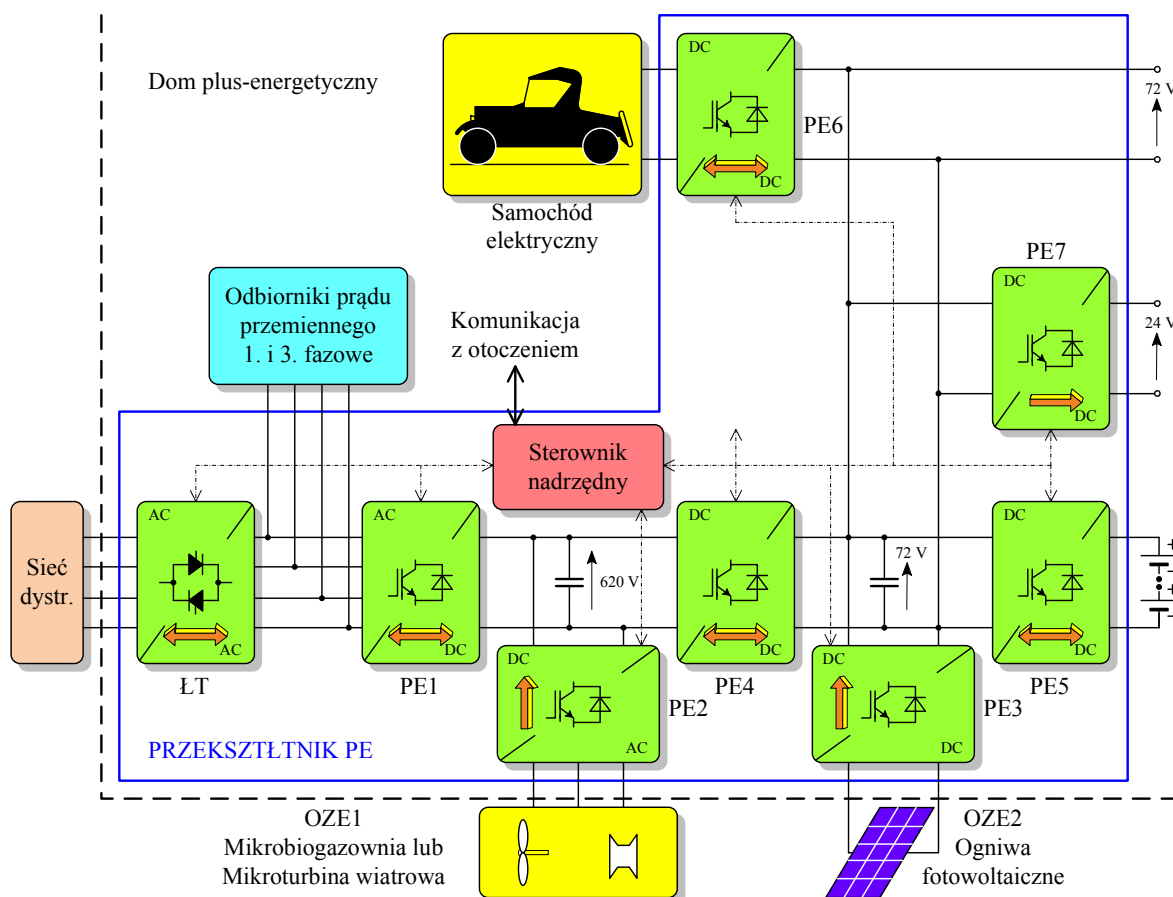
Na szczęście nie tylko produkcja w mikroinstalacjach jest siłą prosumentów. To również, a nawet przede wszystkim, efektywność użytkowania energii elektrycznej. Z tego punktu widzenia ważny jest smart grid. Jednak podkreśla się tu, że nie jest to AMI. Chcąc odpowiedzieć na pytanie, czym będzie smart grid prosumencki, trzeba inspiracji szukać w systemach SCADA, ale nie tych, które są charakterystyczne dla elektroenergetyki (centra dyspozytorskie OSP i OSD, „nastawnie” elektrowniane). Inspiracja może pochodzić z najdynamiczniej rozwijających się obecnie przemysłowych systemów SCADA w postaci

systemów komputerowych pełniących rolę nadrzędną w stosunku do sterowników PLC (i innych urządzeń), zbierających bieżące dane z infrastruktury/procesu/obiektu oraz realizujących zadane algorytmy sterowania i regulacji.

Poprzez konwergencję tego segmentu systemów SCADA i segmentu automatyki budynkowej KNX/EIB (europejska magistrala instalacyjna) w naturalny sposób będą się rozwijać systemy SCADA w obszarze energetyki prosumenckiej. Będą one realizowały algorytmy opisujące prosumenckie łańcuchy wartości, czyli gospodarkę energetyczną w ramach PME (prosumenckich mikroinstalacji energetycznych). A PME to mikroinstalacja w szczególności „stowarzyszona” z domem plus-energetycznym, którego wyposażenie w pełnej wersji obejmuje pompę ciepła, układ hybrydowy MOA i samochód elektryczny. Innym przykładem PME jest mikroinstalacja w gospodarstwie rolnym plus-energetycznym, obejmująca wyposażenie, na które może się składać mikrobiogazownia rolniczo-utylicyjna, układ hybrydowy MOA, elektryczny samochód dostawczy, ciągnik elektryczny. Jeszcze innym przykładem jest miniinstalacja elektryczno-ciepłownicza charakterystyczna dla szpitala, szkoły, wspólnoty mieszkaniowej, przedsiębiorcy (małe i średnie przedsiębiorstwa). To także sieć elektroenergetyczna i ciepłownicza (infrastruktura znacznie bardziej rozległa niż instalacja) charakterystyczna np. dla kampusu uczelnianego, ale jest to także inteligentna sieć elektroenergetyczna (wiejska, wiejsko-miejska, miejska): oświetleniowa, dedykowana infrastrukturze krytycznej gminy, prosumenckim źródłom wytórczym lub innym szczególnym potrzebom.

Czas na skończenie z lobbieniem i ruchem celebryckim wokół energetyki OZE, pora na budowę know how dla energetyki prosumenckiej

Zwiększa się lawinowo liczba celebrytów energetyki prosumenckiej. Nie idzie za tym niestety wzrost know how, szczególnie inżynierskiego. A w tym zakresie, inżynierskiego know how, Polska ma wielki potencjał. Petryfikacja energetyki, w szczególności elektroenergetyki, oznacza jego niewykorzystanie, i pozbawienie Polski możliwości skorzystania z renty zapóźnienia.



Rysunek. Koncepcja przekształtnika energoelektronicznego PE dla inteligentnego domu plus-energetycznego (ogólnie dla PME – Prosumencka Mikroinstalacja Energetyczna). Autorzy koncepcji: dr inż. Marcin Zygmantowski, dr inż. Jarosław Michalak). Koncepcja została opracowana w ramach Projektu badawczego NCBiR „Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków”, Zadanie 3: Zwiększenie wykorzystania energii z odnawialnych źródeł energii w budownictwie, kierownictwo Jan Popczyk.

Na przedstawionym rysunku widoczny jest, chociaż nie bezpośrednio, potencjał innowacyjności związany ze strukturą przekształtnika energoelektronicznego, o funkcjonalności charakterystycznej dla inteligentnego domu plus-energetycznego. Przedstawiona struktura jest oczywiście zbyt skomplikowana (koszt zastosowania takiej struktury byłby bardzo wysoki). Użyteczne rozwiązanie znajduje się „pośrodku”, między strukturą przedstawioną na rysunku i obecnymi prostymi, praktycznymi zastosowaniami przekształtników przeznaczonych do współpracy z ogniwami PV i akumulatorami oraz, odrębnie, z mikrowiatrakami i akumulatorami. Rozwiązanie, które trzeba pilnie opracować musi w szczególności zapewniać przyłączanie PME do sieci elektroenergetycznej w taki sam sposób jak przyłącza się odbiorniki.

Inną przykładową sprawą w PME, którą trzeba rozwiązać, jest opracowanie struktury inteligentnego układu pomiarowego. W tym miejscu proponuje się kierunkowo strukturę wyjściową (do modyfikacji) obejmującą inteligentny (główny, dwukierunkowy) licznik energii elektrycznej oraz podliczniki energii elektrycznej (jednokierunkowe dla ogniw PV i mikrowiatraka oraz dwukierunkowe dla baterii akumulatorów i smart EV), a ponadto jednokierunkowe podliczniki ciepła (produkowanego w źródłach OZE, np. w pompie ciepła), wody, ewentualnie gazu. Rozwiązanie, które trzeba pilnie opracować musi w szczególności

zapewniać rozliczanie efektów, w kontekście celów dyrektywy 2009/28, związanych z łańcuchami wartości realizowanymi w ramach PME.

Jeszcze inną sprawą jest integracja w ramach PME inteligentnego przekształtnika energoelektronicznego i inteligentnego układu pomiarowego z dotychczasowym systemem inteligentnego domu (bez źródeł OZE), w szczególności z magistralą KNX/EIB. Rozwiązanie, które trzeba opracować musi w szczególności zapewniać włączenie PME do systemu DSM operatora OSD. Z tego punktu widzenia ważna jest koncepcja integracji rozproszonego systemu sterowników PLC w systemie KNX/EIB z inteligentnym licznikiem (układem nadrzędnym).

iLab EPRO (Internetowe Laboratorium Energetyki Prosumenckiej)

W marcu utworzone zostało w Politechnice Śląskiej Centrum Energetyki Prosumenckiej (CEP), funkcjonujące jako jednostka pozawydziałowa. Pierwszym przedsięwzięciem CEP jest budowa iLab EPRO, jako ośrodka konsolidacji nowych kompetencji technicznych, która jest niezbędna dla przyspieszenia rozwoju energetyki prosumenckiej w ogóle, a na Śląsku w szczególności. Segmentacja funkcjonalno-technologiczna iLab EPRO przedstawiona jest poniżej.

1. PME – obiekty demonstracyjne wraz z ich inteligentną infrastrukturą taką jak: elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa, sterowanie, pomiary (w tym inteligentne liczniki na rynku energii elektrycznej, infrastruktura AMI), diagnostyka, monitoring. Są to obiekty/mikroinstalacje wytwarzające energię elektryczną (w tym w skojarzeniu), ale także obiekty/mikroinstalacje wytwarzające i użytkujące ciepło (mogą to być mikroinstalacje wytwarzające biopaliwa).

2. Inteligentne interfejsy sieciowe łączące mikroinstalacje PME z KSE (z siecią dystrybucyjną, z systemem dystrybucyjnym). Są to interfejsy z trzema charakterystycznymi poziomami inteligencji: przekształtnikową, obiektową i systemową. Głównym celem interfejsów sieciowych jest „zbliżenie” sposobu przyłączania PME do elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej do powszechnie obowiązującego sposobu przyłączania odbiorników.

3. Sieć teleinformatyczna (kanały transmisyjne, w tym Internet, GSM/GPRS, systemy PLC i inne; protokoły komunikacyjne). Kanały transmisyjne (łączące koncentratory w poszczególnych obiektach demonstracyjnych, czyli w systemach SCADA PME, z modułem komunikacyjnym w systemie SCADA WS, całej wirtualnej sieci PME, i protokoły komunikacyjne są krytyczną infrastrukturą iLab EPRO. Głównym dążeniem iLab EPRO jest działanie na rzecz otwartości protokołów komunikacyjnych (oczywiście, przy zachowaniu bezpieczeństwa przesyłu informacji).

4. SCADA iLab EPRO. Chodzi tu o systemy SCADA PME, czyli obiektowe („pokrewne” w dużym stopniu systemom przemysłowym SCADA) oraz system SCADA WS, czyli całej wirtualnej sieci PME („pokrewny” w dużym stopniu tradycyjnym systemom SCADA w KSE).

Segmentacja funkcjonalno-technologiczna iLab EPRO

<p style="text-align: center;">PME</p> <p style="text-align: center;">OBIEKTY DEMONSTRACYJNE</p> <p style="text-align: center;">mikroinstalacje energetyczne ze smart gridem obiektywnym (prosumenckim)</p> <p style="text-align: center;">Zakres działalności:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ ekwiwalentowanie rynków energii WEK ➤ modelowanie (obiektów i łańcuchów wartości), programowanie sterowników ➤ optymalizacja (w obszarze doboru urządzeń) ➤ weryfikacja (założeń projektowych) ➤ certyfikacja (łańcuchów wartości) 	<p style="text-align: center;">INTERFEJSY SIECIOWE</p> <p style="text-align: center;">Trzy poziomy inteligencji:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ przekształtnikowa (kompatybilność elektromagnetyczna) ➤ obiektywna (mikroinstalacja, integracja z KSE) ➤ systemowa (smart grid – internetowa energetyka, synergetyczne łańcuchy wartości) <p style="text-align: center;">Integracja z systemem KNX/EIB (BMS)</p>
<p style="text-align: center;">INFRASTRUKTURA KOMUNIKACYJNA</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ wydzielona sieć komputerowa (Politechnika Śląska, Euro-Centrum) ➤ sieć teleinformatyczna (protokoły komunikacyjne; kanały/sieci transmisyjne, w tym skrętka, światłowody, GSM/GPRS, WiMAX, LTE, a nawet PLC) ➤ Internet ➤ sterowniki PLC ➤ smart metering (ale nie AMI) 	<p style="text-align: center;">SCADA</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ monitoring (bezpieczeństwo obiektów) ➤ integracja architektoniczna (OZE/URE z budynkiem) ➤ schematy technologiczne (obiektywne łańcuchy termodynamiczne, ekonomiczne, ... prosumentów) ➤ automatyka i sterowanie (w tym elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa) ➤ diagnostyka eksploatacyjna (bazy danych) ➤ pomiary do celów badań i edukacji (próbkowanie, wizualizacja/wykresy; bazy danych)

Objaśnienia wybranych akronimów: PME – Prosumencka Mikroinstalacja Energetyczna; KNX/EIB – Europejska Magistrala Instalacyjna (w domach inteligentnych); BSM – *Building Management System*; PLC (kanał komunikacyjny – *Power Line Communication*; PLC (sterownik) – Programowalny Sterownik Logiczny; AMI – *Advanced Metering Infrastructure*; SCADA – *Supervisory Control And Data Acquisition*.

Ekonomika łańcuchów wartości – zamiast zakończenia

Stosowany obecnie w energetyce rachunek ekonomiczny (oparty na wskaźnikach IRR, NPV) jest ukierunkowany na produkty branżowe w energetyce WEK (energia elektryczna z systemu elektroenergetycznego, ciepło z systemów ciepłowniczych, paliwa transportowe ze stacji tankowania; w ostatnich latach utrwalił się także, za przyczyną dyrektywy kogeneracyjnej 2004/8, produkt w postaci skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepła). Rozwój technologii następuje natomiast w obszarze poligeneracyjnych/hybrydowych rozproszonych technologii OZE/URE (kogeneracyjnych, trójgeneracyjnych), w tym utylizacyjnych, biogazowych rolniczych, mikrowiatrowych, słonecznych, wykorzystujących pompę ciepła, silnik sterlinga, samochód elektryczny i inne. To oznacza, że ekonomika jednorodnych

produktów będzie wypierana przez ekonomikę nowych, złożonych łańcuchów wartości, które tutaj nazywa się łańcuchami SŁK (synergetyczne łańcuchy korzyści). Łańcuchy SŁK obejmują realne wartości, w sferze termodynamiki i ekonomiki, a także związane z preferencjami kreowanymi przez regulacje unijne ukierunkowane na konkretne cele (na przykład cele Pakietu 3x20). Do wirtualnego zarządzania realnymi wartościami w łańcuchach SŁK potrzebna jest infrastruktura smart grid (obszar działania iLab EPRP). Efektywne zarządzanie procesami zmierzającymi do wypełnienia celów jest przedmiotem ekonomiki zarządczej (ekonomika NPV, IRR jest tu mało przydatna). W obszarze ekonomiki zarządczej powinniśmy szukać możliwości kalibracji systemów wsparcia tworzonych na rzecz wybranych celów, na przykład systemów wsparcia w ustawie OZE.

Poniżej przedstawia się łańcuchy strat charakterystyczne dla energetyki WEK. Jednocześnie pokazuje się, na zasadzie przeciwieństwa, „stowarzyszone” z tymi łańcuchami strat potencjalne łańcuchy SŁK. Najbardziej charakterystyczne przykłady obrazujące pułapkę, w którą wciągnięte zostały gospodarka i społeczeństwo przez korporacje energetyczne (broniące interesów grupowych) i polityków (ustanawiających regulacje prawne) są następujące.

1. Współspalanie biomasy w elektrowniach kondensacyjnych. ŁS (1): wsad do łańcucha – **1 MWh** (energia chemiczna w biomase występującej lokalnie) → strata energii (chemicznej) w transporcie biomasy 1% → sprawność bilansowa wykorzystania biomasy na wyjściu z elektrowni (w elektrownianym węźle sieciowym), optymistyczna 0,2 → starty energii elektrycznej w sieci elektroenergetycznej 10% → wynik: **0,17 MWh** (energia elektryczna dostarczona do odbiorcy; ilość energii odnawialnej zaliczonej do celu według dyrektywy 2009/28 wynosi około 0,2 MWh). SŁK (1): wynik w postaci ciepła wytworzonego u prosumenta z biomasy wycofanej ze współspalania → **0,8 MWh**.

2. Zboże spalane na wsi w piecach/kotłach. ŁS (2): wsad do łańcucha – **1 ha** (grunt orny) → 4,2 MWh (energia chemiczna w zbożu) → **2,5 MWh** (ciepło wytworzone w gospodarstwie, sprawność pieca 0,6). SŁK (2), realizowany za pomocą mikrobiogazowni rolniczo-utylicyjnej: 1ha (grunt orny) → (40 + 40) MWh (energia chemiczna w biomase z jednorocznych upraw energetycznych, oszacowana pesymistycznie, dla gruntów o niskiej bonitacji + stowarzyszona energia chemiczna w odpadach gospodarskich) → wynik: **30 MWh_e + 40 MWh_e** (kogeneracja).

3. Mikrowiatrak off-grid (praca off-grid coraz większej liczby mikrowiatraków w Polsce wynika z blokowania ich przyłączenia do sieci elektroenergetycznej przez operatorów OSD). ŁS (3): wsad do łańcucha – **1 MWh** (energia elektryczna wyprodukowana w OZE) → wynik: **1 MWh** (wyprodukowane ciepło grzewcze). SŁK (3), mikrowiatrak przyłączony do sieci + smart EV + ciepło z SŁK (1): wynik, to **2,5 MWh** zaliczone do celu według dyrektywy 2009/28, vs 0,2 MWh w ŁS (1); dodatkowy efekt w SŁK (3), to redukcja paliw kopalnych (ropy) o **3,5 MWh** + redukcja emisji CO₂ o **1 tonę**. SŁK (4), mikrowiatrak przyłączony do sieci + pompa ciepła (o współczynniku COP 3,5): wynik, to **3,5 MWh** zaliczone do celu według dyrektywy 2009/28, vs 0,2 MWh w ŁS (1); dodatkowy efekt w SŁK (4), to redukcja paliw kopalnych (węgla) o **4,4 MWh** + redukcja emisji CO₂ o **1,4 tony**.

4. Mechanizm bilansowania KSE. ŁS (4): wzrost cen maksymalnych na rynku bilansującym do poziomu **1500 zł/MWh** (20.12.2011, 31.01.2012), przy niewielkiej godzinowej ilości energii elektrycznej kształtującej się poniżej 800 MWh. SŁK (5), DSM: potencjał redukcji godzinowego zużycia u samych tylko odbiorców przemysłowych, to kilka GWh, po cenie wielokrotnie niższej od cen maksymalnych na rynku bilansującym. SŁK (6), wykorzystanie źródeł rezerwowych odbiorców do pokrycia obciążenia szczytowego KSE: potencjał godzinowej produkcji, to ponad 1 GWh, przy cenie wynikającej z ceny paliw na rynku (w

przypadku agregatów rezerwowych silnikowych o sprawności 30% i paliw płynnych obciążonych akcyzą cena energii elektrycznej byłaby porównywalna z maksymalną ceną na rynku bilansującym przedstawioną w ŁS (4), jednak dla gazu ziemnego byłaby około 2-krotnie niższa). SŁK (7), wykorzystanie samochodów elektrycznych, o jednostkowej pojemności baterii akumulatorów około 40-60 kWh, pracujących w trybie ładowania i jazdy (samochodowy segment zasobnikowy 1); w tym wypadku oszacowanie dla 2020 roku, przy realistycznym założeniu, że w Polsce będzie 2 mln samochodów (10% wszystkich samochodów) ujawnia potencjał zasobnikowy wynoszący nie mniej niż 10 GWh/dobę, przy rocznym przebiegu jednego samochodu 20 tys. km, sprawności akumulatorów 0,8 i dopuszczalnym rozładowaniu baterii do 50%. SŁK (8), wykorzystanie samochodów elektrycznych pracujących w trybie ładowania, jazdy i zasilana sieci/odbiorów (samochodowy segment zasobnikowy 2); dla tego trybu pracy, przy innych założeniach takich jak w przypadku SŁK (7), oszacowanie ujawnia potencjał DSR około ± 50 GWh/dobę (potencjał segmentu 2 zależy w szczególności od prędkości ładowania baterii akumulatorów; założono, że przyszłość należy do wymiennych paneli akumulatorów i akumulatory będą przeładowywane raz na dobę).