

## **BLOKI REFERENCYJNE WIELKOSKALOWE DO ANALIZY EKONOMICZNEJ INWESTYCJI W ENERGETYCE PROSUMENCKIEJ**

Popczyk J.

**Streszczenie.** W artykule proponuje się, aby na obecnym etapie uznać ogólną zasadę kosztów unikniętych za podstawową metodę analizy efektywności ekonomicznej inwestycji w energetyce prosumenckiej. W rozpatrywanym przypadku chodzi o porównanie kosztu rozwiązań w tej energetyce z kosztami unikniętymi wynikającymi z powstrzymania (zaniechania) inwestycji w energetyce wielkoskalowej. Ustalenie warunków porównania ma oczywiście kluczowe znaczenie z punktu widzenia jego (porównania) poprawności. Proponowany w artykule zbiór (węglowych) bloków referencyjnych wielkoskalowych zapewnia na obecnym etapie racjonalne podstawy do analizy porównawczej. Zaprezentowany w artykule przykład analizy, bardzo prosty, dotyczący działania ukierunkowanego na powszechną modernizację oświetlenia wskazuje na dwie ważne sprawy [1]. Po pierwsze, nowe podejście do ekonomiki w energetyce (uwolnienie się od *homo energeticusa* i *homo economicusa*) jest już bezwzględnie konieczne. Po drugie, energetyka prosumencka jest rzeczywiście „rogiem obfitości” rozwiązań energetycznych pod względem efektywności ekonomicznej.

**Definicja.** Blok referencyjny wielkoskalowy (WEK) jest to blok ściśle związany z realiami KSE, służący za podstawę do analizy efektywności ekonomicznej inwestycji w energetyce prosumenckiej według zasady kosztu unikniętego.

**Wprowadzenie.** Jest ewidentne, że nastąpił przełom i w fazę schyłkową wchodzi proces budowy konkurencji na rynkach energii elektrycznej, ale także gazu ziemnego, w oparciu o zasadę TPA. Tak jest na świecie, a w UE w szczególności. W tym miejscu podkreśla się, że w UE nie upłynęło jeszcze 7 lat od wejścia w życie (1 lipca 2007 roku) drugiego pakietu liberalizacyjnego (dyrektywy: elektryczna 2003/54 i gazowa 2003/55), i tym samym uzyskania w UE przez wszystkich odbiorców energii elektrycznej (również gazu ziemnego) prawnego dostępu do sieci w oparciu o zasadę TPA. Brak satysfakcjonujących rezultatów drugiego pakietu, wynikający z silnego oporu liderów rynków energii elektrycznej i gazu (przedsiębiorstwa korporacyjne), doprowadził do uchwalenia trzeciego pakietu (dyrektywy: elektryczna 2009/72 i gazowa 2009/73, ponadto 3 związane z dyrektywami rozporządzenia unijne). W ciągu 3 lat obowiązywania pakietu (wszedł on w życie 3 marca 2011 roku) ujawnił się klasyczny konflikt między liderami rynków sektorowych, w szczególności rynku energii elektrycznej, i pretendentami do rynku prosumenckiego. Wynik tego konfliktu jest z góry przesądzony, bo liderzy są zdolni do wdrażania tylko innowacji zachowawczych, a pretendenci stawiają na innowacje przełomowe. Fakt, że innowacje przełomowe zmieniają trajektorię rozwoju powoduje jednak, że walka między liderami i pretendentami będzie w kolejnych latach bardzo brutalna. Osłabianie destrukcji z tym związanej jest możliwe tylko poprzez budowanie powszechnej (w całym społeczeństwie) świadomości ekonomicznej, że energetyka prosumencka spełnia wszystkie kryteria innowacji przełomowej i jest tańsza od

energetyki korporacyjnej, jeśli tylko ekonomia jest oparta konsekwentnie na (prosumenckich) łańcuchach wartości, a nie na (korporacyjnych) produktach.

### **Ekonomika wielkoskalowych projektów inwestycyjnych oraz alternatywnych inwestycji w energetyce prosumenckiej**

Ekonomika dominująca w wielkoskalowej energetyce korporacyjnej, w jej obszarze inwestycyjnym (rozwojowym), jest obecnie w sposób bezwzględny podporządkowana wskaźnikom efektywnościowym takim jak: IRR, NPV, okres zwrotu nakładów (prosty, zdyskontowany). Kariera tych wskaźników, ukształtowanych w gruncie rzeczy przez bankowców, rozpoczęła się wraz z wejściem energetyki (najpierw Ameryka Południowa, potem Europa Środkowa) w etap finansowania typu *project finance*, z wykorzystaniem miksu środków własnych przedsiębiorstw (praktycznie jeszcze monopolistycznych) i kredytów bankowych. Wraz z prywatyzacją (i liberalizacją) szybko zaczęło rosnąć, w miksie środków inwestycyjnych, znaczenie finansowania kapitałowego. (Na wcześniejszych etapach, przed finansowaniem *project finance*, dominował rachunek dyskonta i finansowanie projektów ze środków własnych całkowicie monopolistycznych przedsiębiorstw. Ten rodzaj ekonomii, z dominującym rachunkiem dyskonta, był kształtowany przez samych energetyków, bez zaangażowania ekonomistów, którzy uznawali zasadność wyłączenia monopolistycznej energetyki z działania ogólnie obowiązujących mechanizmów konkurencji).

W monopolistycznej energetyce i w rachunku dyskonta decyzje inwestycyjne były silnie warunkowane czasami amortyzacji (kategoria z obszaru interesów każdego ministra finansów) i czasami życia projektów (w wypadku bloków wytwórczych ich resursami technicznymi). Czas starzenia moralnego nie odgrywał roli, bo ograniczenie się korporacji (liderów rynków) do innowacji zachowawczych stabilizowało trajektorię rozwojową. W wielkoskalowej energetyce korporacyjnej poddanej działaniu konkurencji w oparciu o zasadę TPA znaczenia nabrały z kolei: czas zwrotu kredytów (interes banków), a także czas zwrotu kapitału własnego przedsiębiorstw (interes właścicieli).

Alternatywne rozwiązania z energetyki prosumenckiej rozpatruje się tu (w proponowanej metodyce) w okresie życia bloku wytwórczego, warunkowanego jego resem trwałości. Oczywiście, takie podejście jest w perspektywie energetyki prosumenckiej zdecydowanie pesymistyczne (niekorzystne dla tej energetyki) i należy przyjąć, że w krótkim czasie dojdzie do wytworzenia się nowej praktyki. Mianowicie, będzie to praktyka analiz ekonomicznych opartych nie na resursie technicznym bloku (czasie jego życia), a na czasie starzenia moralnego bloku (czas do jego wycofania z eksploatacji z powodu ryzyka *stranded costs*), czyli na czasie antycypowanym na podstawie postępu w energetyce prosumenckiej.

Dwa dalsze uwarunkowania rekomendowanej metodyki kosztu unikniętego dotyczą sieci elektroenergetycznych i prosumenckich łańcuchów wartości. Obydwa są kluczowe z punktu widzenia stworzenia racjonalnej podstawy do oceny konkurencyjności energetyki prosumenckiej. Jeśli chodzi o sieć elektroenergetyczną, to należałoby ją włączyć z tego punktu widzenia (oceny konkurencyjności energetyki prosumenckiej) do kategorii kosztu zewnętrznego, jako składnika kosztu energii elektrycznej u odbiorcy [2]. Ta koncepcja, chociaż właściwa na gruncie tradycyjnych analiz systemowych, zwłaszcza realizowanych w środowisku zasady TPA, w praktyce praktycznie się nie rozprzestrzeniła i już się nie rozprzestrzeni. Przyczyna leży w tym, że właściwości środowiska analitycznego energetyki prosumenckiej, całkowicie inne niż w przypadku energetyki WEK, zaczynają szybko przeważać. W metodzie kosztu unikniętego (i w koncepcji bloku referencyjnego) proponuje się inny sposób uwzględnienia sieci elektroenergetycznych. Mianowicie, proponuje się ich „integrację” z potencjalnym (unikniętym) fizycznym blokiem wytwórczym. W wyniku dochodzi się do bloku referencyjnego (w kontekście analiz rozwojowych/inwestycyjnych),

będącego z punktu widzenia prosumenta ekwiwalentem bloku i sieci. Sposób integracji sieci z blokiem zależy przy tym od miejsca (roli) bloku w KSE, patrz tabela.

Znaczenie prosumenckiego łańcucha wartości, drugiego kluczowego uwarunkowania, przedstawia się tu na przykładzie innowacji przełomowej, którą jest w szczególności mikrobiogazownia, posiadająca unikatowe (korzystne) właściwości ruchowe [3], w porównaniu z wielkim blokiem węglowym. Przy tym podkreśla się, że sama mikrobiogazownia nie jest innowacją przełomową. Staje się taką dopiero wówczas jeśli wchodzi w prosumencki łańcuch wartości. Wejście takie wiąże się z koniecznością wyposażenia mikrobiogazowni w zasobnik biogazu, a instalacji PME (prosumencka mikroinstalacja energetyczna) w baterię akumulatorów, zasobnik ciepła, i przede wszystkim w inteligentną infrastrukturę smart grid EP. Podstawowa lista wartości w prosumenckim łańcuchu wartości z mikrobiogazownią obejmuje: 1° - produkcję energii elektrycznej na potrzeby własne (praca *on grid* lub *off grid*), 2° - produkcję ciepła na potrzeby własne, 3° - utylizację odpadów, przede wszystkim w produkcji hodowlanej gospodarstwa rolnego, ale także rolnej i odpadów komunalnych, 4° - rezerwowe zasilanie gospodarstwa w stanach niezdatności zasilania sieciowego (praca *off grid*), 5° - dywersyfikację produkcji gospodarstwa (celem obniżenia ryzyka biznesowego towarowej produkcji rolniczej) między towarową produkcją rolno-hodowlaną i prosumencką produkcją energetyczną, 6° - produkcję (w trybie usługi) energii elektrycznej dla operatorów w stanach deficytu mocy w KSE (praca *on grid*), 7° - wyłączenie mikrobiogazowni (w trybie usługi dla operatorów) w stanach nadpodaży (na rynku bilansującym KSE) energii elektrycznej w ofertach z bloków WEK (wielkoskalowa energetyka korporacyjna).

### **Bloki referencyjne w kontekście nakładów inwestycyjnych i innych charakterystycznych wielkości powiązanych z KSE**

W tabeli przedstawiono oszacowania nakładów inwestycyjnych dla 7 bloków referencyjnych. Są to wyłącznie bloki węglowe. Bloków jądrowych nie rozpatruje się w artykule w kategorii bloków referencyjnych, bo są one nierealne do zastosowania w Polsce, niezależnie od rządowej polityki dotyczącej energetyki jądrowej. Nie rozpatruje się również bloków gazowych (*combi*).

Tabela. Bloki referencyjne WEK do analizy ekonomicznej w energetyce prosumenckiej

Blok	Rola bloku		Nakłady na blok, mld €	Nakłady sieciowe, w % nakładów na blok		Nakłady razem, mld €
	Węzeł <sup>1</sup>	KSE <sup>2</sup>		sieć przesyłowa	sieć rozdzielcza	
1000 MW	-	1	1,8	30	-	2,34
		2		30	40	3,06
200 MW, nowy	1	1	0,4	-	-	0,4
		2		-	40	0,56
	2	1		30	-	0,52
		2		30	40	0,68
200 MW, rewitalizacja	-	-	30% nakładów na nowy blok	-	-	0,12

<sup>1</sup> Węzeł w KSE: 1 – odtworzenie mocy w istniejącej elektrowni, 2 – zwiększenie mocy istniejącej elektrowni.

<sup>2</sup> Prognoza zapotrzebowania w KSE: 1 – nie ma istotnego wzrostu zapotrzebowania, jest natomiast potrzebne odtworzenie mocy w KSE, 2 – jest istotny wzrost zapotrzebowania i blok jest budowany w celu pokrycie przyrostu mocy w KSE.

O tym, że nie uwzględnia się bloków gazowych w zbiorze bloków referencyjnych decydują cztery argumenty/tezy. Po pierwsze, bloki gazowe są ogólnie technologią ubezpieczającą na rynku energii elektrycznej i dlatego trzeba je widzieć w energetyce prosumenckiej, a nie w korporacyjnej. Po drugie, jako potwierdzenie tezy pierwszej, podkreśla się, że energetyka korporacyjna nie planuje już (nie rozpatruje) budowy bloków gazowych klasy 1000 MW (bloki 800 MW, rozpatrywane jeszcze kilka lat temu odchodzą w niepamięć). Budowane bloki gazowe klasy 500 MW, mianowicie Stalowa Wola – korporacyjny i Płock/Włocławek – prosumencki (autogeneracja przemysłowa), otworzyły i zamkną listę takich projektów. Po trzecie, bloki gazowe o mocy 200 MW i mniejsze, jeśli będą budowane to staną się w kolejnych latach domeną energetyki przemysłowej i ciepłowniczej (czyli realizującej prosumencki kogeneracyjny łańcuch wartości). Po czwarte, nie ma w Polsce bloków gazowych, które można by (należałoby) rozpatrywać w kontekście rewitalizacji (wszystkie istniejące bloki gazowe są blokami wybudowanymi w ciągu kilkunastu ostatnich lat).

Dobór bloków referencyjnych uwzględnionych w tabeli wpisuje się w ogólną dyskusję budować czy modernizować bloki węglowe [4], nasilającą się w energetyce korporacyjnej w związku z dyrektywą 2010/75 i antycypowanym z jej powodu deficytem mocy w KSE w kolejnych latach. W dyskusji tej zaczyna się dostrzegać, że bloki klasy 1000 MW (855 MW – Bełchatów II, 1075 MW – Kozienice, 2x900 MW – Opole, ...) są błędnym rozwiązaniem dla Polski. Jednak w dyskusji tej ciągle jeszcze nie przebija się dostatecznie wyraziście główny argument, że bloki te są za duże z punktu widzenia KSE i wymagają wielkich inwestycji sieciowych.

Szacowanie nakładów inwestycyjnych na potrzebną, w kontekście bloków referencyjnych, rozbudowę sieci elektroenergetycznych musi uwzględniać zróżnicowanie nakładów na sieć przesyłową i na sieci rozdzielcze. Ogólnie przyjmuje się, że nowe bloki w nowych elektrowniach, ale także w istniejących elektrowniach przy silnym wzroście mocy tych elektrowni (powodowanym nowymi blokami), wymagają inwestycji w sieć przesyłową głównie (ale nie tylko) na wyprowadzenie mocy. Dalej, szacuje się tu (wykorzystując monografię [5] i inne badania jej autora<sup>1</sup>), że przez takie nakłady blok referencyjny „drożeje” o 30% w stosunku do rzeczywistego.

W przypadku sieci rozdzielczych zakłada się, w wielkim uproszczeniu, że dodatkowe nakłady na ich rozbudowę są potrzebne wówczas, gdy bloki węglowe są budowane w celu pokrycia istotnych przyrostów mocy w KSE. Dalej, szacuje się (ekspercko), że te dodatkowe nakłady na sieć rozdzielczą zwiększają nakłady inwestycyjne na blok referencyjny o 40% w stosunku do rzeczywistego.

Zupełnie inny rachunek (w porównaniu z nowymi blokami) dotyczy bloków węglowych rewitalizowanych. Największy potencjał rewitalizacji jest w Polsce związany z blokami 200 MW (pewien niewielki potencjał jest związany także z blokami 120 MW). Rewitalizacja umożliwia zwiększenie rezerwy technicznej bloku nawet do 350 tys. godzin [6], przy „pierwotnym” rezerwie wynoszącym 150 tys. godzin. W dodatku rewitalizacja może być zrealizowana w bardzo elastyczny sposób: jako jednokrotna, ale także wieloetapowa. Ważne jest także to, że rewitalizację można realizować wykorzystując w bardzo dużym stopniu krajowe *know how* oraz krajowe urządzenia (nowe bloki są budowane w oparciu o importowane *know how* i importowane dobra inwestycyjne). Koszt rewitalizacji szacuje się na około 30% nakładów inwestycyjnych potrzebnych na nowy blok [4]. W dodatku referencyjny blok rewitalizowany praktycznie nie drożeje w stosunku do rzeczywistego (przyjmuje się tu, że nie wymaga on rozbudowy sieci elektroenergetycznej).

---

<sup>1</sup> Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej.

## **Charakterystyczne inwestycje w energetyce prosumenckiej traktowane jako alternatywa dla bloków węglowych**

W kontekście dyrektywy 2010/75 trzeba rozpatrywać, jako alternatywne, te inwestycje (rozwiązania) w energetyce prosumenckiej, które są możliwe do zastosowania praktycznie natychmiast. Podkreśla się przy tym, że realizacja inwestycji prosumenckich jest mniej ważna ze względów bilansowych. Jest natomiast krytyczna ze względu na potrzebę pobudzenia działań prosumenckich w latach 2014/2015. Ukształtowanie się zachowań prosumenckich (przy szerokim rozumieniu energetyki prosumenckiej: od energetyki budynkowej do przemysłowej [1]) zapewni Polsce bezpieczeństwo energetyczne (elektroenergetyczne) w sensie charakterystycznym dla każdego rynku konkurencyjnego, nawet najbardziej wrażliwego, na przykład takiego jak rynek żywnościowy. Poniżej przedstawia się cztery wybrane działania prosumenckie, bardzo istotne pod względem bilansowym i możliwe do zastosowania w krótkim czasie.

**1.** Modernizacja oświetlenia na szeroką skalę jest najszybszym sposobem wejścia Polski w proces masowego pobudzenia rozwoju energetyki prosumenckiej, jednocześnie najprostszą i niezwykle skuteczną alternatywą dla bloków węglowych. Obniżka cen „żarówek” led, nie mniejsza niż 50% w ciągu ostatnich dwóch lat, charakterystyczna dla masowych rynków energetyki prosumenckiej, daje w radykalnej wersji potencjał obniżki wieczornego zimowego szczytu obciążenia nawet o 2,3 GW [7, Kaniowski] (uwzględniając tylko oświetlenie w gospodarstwach domowych, bez pozostałych segmentów oświetlenia<sup>2</sup>). To oznacza zmianę jakościową profilu KSE polegającą na tym, że w godzinach dotychczasowego wieczornego, zimowego szczytu obciążenia możemy mieć „płytką” (lokalną) dolinę.

**2.** Mikrobiogazownie stanowią najbardziej atrakcyjny zasób energetyki prosumenckiej (na terenach wiejskich), w aspekcie elastyczności ruchowej, ale także modernizacji obszarów wiejskich (reelektryfikacja). Również pod względem bilansowym jest to bardzo atrakcyjny segment energetyki prosumenckiej, co wynika z liczby gospodarstw rolnych, w których mogą być zainstalowane mikrobiogazownie [3]. Mianowicie, jest to 225 tys. małotowarowych gospodarstw rolnych, tworzących potencjalny rynek mikrobiogazowni kontenerowych (prefabrykowanych) o mocy elektrycznej 10÷20 kW (powierzchnia gospodarstwa 10 do 20 ha). Ponadto, jest to 95 tys. towarowych gospodarstw rolnych, tworzących potencjalny rynek minibiogazowni o mocy elektrycznej 20÷50 kW (powierzchnia gospodarstwa 20 do 50 ha). Potencjał tego segmentu szacuje się, w przeliczeniu na roczną produkcję energii elektrycznej, na około 25 TWh. Wykorzystanie w połowie tego potencjału zapewniłoby zbilansowanie całego zużycia energii elektrycznej na obszarach wiejskich, na cele gospodarstw domowych i rolnictwa (około 12 TWh).

**3.** Układy gwarantowanego zasilania, zwłaszcza agregaty prądotwórcze, stanowią po stronie energetyki prosumenckiej konkurencję dla usługi zimnej rezerwy (elektrownie kondensacyjne) w energetyce WEK, na którą operator OSP (Polskie Sieci Elektroenergetyczne) ogłosił po raz pierwszy przetarg w 2013 roku (i podpisał pierwszą umowę). Sumę mocy agregatów prądotwórczych w dotychczasowych (tradycyjnych) układach gwarantowanego zasilania (u odbiorców) szacuje się na około 1000 MW [7, Chodorek]. Wykorzystanie tego zasobu jest uwarunkowane rozwojem rynku usług prosumenckich dla operatorów OSD, zarządzanych za pomocą infrastruktury smart grid EP.

---

<sup>2</sup> Takich jak: oświetlenie zewnętrzne w miastach i w gminach, oświetlenie dróg, w tym autostrad, oświetlenie hal fabrycznych, oświetlenie biurów, marketów, itd.

Próg opłacalności usługi określa koszt zmienny paliwa, który wynosi około 1500 PLN/MWh (olej napędowy, sprawność agregatu około 30%).

4. Odrębną sprawą jest DSM/DSR w przemyśle. Koncepcja tej usługi, mająca kolebkę w USA, jest znana od dziesięcioleci. Sama usługa jest wykorzystywana w wielu krajach, w zróżnicowanej postaci. W Polsce operator OSP ogłosił na nią pierwszy przetarg i podpisał pierwszą umowę, w 2013 roku, z przedsiębiorstwem z obszaru energetyki WEK (z elektrownią kondensacyjną na węgiel brunatny). W reakcji na taki rozwój sytuacji FOEEiG (Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu, stowarzyszenie grupujące odbiorców przemysłowych, powołało Zespół ds. usług systemowych świadczonych przez odbiorców przemysłowych, którego zadaniem jest oszacowanie potencjału DSM/DSR w tym segmencie i zbudowanie oferty usługi dla operatora OSP. Podkreśla się, że potencjał usługi DSM/DSR ogólnie (na świecie) jest bardzo silnie zależny od wynagrodzenia za tę usługę, najczęściej wyrażanego w postaci opłaty za gotowość redukcji mocy w okresie rocznym, np. w PLN/(MW·rok). Podkreśla się, że tak wynagradzana gotowość jest ściśle zestandaryzowana (określone są między innymi: procedury operatorskie związane z aktywacją i poleceniem wykonania usługi, a także: maksymalny czas trwania pojedynczej redukcji, maksymalna liczba redukcji na dobę, maksymalna liczba redukcji w roku, inne parametry). Realistyczny potencjał DSM/DSR przekracza w Polsce nawet 2000 MW, przy cenie za usługę sięgającej 0,5 mln PLN/(MW·rok)<sup>3</sup>.

#### **Przykład analizy porównawczej: modernizacja oświetlenia vs budowa/rewitalizacja bloków węglowych**

Szacuje się, że w domach/mieszkaniach, których łącznie jest w Polsce około 12 mln, jest zainstalowanych ponad 250 mln tradycyjnych żarówek, o typowych mocach od 40 do 100 W (sumaryczna moc żarówek w reprezentatywnym domu/mieszkanie, to około 1,2 kW). Współczynnik jednoczesności oświetlenia, redukujący moc zainstalowaną do mocy obciążenia w szczycie wieczornym szacuje się tu na około 0,2.

Łatwo wyliczyć, że zastąpienie bloku 1000 MW pod względem mocy wymaga zastąpienia świecących (jednocześnie) 11 mln tradycyjnych żarówek o mocy 100 W żarówkami typu led (taka wymiana żarówek pociąga za sobą redukcję mocy wynoszącą 90%). Uwzględniając bardzo niekorzystną (pesymistyczną) wartość współczynnika jednoczesności świecenia żarówek poddanych wymianie równą 0,5 (w pierwszym etapie zostaną wymienione żarówki najintensywniej użytkowane) otrzymuje się, że inwestycja w blok może być zastąpiona wymianą 22 mln żarówek (liczba dwukrotnie większa od liczby żarówek świecących jednocześnie) o mocy 100 W. Inaczej, chodzi o wymianę dwóch żarówek 100 W (lub innych żarówek o łącznej mocy 200 W) w jednym gospodarstwie domowym. Modernizacja oświetlenia takiego segmentu oświetlenia jest w pełni realistyczna do czasu antycypowanego, z powodu dyrektywy 2010/75, deficytu mocy.

Do dalszych oszacowań, prowadzonych w cenach stałych, przyjmuje się następujące założenia. Czas analizy wynosi 40 lat (wynika on z „pierwotnego”, do czasu ewentualnej rewitalizacji, rezerwu technicznego bloku (współcześnie budowanego) wynoszącego 200 tys. godzin i z rocznego czasu użytkowania mocy zainstalowanej równego 5 tys. h). Roczny czas funkcjonowania oświetlenia podlegającego modernizacji szacuje się na około 1500 h/rok (około 4 h/dobę). Czyli czas użytkowania oświetlenia w okresie analizy wynosi 60 tys. godzin. Ponieważ liczba wymienionych żarówek (22 mln) jest dwukrotnie większa od uczestniczących w danym momencie w świeceniu (11 mln), to „zapotrzebowanie” na trwałość każdej żarówki led zastępującej tradycyjną żarówkę wynosi 30 tys. godzin.

<sup>3</sup> Oszacowanie podaje się wyłącznie jako bardzo zgrubną ilustrację. Należy przyjąć, że działania FOEEiG doprowadzą w krótkim czasie do zwiększenia wiarygodności oszacowania.

Trwałość tradycyjnej żarówki o mocy 100 W równa się 1 tys. godzin, a żarówki led 30 tys. godzin (jest to trwałość mocno zaniżona, według katalogów trwałość ta wynosi nawet 50 tys. godzin; zaniżenie trwałości ma pewne uzasadnienie wynikające z braku w pełni wiarygodnych danych w odniesieniu do nowej technologii, którą jest oświetlenie led). To oznacza, że liczba potrzebnych wymian 22 mln tradycyjnych żarówek, gdyby przy nich pozostać, wynosi 30 (przy współczynniku jednoczesności świecenia tych żarówek wynoszącym 0,5). W przypadku żarówek led wystarczająca jest pierwsza wymiana, dokonana na początku okresu analizy.

Dalej przyjmuje się cenę tradycyjnej żarówki równą 1,5 PLN, a żarówki led 20 PLN. Zatem w okresie 40 lat koszt tradycyjnych żarówek wynosi:  $22 \text{ mln} \cdot 30 \cdot 1,5 \text{ PLN} = \sim 990 \text{ mln PLN}$ . Żarówki led kosztują natomiast:  $22 \text{ mln} \cdot 1 \cdot 20 \text{ PLN} = 440 \text{ mln PLN}$ .

Redukcja zużycie energii elektrycznej uzyskana dzięki modernizacji oświetlenia w okresie analizy wynosi około 60 TWh, redukcja zużycia węgla ponad 25 mln ton, a redukcja emisji CO<sub>2</sub> około 55 mln ton. Koszt 25 mln ton węgla szacuje się na około 2 mld \$ (cena węgla na giełdach ARA – 80 \$/t).

**Oszacowanie (górne, optymistyczne) konkurencyjności modernizacji oświetlenia w aspekcie mocy szczytowej w KSE.** W tradycyjnych analizach systemowych blok węglowy na węgiel kamienny jest blokiem podszczytowym. (Blokami podstawowymi są bloki: węglowy na węgiel brunatny oraz gazowy *combi*. Blokiem szczytowym jest blok gazowy prosty, tylko z turbiną gazową, bez kotła odzysknicowego).

Porównanie budowy bloku na węgiel kamienny z modernizacją oświetlenia w kontekście mocy szczytowej jest z punktu widzenia systemowego niedopuszczalne (jest błędem w „sztuce”, ze względu na strukturę kosztów zmiennych i stałych tego bloku). Z drugiej strony porównanie takie ma obecnie znaczenie dydaktyczne, bo pokazuje jak niebezpiecznie oddaliła się od realiów praktyka korporacyjna z agresywną argumentacją, że antycypowany deficyt mocy, z powodu dyrektywy 2010/75, będzie miał przyczynę w braku inwestycji w energetykę WEK (węglową, jądrową).

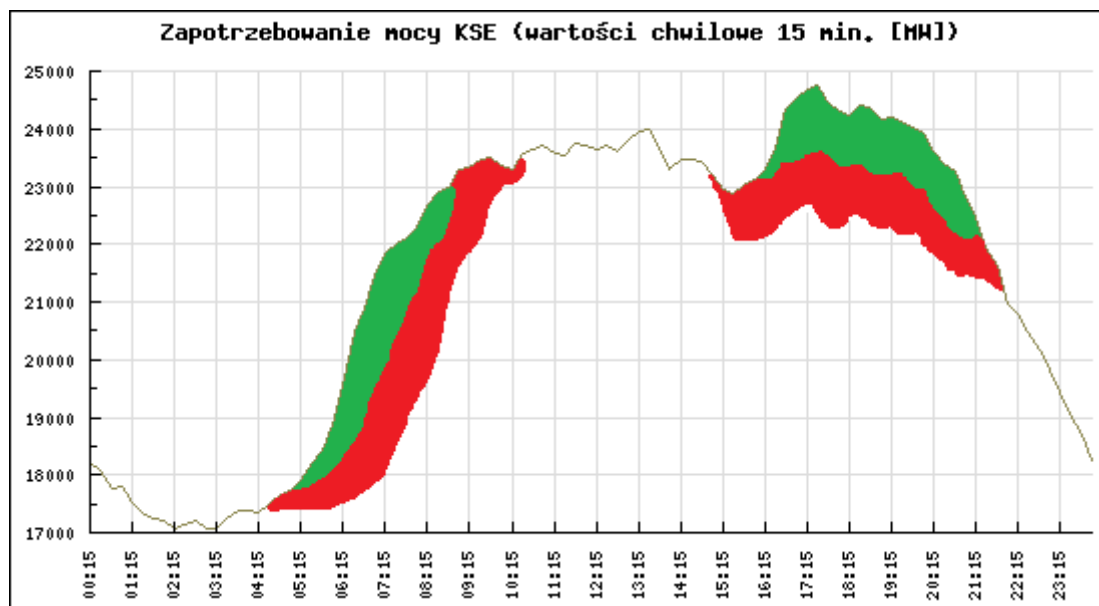
Miarą tego niebezpieczeństwa jest szokujący wynik liczbowy, który daje porównanie „blok 1000 MW i tradycyjne żarówki vs żarówki led” w aspekcie mocy szczytowej w KSE. Mianowicie, nie wliczając energii elektrycznej równej wolumenowi zapotrzebowania na oświetlenie led (ten wolumen jest wspólnym czynnikiem kosztotwórczym w obydwu rozwiązaniach), a także pomijając koszt uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (czyli zaniżając koszt rozwiązania z blokiem węglowym) w bardzo wielkim uproszczeniu można przyjąć, że na koszt pierwszego rozwiązania, składają się: nakłady inwestycyjne na blok referencyjny – 3,06 mld €, kupno tradycyjnych żarówek – 990 mln PLN, koszt węgla – 2 mld \$. Uwzględniając obecne kursy walutowe otrzymuje się łączny koszt równy około 19 mld PLN. Koszt drugiego rozwiązania wynosi natomiast tylko 0,44 mld PLN.

**Oszacowanie (dolne, pesymistyczne) modernizacji oświetlenia w aspekcie produkcji energii w blokach referencyjnych.** Jest to porównanie bliższe poprawności analizy systemowej (chodzi o poprawność w kontekście właściwości bloku na węgiel kamienny jako bloku podszczytowego w KSE). Dla uproszczenia tej analizy redukuje się koszt bloku referencyjnego w rozwiązaniu pierwszym za pomocą współczynnika równego stosunkowi: czasu rocznego funkcjonowania oświetlenia podlegającego modernizacji (1500 h/rok) do czasu rocznego użytkowania mocy zainstalowanej (5 tys. h/rok). Pierwszy czas jest typowy dla bloków szczytowych, drugi dla bloków podszczytowych. Stosunek wymienionych czasów, wynoszący 0,3, prowadzi do redukcji kosztu bloku referencyjnego w pierwszym rozwiązaniu do poziomu 0,92 mld € (jest to ciągle znacznie więcej niż w przypadku „klasycznego” bloku szczytowego gazowego, ale z drugiej strony paliwo jest znacznie tańsze). Czyli w tym oszacowaniu łączny koszt obliczony dla pierwszego rozwiązania (z blokiem węglowym) wynosi około 8 mld PLN. Chociaż jest to ponad dwukrotnie mniejszy



koszt niż w oszacowaniu przeprowadzonym dla bloku węglowego, traktowanego jako blok szczytowy, to i tak budowa bloku węglowego jest całkowicie nieracjonalna w porównaniu z modernizacją oświetlenia.

**Przykład wpływu modernizacji oświetlenia na zmianę jakościową profilu obciążenia KSE.** Na rysunkach 1 i 2 zobrazowano skutek modernizacji oświetlenia w gospodarstwach domowych na profilach dobowych obciążenia KSE reprezentatywnych dla sezonu zimowego (środa, szczyt zimowy) i dla sezonu letniego (środa) [7. Kaniowski]. Przedstawione wyniki wymagają weryfikacji. Ukazują one jednak już obecnie dwie sprawy, jako bezsprzeczne. Po pierwsze, „środowiskiem” właściwym dla analizy energetyki prosumenckiej są profile dobowe obciążenia KSE (znajomość charakterystycznych stanów obliczeniowych KSE – z których najważniejszym w całej historii badań systemowych był zimowy szczyt wieczorny – jest niewystarczająca). Po drugie, następuje historyczna zmiana charakteru tych profili. Jedno tylko działanie, modernizacja oświetlenia może zamienić (globalny) dobowy szczyt w (lokalną) dolinę i pojawienie się (globalnego) szczytu południowego. W rezultacie wytwarzają się całkowicie nowe warunki do stosowania usługi DSM/DSR, mianowicie zapotrzebowanie na tę usługę w (globalnym) szczycie południowym. Oczywiście, źródła wiatrowe i PV komplikują sytuację. Z drugiej strony pojawia się znakomita, pod względem właściwości (w tym regulacyjnych) w kontekście usług systemowych dla operatorów, technologia w postaci mikrobiogazowni (z mikromagazynami biogazu), zdolnych do pracy w trybie *semi off grid*.



Rys. 1. Potencjał modernizacji oświetlenia w segmencie gospodarstw domowych. Dobowy wykres zapotrzebowania, 23.I. 2013, oraz zredukowane pasma obciążenia, wynikające z wymiany oświetlenia tradycyjnego na częściowo zmodernizowane (kolor zielony) oraz całkowicie zmodernizowane (kolor zielony i czerwony, łącznie) [7, Kaniowski]

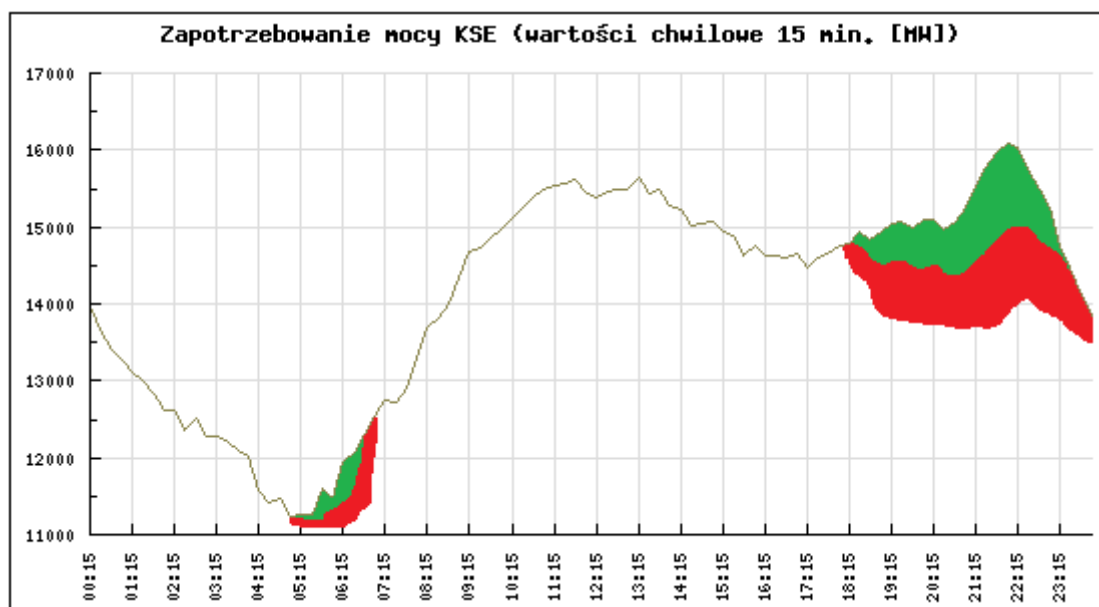
## Wnioski

Oszacowania przedstawione w tabeli, zwłaszcza dotyczące nakładów inwestycyjnych w sieciach elektroenergetycznych, mają w kontekście ilościowym bardzo przybliżony, wręcz tylko poglądowy charakter. W szczególności jest tak na przykład w kontekście metody OPF (*optimal power flow*) – optymalnych rozplływów mocy w SEE (podejmuje się tu ogólną tematykę systemów elektroenergetyczną, nie zawęża się jej do KSE). Z drugiej strony trzeba



pamiętać, że rozpięty OPF wyznacza się obecnie tylko dla charakterystycznych stanów pracy SEE (szczyt wieczorny zimowy/letni, dolina nocna letnia), i następnie wykorzystuje w różnorodnych analizach systemowych, zwłaszcza rozwojowych.

Taki sposób postępowania, chociaż stwarza pozory dokładności ma dwa wielkie źródła niepewności wyników. Po pierwsze, zamodelowane obciążenia w praktyce zawsze różnią się od rzeczywistych obciążeń węzłowych dla charakterystycznych stanów pracy SEE. Przy tym to źródło niepewności ma na ogół niewielkie znaczenie praktyczne, bo różnice między obciążeniami rzeczywistymi i modelowymi są niewielkie. Po drugie, i to jest znacznie ważniejsze, uzyskane wyniki praktycznie nigdy nie mają miejsca w rzeczywistości, ale na ich podstawie wyciąga się wnioski o bardzo dużym znaczeniu ekonomicznym, w szczególności dotyczących miliardowych inwestycji w bloki WEK.



Rys. 2. Tak jak rys.1, dobowy wykres zapotrzebowania – 7 VII 2013

Dlatego wyniki analizy efektywności modernizacji oświetlenia, pokazane na rys. 1 i 2 mają w kontekście metodyki badawczej jeszcze jeden, oprócz związanego z metodą kosztów unikniętych, silny wydźwięk jakościowy. Mianowicie pokazują one, że analizę efektywności energetyki prosumenckiej trzeba prowadzić przede wszystkim na dobowych profilach obciążenia KSE.

Ostatnią sprawą, którą się tu porusza jest ryzyko związane z inwestycjami w bloki (węglowe, jądrowe), nasilające się bardzo w warunkach szokowego postępu technologicznego. Modernizacja oświetlenia, o której jest w artykule, dla której warunki powstały praktycznie dopiero w ostatnich dwóch latach, jest ciągle poza zasięgiem percepcji *homo energeticusów* i *homo economicusów* (energetyka korporacyjna), absolutnie nie wychodzących poza obszar innowacji zachowawczych.

Gdyby wcześniej, w końcu ostatniej dekady, wybudować blok węglowy o mocy 1000 MW, zgodnie ze strategiami przedsiębiorstw energetyki korporacyjnej, to natychmiast pojawiłyby się wielkie *stranded costs* w tej energetyce. Oczywiście, w okresie życia bloków węglowych i jądrowych, sięgającego nawet 70 lat (przy uwzględnieniu możliwości wydłużenia, za pomocą głębokiej rewitalizacji, ich zasobów technicznych do 350 tys. godzin) ryzyko *stranded costs* powodowane innowacjami przełomowymi w energetyce prosumenckiej jest nie do przeszacowania. Tym bardziej niepokojące są koncepcje rozszerzania – w związku ze wzrostem udziału w mocach wytwórczych źródeł z losową produkcją (źródła wiatrowe,

PV) – pasma regulacyjności bloków węglowych w „dół”, aż do poziomu mocy równego tylko 20% mocy znamionowej. Oczywiście, taki sposób rozwiązywania, za pomocą innowacji zachowawczych, nowych problemów jest niewłaściwy (podkreśla się, że jest to sposób, który zbliża bloki węglowe do bloków szczytowych/regulacyjnych).

### **Źródła:**

- [1] [Popczyk J. Energetyka prosumencka – od sojuszu polityczno-korporacyjnego do energetyki prosumenckiej w prosumenckim społeczeństwie](#). BŻEP (Nr katalogowy 1.1.06). [www.klaster3x20.pl](http://www.klaster3x20.pl) (podstrona CEP).
- [2] Bezpieczeństwo elektroenergetyczne w społeczeństwie postprzemysłowym na przykładzie Polski. Pod redakcją J. Popczyka. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej. Gliwice 2009.
- [3] [Popczyk J. Energetyka prosumencka jako innowacja przełomowa](#). BŻEP (Nr katalogowy 1.4.04). [www.klaster3x20.pl](http://www.klaster3x20.pl) (podstrona CEP).
- [4] Jaśkowska J. Budować czy modernizować? Sprawozdanie z debaty „Przedłużanie czasu pracy urządzeń energetycznych ...”, która odbyła się w Licheniu w ramach VI (2013) Konferencji N-T Remonty i Utrzymanie Ruchu w Energetyce. Sprawozdanie zamieszczone w czasopiśmie: Energetyka ciepłna i zawodowa. 9/2013.
- [5] Kocot H. *Analiza i synteza rozwoju systemu elektroenergetycznego z wykorzystaniem kosztów krańcowych*. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej. Gliwice 2012.
- [6] Badania prowadzone w zakresie rewitalizacji bloków elektroenergetycznych 200 MW przez Przedsiębiorstwo Usług N-T Pro Novum. [www.pronovum.pl](http://www.pronovum.pl).
- [7] Chodorek M., Kaniowski K. Projekt dydaktyczny „Potencjalna rola energetyki prosumenckiej w redukcji ryzyka deficytu mocy antycypowanego w związku z dyrektywą 2010/75”. Przedmiot Zarządzanie i Organizacja w Elektroenergetyce, prowadzący J. Popczyk, studia II stopnia (magisterskie), Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, rok akademicki 2013/2014.