

ELEKTROPROSUMERYZM vs ENERGETYKA WEK-OZE
w świetle wydajności elektroekologicznej (oraz termoeekologicznej)
i społecznej (oraz gospodarczej) na przykładzie regionu górniczego
Jan Popczyk, Krzysztof Bodzek

Gliwice, wrzesień 2021

Spis treści

Spis ważniejszych oznaczeń i akronimów

Wstęp

- 1.** Powiat zgorzelecki w potrójnej perspektywie
 - 1.1. Konieczność wygaszenia kompleksu Turów-Bogatynia (WEK-WB)
 - 1.2. Klaster Zgorzelecki WEK-OZE
 - 1.3. Transformacja gospodarczo-społeczna powiatu zgorzeleckiego do rynków elektroprosumeryzmu

Część I. Podstawy

- 2.** Koncepcja transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu – druga ustrojowa reforma rynku energii elektrycznej
 - 2.1. Koncepcja transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu. Heurystyki (krajowe) i pięć ścieżek transformacji
 - 2.2. Druga ustrojowa reforma rynku energii elektrycznej i Prawo elektryczne
- 3.** Kryterium kosztu termo- i elektroekologicznego
 - 3.1. Koszt termoeekologiczny w energetyce WEK-PK
 - 3.2. Koszt elektroekologiczny w elektroprosumeryźmie
 - 3.3. Koszty termoeekologiczny i elektroekologiczny na trajektorii TETIP
- 4.** Projekt ustawy Prawo elektryczne – potrzeba unifikacji nowej doktryny prawnej, przełomowej koncepcji transformacyjnej i adekwatnej praktyki legislacyjnej
 - 4.1. O doktrynie (prawnej) Prawa elektrycznego
 - 4.2. Wymagania koncepcji TETIP
 - 4.3. Słownik kanoniczny i spis rozdziałów ustawy

Część II. Zakres analizy, dane wejściowe, wyniki analiz (oszacowania)

- 5.** Szerokie otoczenie analizy – energetyka WEK-PK
 - 5.1. Ślad CO₂ technologii wytwórczych
 - 5.2. Ślad CO₂ materiałów
 - 5.3. Koszt elektroekologiczny linii przesyłowych
 - 5.4. Koszt elektroekologiczny elektrowni węglowych i elektrowni jądrowych
 - 5.5. Koszt elektroekologiczny energetyki WEK-WB
- 6.** Zgorzelecki Klaster WEK-OZE jako „spadkobiorca” kompleksu Turów-Bogatynia
 - 6.1. Założenia
 - 6.2. Koszt elektroekologiczny elektrowni ESP
 - 6.3. Koszt elektroekologiczny energetyki WEK-OZE w klastrze zgorzeleckim
- 7.** Elektroprosumeryzm jako siła sprawcza rozwoju lokalnego na przykładzie powiatu zgorzeleckiego
 - 7.1. Oszacowania potrzeb (bez energetyki WEK-OZE oraz kopalni i elektrowni Turów)
 - 7.2. Propozycja miksu i trajektoria
 - 7.3. Koszt elektroekologiczny elektroprosumeryzmu
 - 7.4. Wpływ na rozwój lokalny (tworzenie klasy średniej, zamiast klasy robotniczej i lokalnych oraz krajowych oligarchów)

Zakończenie /Wnioski

- 8.** Stabilny rozwój (elektroprosumeryzmu) od zaraz zamiast drugie wygaszanie (WEK-OZE) za dwie dekady

Źródła

SPIS WAŻNIEJSZYCH OZNACZEŃ I AKRONIMÓW

CAPEX, OPEX	-	(z ang. capital expenditures) – wydatki inwestycyjne, (ang. operating expenditures), wydatki operacyjnych związanych z utrzymaniem produktu
CBAM	-	Carbon Border Adjustment Mechanism – „podatek graniczny” lub „cło węglowe”
CTEP	-	Certyfikator transformacji elektroprosumenckiej
DSM/DSR	-	(z ang. Demand Side Management / Demand Side Response) mechanizm zarządzanie stroną popytową/reakcja odbiorców
DURE	-	Druga ustrojowa reforma elektroenergetyki
EB, μ EB	-	Elektrownie biogazowe i mikro elektrownie biogazowe
EP	-	Elektroprosumeryzm
EPH	-	Elektroprosumencka Platforma Handlowa
ESP	-	Elektrownia szczytowo-pompowa
EWL	-	Elektrownie wiatrowe lądowe
EWM	-	Elektrownie wiatrowe morskie
EZŁ	-	Europejski Zielony Ład
Fit for 55	-	Gotowi na 55
GHG	-	Ślad CO ₂ związany z emisją CO ₂ przy wytworzeniu materiału GHG(M), technologii wytwórczej GHG _w , magazynu energii GHG _M ,
GOZ	-	Gospodarka Obiegu Zamkniętego
GWP	-	z ang. Global Warming Potential – wskaźnik służący do ilościowej oceny wpływu danej substancji na efekt cieplarniany
ITEP	-	Inżynier transformacji elektroprosumenckiej
JST	-	Jednostka Samorządu Terytorialnego
JREE	-	Jednolity Rynek Energii Elektrycznej
Koszt elektroekologiczny KEE	-	Miara wyczerpywania się nieodnawialnych bogactw naturalnych w elektroprosumeryzmie wiążąca się z produkcją energii elektrycznej bezpośrednio w źródłach odnawialnych (słonecznych, wiatrowych, wodnych), czyli bez ponoszenia strat w procesach spalania i ciepłych, i użytkowaniem jej (energii elektrycznej) do zaspokajania wszystkich potrzeb energetycznych, w tym potrzeb wszystkich elektrotechnologii realizowanych w środowisku cyfrowym
Koszt KEE(EP) _{ks}	-	Koszt sieci elektrycznej na rynkach energii elektrycznej
Koszt KEE(EP) _{ku}	-	Koszt użytkowania energii elektrycznej (wraz z kosztem jej elektroprosumenckiego magazynowania
Koszt KEE(EP) _{kw}	-	Koszt wytwarzania energii elektrycznej (z uwzględnieniem technologii multienergetycznych)
Koszt termoeekologiczny TEC	-	Wzrost entropii energetycznej i strat egzergii – czyli miara wyczerpywania się nieodnawialnych bogactw naturalnych
NGEU	-	Plan Odbudowy i Odporności UE (NextGenerationEU)
MAP	-	Ministerstwo Aktywów Państwowych
MKiOŚ	-	Ministerstwo Klimatu i Ochrony Środowiska

OECD	-	(z ang. Organisation for Economic Co-operation and Development) - Organizacja Współpracy Gospodarczej i Rozwoju
OSP	-	Operator Sieci Przesyłowej
OSD	-	Operator Sieci Dystrybucyjnej
OWSE	-	Operator Wirtualnego Systemu Elektrycznego
PL	-	Polski Ład
POK	-	Program Odbudowy Kraju
PV	-	Źródła fotowoltaiczne
ROEP	-	Rada Odporności Elektroprosumeryzmu
Skumulowany ślad CO ₂	-	Uwzględnienie w emisji CO ₂ , oprócz śladu CO ₂ z lokalnej osłony, również materiałów potrzebnych do budowy czy modernizacji, ale także wydobycie, przetwórstwa, transportu i utylizacji odpadów
Stany A i B	-	Stany początkowy i końcowy transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu (w skali elektroprosumenta, samorządu (JST))
System(WSE)	-	Wirtualny System Elektryczny jest wydzielonym zbiorem źródeł (ogólnie instalacji wytwórczo-magazynowych) przyłączonych w węzłach sieciowych i odbiorów (ogólnie instalacji prosumenckich) przyłączonych w sieciowych węzłach odbiorczych KSE zarządzanych za pomocą EPH
STD	-	Sieciowy Terminal Dostępowy
Ślad CO ₂	-	Emisja CO ₂ w lokalnej osłonie bilansowej, ograniczona do emisji paliw i sprawności technologii
TETIP	-	Transformacja energetyki w trybie innowacji przełomowej (do elektroprosumeryzmu)
URE	-	Urząd Regulacji Energetyki
UREP	-	Urząd Rozwoju Elektroprosumeryzmu
WEK-OZE	-	Konieczność wprowadzenie tego akronimu jest podyktowana zagrożeniem, dla transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu (weryfikowalnej technikami tripletu paradygmatycznego), które wprowadza krajowy plan KPO. Zagrożeniem tym jest w szczególności ofensywa wszystkich sektorów energetyki WEK-PK mająca na celu wykorzystanie funduszy z KPO do obrony korporacyjnego modelu funkcjonowania, z nienaruszoną dominacją efektu skali (technologicznej i biznesowej)
WEK-PK	-	Wielkoskalowa energetyka paliw kopalnych; wszystkie sektory (elektroenergetyka, sektor paliw płynnych, gazownictwo, ciepłownictwo, górnictwo węgla kamiennego)
WEK-PK(iEJ)	-	Konieczność wprowadzenie tego akronimu jest podyktowana z kolei zagrożeniem, dla transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu (weryfikowalnej technikami tripletu paradygmatycznego), które wprowadza krajowy plan KPO i działania Ministerstwa Klimatu i Środowiska na rzecz włączenia w Polsce wielkiego przemysłu w program rozwoju energetyki jądrowej z blokami jądrowymi średniej mocy (klasy 250-300 MW), czyli rozszerzenie statusu energetyki OZE na bezemisyjne elektrownie jądrowe (i wielkoskalowe technologie wodorowe)
ZWZ-KSE	-	zasada współużytkowania zasobów KSE

Wstęp

1. Powiat zgorzelecki w potrójnej perspektywie

Powiat zgorzelecki tworzy w drugiej połowie 2021 r. najbardziej charakterystyczną perspektywę zderzenia polskiej transformacji energetycznej nazywanej „polityką energetyczną” (będącej przedmiotem władztwa partyjno-rządowego) oraz polityki unijnej i trendów globalnych. W prezentowanej ekspertyzie zderzenie to analizuje się w potrójnej perspektywie empirycznej (indukcyjnej) koniecznego wygaszenia kompleksu Turów-Bogatynia, a dalej Klastra Zgorzeleckiego oraz potencjalnej (potrzebnej) transformacji gospodarczo-społecznej powiatu zgorzeleckiego do rynków elektroprosumeryzmu po jednej stronie oraz w środowisku koncepcji TETIP do elektroprosumeryzmu mającej podstawy fundamentalne (dedukcyjne) po drugiej stronie.

Zderzenie dwóch perspektyw (praktycznej oraz prognostycznej, inaczej indukcyjnej oraz dedukcyjnej), a także przedstawione wnioski, mają podstawę w rozszerzeniu metodologicznym koncepcji transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu, którym jest w szczególności koszt elektroekologiczny tej transformacji (cz. I ekspertyzy) oraz oszacowania/heurystyki (cz. II). Znaczenie rozszerzenia metodologicznego – w szczególności unifikacja fundamentalnego kosztu elektroekologicznego z rynkowym kosztem uprawnień do emisji CO₂ jest bardzo istotnym „domknięciem” teoretycznym tripletu paradygmatycznego, w tym w tak fundamentalnym aspekcie jak rynkowy mechanizm kształtowania trajektorii TETIP (dynamiki tej transformacji) bazujący na cenach będących rynkowym odzwierciedleniem kosztów krańcowych, wyrażonych w pieniądzu. (W tym miejscu podkreśla się, że koszt termoeekologiczny, będący przedmiotem metody termodynamiki technicznej, wyrażany jest w jednostkach powiązanych z energią chemiczną/jądrowa w osłonach globalnych i z energią końcową w osłonach lokalnych).

Z drugiej strony koszt elektroekologiczny powiązany z rynkowym kosztem uprawnień do emisji CO₂ stanowi (ma to fundamentalne znaczenie praktyczne) podstawę unifikacji koncepcji transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu z celami politycznymi UE: głównym w postaci neutralności klimatycznej 2050, ale także z celami „operacyjnymi” (planistycznymi) w kolejnych 7-letnich perspektywach budżetowych i w kolejnych 10-letnich ramach programowych. W szczególności potencjał tej unifikacji jest widoczny w perspektywie najnowszych unijnych programów politycznych (NGEU, Fit for 55, CBAM).

Oczywiście, jeśli nie było koncepcji kosztu elektroekologicznego, to nie istniały (nie były dostępne) jego heurystyki. Heurystyki określone w ekspertyzie po raz pierwszy, w tym zastosowana metoda ich szacowania, otwierają nowe możliwości badawcze o wielkim znaczeniu utylitarnym. Przede wszystkim jest to możliwość weryfikacji rankingu ścieżek (1) do (5) transformacji TETIP. Ten ranking, wynikający z podstaw fundamentalnych, jest ciągle jeszcze w bardzo istotnym stopniu odmienny od rankingu celów politycznych; przesłanki indukcyjne (rosnące doświadczenia praktyczne związane z realizacją celów politycznych) zmieniają jednak sytuację na lepszą, prowadzą do korekcji celów. Poprawny ranking ścieżek jest z kolei podstawą do zidentyfikowania prawidłowego tempa wygaszania energetyki WEK-PK. Nowe możliwości badawcze dają się generalnie przełożyć łatwo na wnioskowanie praktyczne będące podstawą zaawansowanego dynamicznego zarządzania trajektorią TETIP.

1. 1. Konieczne wygaszenie kompleksu Turów-Bogatynia (WEK-WB). Kompleks Turów-Bogatynia przez wybudowanie nowego bloku węglowego 450 MW – wbrew wszystkim znanym przesłankom nieracjonalności tej inwestycji – sprawił, że Gmina Bogatynia, ale też powiat zgorzelecki, znalazły się w najbardziej złożonej sytuacji wśród wszystkich regionów węglowych w Polsce (i w Europie). Już ponosi konsekwencje woluntarystycznych decyzji podjętych przez sojusz polityczno-korporacyjny (rząd – PGE). Sojusz szukający w 2021 r. w koncepcji NABE ratunku dla siebie (całego establishmentu elektroenergetyki WEK-PK i potencjalnych oligarchów) za pomocą uwłaszczenia na energetyce WEK-OZE, i na Polskim Ładzie. Koncepcji będącej makiawelistycznym planem obciążenia regionów energetyki WEK-PK (nie tylko WEK-WB) skutkami katastrofalnych decyzji inwestycyjnych. Bo węglowe zasoby wytwórcze – skonsolidowane w NABE, na państwowym „garnuszk” (jeśli to będzie w świetle decyzji TSUE dotyczącej Turowa w ogóle możliwe) – nie przestaną być w Polsce, w nowej globalnej rzeczywistości, śmieciowymi. Przeciwnie, staną się toksycznymi dla całej gospodarki. W takiej sytuacji zaniechanie działań na rzecz uczestnictwa w transformacji energetycznej ponad 5 tys. zatrudnionych (1,2 tys. w elektrowni, 2,3 tys. w odkrywce, 1,8 tys. w „zapleczu”) byłoby „abdykacją”. Założenie, że przyszłość Gminy Bogatynia będzie taka jak teraźniejszość, tylko nowocześniejsza, nie ma najmniejszych szans na realizację w świetle kosztu elektroekologicznego najnowocześniejszej elektroenergetyki WEK-WB (blok klasy 450 MW), który już obecnie jest kilkadziesiąt (około 30 razy) większy od takiego kosztu dla źródeł wytwórczych OZE (na rynkach elektroprosumeryzmu). Niezależnie od trudności zatrudnieni w elektrowni, w odkrywce, i w zapleczu, muszą wykazać inicjatywę i we współpracy z samorządem odblokować się na partycypację w rynkach elektroprosumeryzmu, i pokrewnych.

1. 2. Klaster Zgorzelecki (WEK-OZE). Strategia Klastra Zgorzeleckiego, ukierunkowana na transformację powiatu zgorzeleckiego w region elektroenergetyki WEK-OZE „równoważnego” pod względem produkcji energii elektrycznej kompleksowi Turów-Bogatynia jest (w opracowaniu jest to wyjściowa hipoteza) rozwiązaniem nieuprawnionym fundamentalnie, całkowicie niezgodnym z paradygmatami transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu. W szczególności miejsca pracy w tym wariantcie (według Klastra jest to 4,5 do 7,8 tys. zatrudnionych) muszą być poddane stress testom na odporność w środowisku elektroprosumeryzmu; potrzeba ta wynika z oszacowania równoważnego zatrudnienia w elektroprosumeryzmie wynoszącego 5,7 tys. zatrudnionych, tab. 27). Ponadto, wariant WEK-OZE musi być poddany stress testom w kontekście kosztu elektroekologicznego (uwzględniającego już na obecnym etapie składową w postaci kosztu elektroekologicznego sieci przesyłowych, tab. 8). Chodzi o to, aby nie tworzyć rozwiązań (nie inwestować w energetykę WEK-OZE), które za trzy dekady (ale z dużym prawdopodobieństwem wcześniej) nie przetrwają konfrontacji z rynkami elektroprosumeryzmu.

1. 3. Transformacja gospodarczo-społeczna powiatu zgorzeleckiego do rynków elektroprosumeryzmu. Ta perspektywa jest punktem wyjścia do drugiej hipotezy wyjściowej. Mianowicie, że w aspekcie kryteriów rozwoju endogenicznego,

adekwatnego/właściwego dla potrzeb powiatu, rynki elektroprosumeryzmu stanowią cywilizacyjną szansę powiatu zgorzeleckiego. Jednak nie mogą być traktowane jako rozwiązanie wyłączone. Muszą być traktowane jako rozwiązanie mające mnożnikową odporność na zmiany, zarówno w obszarze procesów społecznych jak i w obszarze innowacji technologicznych i dokonujących się zmian modeli ekonomicznych (zmian w kierunku ekonomii behawioralnej).

Część I. Podstawy

2. Koncepcja transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu – druga ustrojowa reforma rynku energii elektrycznej – projekt ustawy Prawo elektryczne

Trójkąt sił sprawczych transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu (transformacji traktowanej jako trwający przez trzy dekady proces gospodarczy i społeczny ukierunkowany na osiągnięcie neutralności klimatycznej), to: koncepcja (TETIP) – DURE – Prawo elektryczne. Ten trójkąt sił sprawczych jest charakterystyczny dla Polski w połowy 2021 r. przez koincydencję dwóch kryzysów, potencjalnego i trwającego. Pierwszy odnosi się do dwóch ustrojowych porządków prawnych transformacji TETIP (Prawo energetyczne, Prawo elektryczne). Drugi (ujawniający się w sposób dramatyczny w Polsce drugiej połowy 2021 r.) odnosi się do dwóch ustrojowych porządków prawnych: polskiego konstytucyjnego i unijnego traktatowego. Nadanie koncepcji TETIP statusu siły sprawczej jest w tym miejscu zapowiedzią potrzebnej (koniecznej) unifikacji złożoności elitarniej teorii i prostoty demokratycznej praktyki; podkreśla się, że unifikacja nie może jednak w żadnym wypadku oznaczać wyłącznie popularyzowania specjalistycznej teorii, musi oznaczać także podnoszenie oddolnych kompetencji wdrożeniowych. Ponadto, koncepcja TETIP unifikująca teorię i praktykę ma kardynalne znaczenie jako odpowiedź na szczególne unijne „pobudzenie” w zakresie tworzenia kolejnych programów politycznych (EZŁ, NGEU, Fit for 55, CBAM, i inne). Z kolei reforma DURE jako siła sprawcza staje się „oczywistością” w świetle koncepcji NABE realizowanej przez ministerstwo MAP. Prawo elektryczne staje się natomiast już bezwzględnie wymagane w świetle nawałnicy ustaw związanych z Polskim Ładem, i stworzenia alternatywy dla niej. Razem, trójkąt sił sprawczych transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu jest (może być) stabilną odpowiedzią na polityczne „rozgorączkowanie” występujące w obszarze transformacji energetycznej na przeciwległych biegunach: unijnym i polskim. W tym sensie stanowi bardzo dobrą podstawę powrotu Polski do UE z obustronną korzyścią. Mianowicie, Polska może na podstawach fundamentalnych (koncepcja bazująca na triplecie paradygmatycznym, pierwsza siła w trójkącie sił sprawczych) zrealizować krajową transformację TETIP do elektroprosumeryzmu i skutecznie wyzwolić się z dominacji polityki energetyki WEK-PK, ale również WEK-OZE(iEJ), a jednocześnie wpisać w unijną politykę realizacji celów politycznych (w tym głównego celu w postaci neutralności klimatycznej 2050), i to w sposób bardziej efektywny. Uwzględniając, z kolei trzecią siłę sprawczą – Prawo elektryczne – Polska może w UE stać się sandbox’em na skalę piątego kraju członkowskiego. (Druga siła sprawcza – reforma DURE – jest potrzebna tylko Polsce. Pozostałe kraje UE mają takie reformy – zrealizowane w różnym trybie – za sobą).

2.1. Koncepcja transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu. Heurystyki (krajowe) i pięć ścieżek transformacji

Transformacja TETIP jest to transformacja bazująca na triplecie paradygmatycznym (paradygmaty: elektroprosumencki, egzergetyczny- dotyczący jakości energii, wirtualizacyjny) i na zmianie rynków pierwotnych (energii chemicznej węgla kamiennego i

brunatnego, ropopochodnych paliw transportowych i gazu, wynoszących w stanie początkowym A łącznie 1100 TWh/rok) oraz rynków końcowych (energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych, łącznie około 600 TWh/rok) w rynek napędowej energii elektrycznej OZE w stanie końcowym B, potencjalnie około 175 TWh/rok netto i około 200 TWh/rok brutto. Oznacza to, że transformacja TETIP zapewnia (w wypadku rynków krajowych) 6-krotnie wyższą wydajność energetyczną rynków energii pierwotnej paliw kopalnych (energii chemicznej węgla, ropy, gazu); podobnie jest na świecie (ale po włączeniu do światowego bilansu energii pierwotnej energii jądrowej paliw jądrowych). Natomiast względem (krajowych) rynków końcowych energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych transformacja TETIP zapewnia w przybliżeniu 3-krotnie wyższą efektywność energetyczną. Drugą podstawową cechą transformacji TETIP jest zbudowanie rynków elektroprosumeryzmu zastępujących rynki pierwotne i końcowe należące w stanie A (na mocy koncesji URE) do podmiotów (do korporacji) zasiedziały w energetyce WEK-PK przez pretendentów (nowe podmioty) na pięciu ścieżkach, którymi są:

- (1) Pasywizacja budownictwa za pomocą technologii domu pasywnego (aż 5-krotne zmniejszenie zużycia ciepła grzewczego, przeciętnie dla kraju).
- (2) Elektryfikacja ciepłownictwa (potencjał, to około 3-krotnie mniejsze zużycia napędowej energii elektrycznej OZE potrzebnej do napędu pomp ciepła w porównaniu ze zużyciem ciepła grzewczego po pasywizacji budownictwa i ciepła do produkcji ciepłej wody użytkowej).
- (3) Elektryfikacja transportu (potencjał, to około 3-krotnie mniejsze zużycie napędowej energii elektrycznej OZE potrzebnej do napędu samochodów elektrycznych w porównaniu z energią chemiczną ropopochodnych paliw transportowych).
- (4) Użytkowanie energii elektrycznej i elektrotechnologie w środowisku cyfrowym i gospodarki GOZ są nową ścieżką, włączoną do koncepcji TETIP pod wpływem radykalnego przyspieszenia działań UE (Rady, Komisji, Parlamentu). Mianowicie, chodzi już nie tylko o działania w postaci Europejskiego Zielonego Ładu i unijnego Programu Odbudowy i Odporności (wprowadzonych w „obieg” w latach 2019 i 2020, odpowiednio), ale również o te wprowadzone w postaci kolejnych programów (pakietów) ogłoszone do sierpnia 2021 r. (Fit for 55, CBAM). Główne efekty na czwartej ścieżce są związane z elektroprosumenckim wykorzystaniem DSM/DSR oraz z potencjałem wykorzystania: przemysłu 4.0; dalej, z wykorzystaniem elektrotechnologii w energochłonnych procesach przemysłowych (w szczególności w hutnictwie) oraz z przejściem do gospodarki GOZ (która jest ważna zarówno w aspekcie energetycznym jak i surowcowym). Heurystyki (oszacowania liczbowe) efektywności w zakresie bilansów energetycznych oraz efektywności ekonomicznej dla tej ścieżki nie są jeszcze znane. Jednak zapoczątkowane w niniejszej ekspertyzie praktyczne oszacowania kosztów elektroekologicznych otwierają drogę do wyznaczania takich heurystyk
- (5) Piątą ścieżką jest reelektryfikacja OZE (potencjał: redukcja istniejącego rynku końcowego energii elektrycznej netto nie mniejsza niż 30%, ze 130 TWh/rok do 95 TWh/rok. Z kolei wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną netto z tytułu zastąpienia rynków końcowych ciepła i paliw transportowych, to około 80 TWh/rok). Reelektryfikacja OZE jako ostatnia ścieżka w rankingu ich ważności jest zaskoczeniem,

ale tylko wówczas, gdy na ranking patrzeć w perspektywie celów politycznych (zwłaszcza unijnych) transformacji energetycznej. W perspektywie podstaw fundamentalnych przedstawiony ranking jest w pełni racjonalny.

(6) Elektroprosumenckie rynki energii elektrycznej (sieciowe, ale również bezsieciowe) jako praktyka unifikująca wszystkie pięć ścieżek mają charakter dynamiczny. Przy tym stan A (początkowy, tu 2021) jest już (we wrześniu) w zasadzie zdeterminowany (jest znany empirycznie, w kategoriach metody indukcyjnej). Na ścieżce (1) stan ten można opisać za pomocą redukcji rynku ciepła wynoszącej około 40% względem bazy 1990. Na ścieżce (2) jest to około 250 tys. pomp ciepła mających udział w zapotrzebowaniu na energię elektryczną wynoszący około 2 TWh. Ścieżki (3) i (4) są w stanie A praktycznie „zerowe”. Na ścieżce (5) jest to stan określony przez udział lądowych źródeł wiatrowych (około 6 GW, 15 TWh) i źródeł PV (6 GW, 6 TWh) na rynku energii elektrycznej (około 170 TWh produkcja brutto i około 130 TWh zużycie netto). Taki stan A tworzy – przy niezmiennych fundamentalnych podstawach transformacji TETIP (triplet paradygmatyczny) – przesłanki indukcyjne do określenia heurystyk stanu B w trybie dedukcyjnym.

(7) Przyjmując tu za punkt wyjścia do ekonomicznych oszacowań (heurystyk) przedstawione bilanse energetyczne energii chemicznej paliw kopalnych i energii na rynkach końcowych, w szczególności zaś scharakteryzowany empiryczny stan A, punkt (6), i przyjmując podstawy fundamentalne w postaci tripletu paradygmatycznego można oszacować polski potencjał ekonomiczny koncepcji transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu w stanie B i na całej trajektorii transformacyjnej A→B. W największym skrócie ten potencjał, to wielokrotne obniżenie kosztów transformacji elektroenergetyki WEK-PK, w szczególności zastąpienie rocznej wartości współczesnych rynków końcowych wynoszącej 200 mld PLN (jest to wartość uwzględniająca podatki: akcyzowy, VAT, CIT) roczną wartością rynku reelektryfikacji OZE w elektroprosumeryzmie (stan B) wynoszącą 40 mld PLN (są to głównie nakłady na inwestycje rozwojowe oraz szeroko rozumiane koszty operacyjne, w tym serwisowe/eksploatacyjne: CAPEX + OPEX).

(8) W wypadku transformacji TETIP najważniejsze znaczenie mają jednak heurystyki ekonomiczne dla całej trajektorii transformacyjnej A→B, co wynika z czasu transformacji (trzy dekady) i jej przełomowości w świecie fundamentów oraz „lokalizacji” na osi czasu, sytuującej tę transformację w przestrzeni najważniejszego znanego świata zderzenia cywilizacji, którego wynikiem jest unijna gorączka celów politycznych. W tym kontekście heurystyka skumulowanej krajowej rynkowej nadwyżki na trajektorii A→B transformacji TETIP wynosi w cenach stałych 2 bln PLN. Nakłady inwestycyjne na reelektryfikację OZE wynoszą 750 mld PLN. Do celów oszacowań przyjęty został następujący podział rynkowej nadwyżki, która potencjalnie (w koncepcji TETIP) zostanie wykorzystana do sfinansowania ulg podatkowych dla inwestorów (w tym w rozwój innowacyjnych produktów rynkowych, technologicznych i biznesowych) w pierwszej, innowacyjnej, fazie realizacji trajektorii transformacyjnej: pasywizacja budownictwa i elektryfikacja ciepłownictwa, to (500+350) mld PLN; elektryfikacja transportu, to 200 mld PLN; na „sprawiedliwą” transformację (energetyki

WEK-PK) pozostaje 200 mld PLN. Koncepcja transformacji TETIP nie uwzględnia ulg podatkowych na ścieżce (4).

(9) Odrębną (otwartą) sprawą w perspektywie polskiej jest unifikacja transformacji TETIP z celami politycznymi (kolejnymi ramami programowymi) UE. W tym kontekście ważna jest pełna zgodność transformacji TETIP z celem w postaci neutralności klimatycznej 2050 oraz z ramami programowymi 2030 i wszystkimi unijnymi programami politycznymi (EZŁ, NGEU, Fit for 55, CBAM). Jest to w szczególności gwarancja pełnozakresowego dostępu tej transformacji w Unijnym Programie Odbudowy i Odporności na poziomie nie mniejszym niż przewidziany dla polityki klimatyczno-energetycznej realizowanej w trybie celów politycznych, czyli na poziomie nie mniejszym niż 30% (takiego poziomu nie zapewniają Plan Odbudowy Kraju, jak również Polski Ład). Jest też ważna dla Polski szansa pobudzenia za pomocą elektroprosumeryzmu najbardziej pożądaných politycznie procesów w ich trzech wymiarach: społecznym – gospodarczym – środowiskowym (w tym klimatycznym). Wreszcie jest ważne, że transformacja TETIP do elektroprosumeryzmu jest zgodna z wersją amerykańską transformacji energetycznej, która jest uwarunkowana przede wszystkim siłami rynkowymi (co wynika z faktu, że gospodarka amerykańska jest pod względem ustrojowym najbardziej liberalną gospodarką świata), por. Jude Clemente „Elektryfikacja w walce ze zmianami klimatu: wyzwanie na całe życie” [4]

(10) Korzystając tu (wyprzedzająco) z kanonicznej postaci słownika ustawy Prawo elektryczne (p.4) dominujące praktyczne właściwości elektroprosumenckich rynków energii elektrycznej (w tym zapisane w postaci hipotez) da się uporządkować w perspektywie stanów A i B w następujący sposób.

(11) Pierwszą właściwością jest partycypacja elektroprosumencka, na którą składają się w szczególności elektroprosumenckie kompetencje (know how) plus własny kapitał (i dostęp do produktów bankowych) oraz własne zasoby OZE. Partycypacja elektroprosumencka oznacza zamianę kosztu energii (usług energetycznych) na elektroprosumenckie nakłady inwestycyjne. Ta z kolei pociąga za sobą całkowitą przebudowę struktury kosztów zaspakajania potrzeb energetycznych w całej gospodarce, w tym bardzo istotną przebudowę struktury podatków.

(12) Hipoteza. Trajektoria A→B elektroprosumenckiego rynku energii elektrycznej jest funkcją (krzywą) wklęsłą. Ta właściwość wymaga specjalnej uwagi w projektowaniu regulacji prawa elektrycznego. Brak kontroli nad nią grozi pułapką. Mianowicie, grozi regulacjami wprowadzającymi ryzyko kształtowania monotonicznego wzrostu (sieciowego) rynku wschodzącego energii elektrycznej, osłabiającego jego substytucję efektywniejszymi (zwłaszcza w kontekście kosztu elektro-ekologicznego) rynkami pozasieciowymi elektroprosumeryzmu, mianowicie urzędzeń i usług.

2.2. Druga ustrojowa reforma rynku energii elektrycznej i Prawo elektryczne

(13) Startową siłą napędową elektroprosumenckiego wschodzącego rynku energii elektrycznej jest eliminacja, za pomocą ustawy Prawo elektryczne, dwóch dotkliwych

błędów rynku końcowego energii elektrycznej elektroenergetyki WEK-PK stanowiących wynik systemowego odstąpienia (2000 r.) od linii programowej pierwszej ustrojowej reformy elektroenergetyki.

(14) Pierwsza konieczność eliminacji wiąże się z systemem taryfowym dla segmentu ludnościowego. W 2000 r. urząd URE odstąpił od uwolnienia tego segmentu od subsydiowania taryfy G (planowanego na ten rok w ramach pierwszej ustrojowej reformy elektroenergetyki). W rezultacie „socjalistyczna” patologia funkcjonuje ponad dwie dekady i ma się dobrze. W tym sensie, że taryfa G „piętrowo” komplikowana prowadzi do jej unifikacji (w skali całego kraju, w bardzo zróżnicowanych podsegmentach, takich jak domy jednorodzinne, spółdzielnie mieszkaniowe, wspólnoty mieszkaniowe, osiedla deweloperskie, budownictwo komunalne) i blokuje współczesny potencjał wzrostu efektywności wykorzystania energii elektrycznej przez gospodarstwa domowe do poziomu z przeszłości, charakterystycznego dla gospodarki socjalistycznej i dla elektroenergetyki WEK-PK. Odblokowanie tego potencjału – wiążące się z eliminacją bardzo istotnego segmentu subsydiowania skrośnego, cen transferowych – osiąga się w ustawie Prawo elektryczne poprzez nadanie statusu elektroprosumenta spółdzielniom i wspólnotom mieszkaniowym, deweloperom, jednostkom JST zarządzającym zasobami mieszkaniowymi. Elektroprosumenta mającego prawo (opcjonalne) włączenia usługi dostawy energii elektrycznej do katalogu integralnych właściwości spółdzielni mieszkaniowej, wspólnoty mieszkaniowej, osiedla deweloperskiego, komunalnych zasobów mieszkaniowych, mieszkania (czyli też rozliczania kosztu energii elektrycznej podobnie jak dostawy wody czy odbioru odpadów), a z drugiej strony do wystawiania operatorowi OSD faktury za użytkowanie elektroprosumenckiej sieci/instalacji wewnętrznej (sieci spółdzielni mieszkaniowej, sieci osiedla deweloperskiego, elektrycznej instalacji budynkowej, osiedlowej, innej, w elektroprosumenckiej osłonie kontrolnej) w wypadku właścicieli/użytkowników mieszkań pozostających przy dostawcy na rynku schodzącym energii elektrycznej.

(15) Druga konieczność eliminacji (dotyczących istniejącej patologii) wiąże się ogólnie z systemem alokacji opłat za uprawnienia do emisji CO₂, w szczególności w ramach net meteringu. System rozliczeń opłat za uprawnienia do emisji CO₂ jest, podobnie jak taryfa G, przykładem nieracjonalnej, już nie tylko w kontekście podstaw fundamentalnych, ale również politycznym, subsydiowania skrośnego za pomocą „solidarnościowej” alokacji kosztów uprawnień do emisji CO₂ między elektroenergetykę WEK-PK (wytwórców) oraz elektroprosumentów (ze źródłami OZE). Taki system jest nie tylko nieracjonalny ekonomicznie, ale głęboko nieetyczny. Naruszając nierówności (2) i (3) sankcjonuje on zasadę: im więcej zła spowodujesz (im więcej CO₂ wyemitujesz) tym większą korzyść osiągniesz, bo opóźnisz rozwój rynku elektroprosumenckiego. Rozwiązanie, które przynosi ustawa Prawo elektryczne, polega na konkurencji (możliwej dzięki zasadzie ZWZ-KSE) rynków: schodzącego (obciążonego pełnymi kosztami uprawnień do emisji CO₂) i wschodzącego (pozbawionego wsparcia).

(16) W drugiej połowie obecnej dekady i w pierwszej połowie następnej ciągnącą siłą napędową wyzwalania społecznej innowacyjności technologicznej i organizacyjnej

będzie zasada ZWZ-KSE umożliwiająca szybki rozwój wschodzącego rynku energii elektrycznej. W połowie następnej dekady (2030-2040) nastąpi – to jest hipoteza – wysycenie, oznaczające maksimum rynku. I wówczas siłą napędową, w obszarze szeroko rozumianej społecznej innowacyjności (trzecia fala elektroprosumeryzmu), staną się pretendenci do pozasieciovych rynków elektroprosumeryzmu, czyli do rynków urzędzeń oraz usług.

(17) W tym kontekście „odrodzeni” (z nowymi kompetencjami) profesorowie (starzy, młodzi, bez różnicy) muszą rozumieć triplet paradygmatyczny transformacji TETIP [20] do elektroprosumeryzmu, bo są odpowiedzialni za dostarczenie technik weryfikacji celów politycznych transformacji energetycznej dla potrzeb elektroprosumentów i pretendentów w kontekście niezbędnej redukcji błędów poznawczych tej (takiej) transformacji, zwłaszcza w kontekście ekonomii, w tym kosztów elektroekologicznych.

(18) „Odrodzeni” politycy tripletu paradygmatycznego nie muszą rozumieć, ale elektroprosumentów i pretendentów do rynków elektroprosumenckich muszą mieć za sobą, i dlatego profesorów muszą słuchać, chociaż nie przez nich zostaną rozliczeni za rządzenie (brak reform), natomiast przez bezduszny proces społeczny – z jądrem w postaci elektroprosumentów – kształtowany krok po kroku przez bezosobowy triplet paradygmatyczny (a w szczególności przez zasady termodynamiki oraz prawa elektromagnetyzmu, wreszcie przez rynki elektroprosumeryzmu) to i owszem.

(19) Aby skutecznie minimalizować ryzyko niesprawdzenia się sformułowanych hipotez – (1) do (18) – ustawa Prawo elektryczne musi minimalizować zbiór koncesjonowanych przedsiębiorstw na elektroprosumenckim rynku energii elektrycznej. Zgodnie z koncepcją transformacji TETIP koncesje wydaje (i prowadzi ich rejestr) urząd UREP. System regulacji realizowany przez UREP jest systemem ex post (antymonopolowym, biegunowo różnym od kosztowego systemu ex ante stosowanego przez URE na schodzącym rynku energii elektrycznej).

3. Kryterium kosztu termo- i elektroekologicznego

Koszt KEE (elektroekologiczny) jest naturalną konsekwencją wygaszenia (za pomocą transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu) energetyki paliw kopalnych, czyli też dwóch dominujących przemian „fazowych” tej energetyki: spalania w kotłach (oraz reakcji jądrowych w reaktorach jądrowych) i procesów cieplnych w urządzeniach/maszynach energetycznych, będących głównymi „ogniwami” łańcucha **kosztów TEC (termoekologicznych)** – wzrostu entropii energetycznej i strat energii – czyli miarą wyczerpywania się nieodnawialnych bogactw naturalnych. To, że koszt TEC nie stał się siłą napędową transformacji energetycznej, a stała się taką siłą polityka klimatyczna (globalna) i cele polityczne polityki klimatyczno-energetycznej (w Unii Europejskiej neutralność klimatyczna 2050) stanowi bezpośrednią przesłankę nadania kosztowi KEE statusu jednej z najważniejszych kategorii transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu (w tym Prawa elektrycznego) jako praktycznej miary do oceny fundamentalnej efektywności elektroprosumeryzmu i najważniejszej praktycznej wskazówki unifikacji jego opisu.

3.1. Koszt termoeologiczny w energetyce WEK-PK

(19) Według definicji J. Szarguta koszt TEC [5-7, 11, 16] jest skumulowanym zużyciem energii bogactw nieodnawialnych obciążającym wszystkie etapy procesów wytwórczych, od pozyskania surowców do produktu finalnego. Na każdym z etapów łańcucha procesów produkcyjnych należy uwzględnić zużycie nośników energii i materiałów, nakłady związane z transportem, wytwarzanie produktów ubocznych oraz straty związane z odprowadzaniem zanieczyszczeń do środowiska naturalnego (w świecie „oficjalnej” ekonomii jest to przedmiot teorii kosztów zewnętrznych). Ta definicja, stworzona (przez termodynamików) w środowisku energetyki WEK-PK, dla potrzeb jej metodyki (jednak praktycznie nie zaakceptowana przez energetyczny establishment), daje się bezpośrednio przenieść na grunt elektroprosumeryzmu. Mianowicie, daje się przetworzyć w koszt elektroekologiczny, o wielkim potencjale siły sprawczej w rozległym obszarze praktycznego kształtowania uniwersalizmu elektroprosumenckiego (odzwierciedlającego się najmocniej w ludnościowej skalowalności elektroprosumeryzmu). Analiza energetyczna i metodyka wyznaczania kosztu termoeologicznego w całościowym ujęciu systemowym, obejmującym bogaty zestaw wyników reprezentatywnych analiz autorskich i literaturowych jest przedmiotem monografii [6]. Są to analizy specjalistyczne, właściwe dla metodyki termodynamiki technicznej, dalekie od intuicyjnego powiązania z narastającą powszechną praktyką rynków elektroprosumeryzmu, które będą „przetwarzać” (na trajektorii współlistnienia trwającej trzy dekady, czyli na trajektorii TETIP do elektroprosumeryzmu) koszt termoeologiczny w koszt elektroekologiczny.

3.2. Koszt elektroekologiczny w elektroprosumeryźmie

(20) W elektroprosumeryźmie wyczerpywanie się nieodnawialnych bogactw naturalnych wiąże się z produkcją energii elektrycznej bezpośrednio w źródłach odnawialnych (słonecznych, wiatrowych, wodnych), czyli bez ponoszenia strat w procesach spalania i ciepłych, i użytkowaniem jej (energii elektrycznej) do zaspokajania wszystkich potrzeb energetycznych, w tym potrzeb wszystkich elektrotechnologii realizowanych w środowisku cyfrowym. To ostatnie rozszerzenie – obejmujące użytkowanie energii – ma w kontekście kosztu KEE wielkie znaczenie. Albo inaczej: koszt KEE wyznacza – jako jedna z technik weryfikacyjnych tripletu paradygmatycznego – nową przestrzeń unifikacji elektroprosumeryzmu, obejmującą w jego opisie dodatkowy segment (w stosunku do listy segmentów stosowanej do połowy 2021 r. obejmującej: pasywizację budownictwa, elektryfikację ciepłownictwa, elektryfikację transportu i reelektryfikację OZE), mianowicie „użytkowanie energii elektrycznej i elektrotechnologie w środowisku cyfrowym i gospodarki GOZ” (segment lokujący się przed reelektryfikacją OZE, obejmujący całą energetykę przemysłową, w szczególności przemysł 4.0). Rozszerzona lista segmentów tworzy perspektywę skutecznie blokującą (na poziomie wiedzy) błąd poznawczy transformacji energetycznej realizowanej na świecie w trybie celów politycznych, który owocuje najwyższym priorytetem reelektryfikacji OZE – w każdym razie w strefie OECD, czyli w świecie

w pełni zelektryfikowanym w modelu energetyki WEK-PK. Koszt elektroekologiczny (1) jako suma pięciu składników powiązanych z pięcioma segmentami (obszarami) elektroprosumeryzmu jest dobrym fundamentalnym stabilizatorem programów politycznych segmentu energetycznego polityki klimatyczno-energetycznej:

$$KEE(EP) = \sum_{i=1}^5 KEE(EP)_i \quad (1)$$

gdzie poszczególne wartości indeksu „i” porządkują ranking składników bilansu kosztu elektroekologicznego elektroprosumeryzmu pod względem uzysku egzergii w następujący sposób: 1 – pasywizacja budownictwa, 2 – elektryfikacja ciepłownictwa, 3 – elektryfikacja transportu, 4 – użytkowanie energii elektrycznej i elektrotechnologie w środowisku cyfrowym i gospodarki GOZ, 5 – reelektryfikacja OZE.

3.3. Koszty termoeekologiczny i elektroekologiczny na trajektorii TETIP

(21) Dotychczasowe doświadczenia UE w zakresie realizacji celu polityki klimatyczno-energetycznej (neutralność klimatyczna w horyzoncie 2050) pokazują nieobecność w niej, a co najmniej wielki deficyt, podstaw fundamentalnych, stabilizujących decyzje polityczne dotyczące kolejnych ram programowych. Było to widoczne już w wypadku pierwszych (2020) ram programowych (cele 3x20). Proces uzgadniania celów w drugich ramach (2030) w drastyczny sposób potwierdził tę hipotezę. Stopniowe podnoszenie celu redukcyjnego CO₂ z poziomu wyjściowego 40% aż do poziomu 55% – dla bazy 1990 – jest pierwszym potwierdzeniem. Sposób („dokładność”) zdefiniowania dwóch kolejnych celów – zapewnienie udziału źródeł odnawialnych co najmniej na poziomie 32% i poprawa efektywności energetycznej co najmniej o 32,5% – jest drugim potwierdzeniem. Erupcja marketingowych programów takich jak Europejski Zielony Ład, Plan Odbudowy i Odporności i inne oraz dramatyczne próby koordynacji tych programów z celami polityki klimatyczno-energetycznej w ramach programowych 2030, to trzecie potwierdzenie. W tym kontekście nierówność (2) stanowi dobre ogólne kryterium – na etapie kształtowania koncepcji transformacji TETIP i w procesie zarządzania jej trajektorią – budowania rynków wschodzących elektroprosumeryzmu i wygaszania paliw kopalnych:

$$KEE(EP)_k < TEC(WEK-PK)_k \quad (2)$$

gdzie dolne indeksy „k” (po obydwu stronach nierówności) oznaczają koszty krańcowe (elektroekologiczne, termoeekologiczne).

(22) Prawa strona nierówności (2) nie wyłącza inwestycji w energetyce WEK-PK oraz wykorzystania paliw kopalnych w trybie arbitralnych decyzji politycznych (unijna

taksonomia) jak również arbitralnych cen uprawnień do emisji CO₂. Jednak nierówność (2) eliminuje je (najpierw inwestycje, a następnie wykorzystanie paliw w istniejących źródłach) w trybie rynkowym (w środowisku ekonomii produktywności krańcowej i krańcowego popytu). Porządek budowy rynków elektroprosumeryzmu, zarówno na trajektoriach mikroekonomicznych jak i makroekonomicznych – elektroprosumenckich (indywidualnych) oraz samorządowych (jednostki JST) i krajowej – zapewnia ranking kosztów elektroekologicznych (3):

$$KEE(EP)_{ku} < KEE(EP)_{kw} < KEE(EP)_{ks} \quad (3)$$

gdzie dolne indeksy oznaczają koszty elektroekologiczne (uwzględniające w każdym wypadku koszty utylizacji): „ku” – koszt użytkowania energii elektrycznej (wraz z kosztem jej elektroprosumenckiego magazynowania; „kw” – koszt wytwarzania energii elektrycznej (z uwzględnieniem technologii multienergetycznych); „ks” – koszt sieci elektrycznej na rynkach energii elektrycznej.

(23) Odwołanie się do trajektorii TETIP w kontekście kosztów termoeekologicznego i elektroekologicznego ma podstawowe znaczenie dla uproszczenia metody szacowania wskaźników drugiego z kosztów, i zwiększenia intuicyjnego zrozumienia praktycznego znaczenia tego kosztu. Dlatego, bo działa ten sam mechanizm zmiany trybu transformacji energetycznej z naśladowczego na przełomowy. Mianowicie, istotą transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu jest to, że zmienia ona „przekształcanie” energetyki WEK-PK w nową „energetykę OZE” (przekształcanie dokonujące się w trybie „naśladowczym”: jest energetyka, i po upływie trzech dekad też będzie energetyka) w „wygaszanie” energetyki WEK-PK(iEJ) – inwestycji praktycznie już w stanie początkowym A, a wykorzystania paliw w istniejących źródłach w stanie końcowym B – i w budowanie elektroprosumeryzmu (całkowicie nowych rynków w trybie „przełomowym”). Elektroprosumeryzmu, w którym w stanie B nie wykorzystuje się paliw kopalnych, czyli bardzo efektywnie skraca się łańcuchy przemian fazowych (nie ma spalania ani reakcji jądrowych, drastycznie ogranicza się procesy cieplne). Zatem koszt termoeekologiczny, którego rozbudowana metoda była tworzona dla potrzeb energetyki WEK-PK(iEJ) staje się na trajektorii transformacyjnej A→B kategorią schodzącą, a wschodzącą jest koszt elektroekologiczny, który ma bez porównania prostszą strukturę pojęciową.

(24) W efekcie przejście w tryb transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu pozwala uprościć w radykalny sposób metodę wyznaczania wskaźników kosztu elektroekologicznego na trajektorii A→B. I to bez istotnej utraty adekwatności oszacowań dla potrzeb praktycznych. Jedynie za cenę rezygnacji ze ścisłości metodologicznej obecnej w [6], ukierunkowanej na energetykę WEK-PK(iEJ), której w stanie B nie będzie. Zatem kluczowe znaczenie ma takie uproszczenie metodyki wyznaczania kosztu elektroekologicznego, które zapewni jego „zaimplementowanie” w ustawie Prawo elektryczne (wschodzącej) w postaci właściwych regulacji rynkowych i mechanizmów odpornościowych (w tym systemów podatkowych), a w mniejszym

stopniu w postaci badań optymalizacyjnych, celów politycznych i totalnego systemu regulacji ex ante (domena regulacji schodzącego Prawa energetycznego). W takiej perspektywie ważne jest sześć propozycji/hipotez/uwag cząstkowych.

(25) Pierwsza (propozycja), to zastąpienie „dokładnej” (uniwersalnej) metodyki wyznaczania wskaźnika kosztu termoeekologicznego dla wszystkich gałęzi gospodarki narodowej, z uwzględnieniem przepływów gałęziowych oraz eksportu/importu na osłonie krajowej znacznie prostszymi metodami wyznaczania wskaźników (ich heurystyk) dla poszczególnych składników bilansu kosztu elektroekologicznego, $i = 1$ do 5, bilans (1).

PRAWO ELEKTRYCZNE

4. Projekt ustawy Prawo elektryczne – potrzeba unifikacji nowej doktryny prawnej, przełomowej koncepcji transformacyjnej i adekwatnej praktyki legislacyjnej

4.1. O doktrynie (prawnej) Prawa elektrycznego

(26) Doktryna prawna i właściwości ustawy Prawo elektryczne nie są jeszcze (w ramach prac rozwojowych, w kontekście teoretycznym) klarownie ustrukturyzowane. Z drugiej strony każda próba zmierzenia się z tym deficytem obniża ryzyko błędnych praktycznych zapisów ustawy.

(27) Pierwszy otwarty problem (wymagający nowego namysłu), to unifikacja doktryny prawnej oraz właściwości ustawy i przełomowości koncepcji TETIP. Mianowicie, za przełomowością koncepcji TETIP musi iść przełomowość Prawa elektrycznego. Nie da się bowiem realizować przełomowej koncepcji transformacji energetycznej za pomocą naśladowczej (względem Prawa energetycznego) doktryny prawnej. Nowa doktryna musi wyjść, w całkowicie nowym wymiarze, na takie obszary jak – z jednej strony – usługi publiczne (pociągające za sobą w ustawie nowe proporcje przepisów prawa cywilnego i administracyjnego) oraz – z drugiej strony – orzecznictwo sądowe, którego ranga szokowo wzrośnie po przełomowej zmianie regulacji elektroprosumenckich rynków energii elektrycznej w kierunku regulacji proaktywnej (eksperymentalnej, minimalnej, odpornościowej).

(28) Prawo elektryczne obejmuje zagadnienia, które są właściwością jednego z działów materialnego prawa administracyjnego, określającego prawne wymagania poszczególnych stadiów projektowania, budowy, utrzymania oraz likwidacji instalacji elektrycznych. W szerokim ujęciu obejmuje ono ogół regulacji prawnych dotyczących procesu budowlanego, począwszy od unormowań cywilnoprawnych, związanych z prawami rzeczowymi oraz obligacyjnymi, które dotyczą szeroko rozumianego dysponowania nieruchomością, przez zasady bezpieczeństwa i higieny pracy, prawo finansowe, a skończywszy na regulacji prawa publicznego obejmującej ogół procesu inwestycyjno-budowlanego zarówno rangi ustawowej, jak i wykonawczej. W wąskim ujęciu Prawo elektryczne jest wschodzącym porządkiem prawnym obejmującym współistnienie ze schodzącym porządkiem prawnym w postaci Prawa energetycznego.

(29) Ponieważ Prawo elektryczne minimalizuje przepisy prawa administracyjnego, to nie są dublowane w ustawie przepisy z innych ustaw (w tym z ustawy Prawo energetyczne). Zwłaszcza pod pretekstem, że ustawa Prawo elektryczne dotyczy wyjątkowego/specyficznego obszaru, że powtórzenia są konieczne ze względu na bezpieczeństwo energetyczne, monopol naturalny, efekt skali i inne podobne „argumenty”, które we współczesnej rzeczywistości są już tylko błędami poznawczymi.

(30) Możliwość tej minimalizacji wynika z fundamentalnych właściwości elektroprosumeryzmu. Mianowicie, na elektroprosumenckich rynkach pozasieciowych urządzeń i usług dominacja umów cywilno-prawnych należy do ich natury. Umowy takie dominujące są również na elektroprosumenckim wschodzącym rynku oddolnym (wykorzystującym sieci nN, SN i 110 kV) między elektroprosumentami i operatorem(WSE), czyli operatorem rynku technicznego systemu(WSE). Umowy zawierane przez operatora(WSE) z rynku wschodzącego z operatorami sieciowymi OSD (sieci nN, SN, 110 kV) na rynku schodzącym są natomiast umowami zbliżonymi do obecnych umów zawieranych przez operatora OHT (operator handlowo techniczny) na rynku technicznym z operatorem OSP, ewentualnie OSD.

(31) Analizując (w ramach prac rozwojowych) Prawo elektryczne w kontekście potencjału jego uwolnienia od regulacji administracyjnych trzeba uwzględnić, że chociaż na początku trajektorii transformacji TETIP (sieciowy) elektroprosumencki wschodzący rynek oddolny energii elektrycznej (łącznie z zasadą ZWZ-KSE) ma krytyczne znaczenie, to na końcu trajektorii (i w modelu „dojrzałego” już elektroprosumeryzmu) rynek ten będzie jedynie rynkiem „resztkowym”, bo będzie się transformował w rynek zbliżony do obecnego rynku technicznego. Z tej właściwości trajektorii transformacji TETIP wynikają bardzo istotne przesłanki dla dobrego kształtowania Prawa elektrycznego, które powinno być „stabilne” we wszystkich ramach programowych w horyzoncie 2050.

(32) Odrębną sprawą są umowy na wschodzącym rynku EWM i europejskim rynku JREE. Są/będą one z natury podobne do obecnych umów – tam, w tych krajach, gdzie rynek EWM dynamicznie się już rozwija. Przy tym ze względu na szybki początkowy wzrost liczby „wielkich” elektroprosumentów (wielki przemysł, infrastruktura krytyczna, wielkie jednostki JST) również ten rynek będzie się przeobrażał w dużym stopniu w silnie konkurencyjny rynek umów cywilno-prawnych. W pracach rozwojowych nad ustawą trzeba brać pod uwagę, że segment wielkoprzemysłowy polskiej gospodarki w horyzoncie 2050 ulegnie znacznemu skurczeniu. W rezultacie rynek EWM i europejski rynek JREE razem nigdy nie będą miały w Polsce większego udziału w pokryciu zapotrzebowania na energię elektryczną niż 25%. Architektura sieci przesyłowych ulegnie radykalnej zmianie, same sieci ulegną ograniczeniu. Dlatego, bo będą one potrzebne do obsługi tylko tego segmentu (rynków EWM oraz JREE), a nie 100% rynku zapotrzebowania jak to jest obecnie. Dlatego potrzebna jest bardzo daleko idąca ostrożność w inwestycjach w tym segmencie sieciowym.

(33) Unikatowego znaczenia w kontekście doktryny prawnej ustawy Prawo elektryczne nabiera orzecznictwo sądowe. Szokowy wzrost orzecznictwa ma bezpośrednią i dominującą przyczynę w przełomowej zmianie regulacji

elektroprosumenckich rynków energii elektrycznej w kierunku regulacji proaktywnej mającej na celu wyzwalenie (pobudzanie) innowacyjności technologicznej i organizacyjnej (biznesowej) pretendujących do rynków elektroprosumeryzmu).

(34) Odrębną sprawą są umowy na wschodzącym rynku EWM i europejskim rynku JREE. Są/będą one z natury podobne do obecnych umów, tam (w tych krajach) gdzie rynek EWM dynamicznie się już rozwija. Przy tym ze względu na szybki początkowy wzrost liczby „wielkich” elektroprosumujących (wielki przemysł, infrastruktura krytyczna, wielkie jednostki JST) również ten rynek będzie się przeobrażał w dużym stopniu w silnie konkurencyjny rynek umów cywilno-prawnych. W pracach rozwojowych nad ustawą trzeba przy tym brać pod uwagę, że segment wielkoprzemysłowy polskiej gospodarki w horyzoncie 2050 ulegnie znacznemu skurczeniu. W rezultacie rynek EWM i europejski rynek JREE razem nigdy nie będą miały w Polsce większego udziału w pokryciu zapotrzebowania na energię elektryczną niż 25%. W związku z tym architektura sieci przesyłowych ulegnie radykalnej zmianie, bo będą one potrzebne do obsługi tylko tego segmentu (a nie 100% rynku zapotrzebowania jak to jest obecnie). Dlatego potrzebna jest bardzo daleko idąca ostrożność w inwestycjach w tym segmencie sieciowym.

(35) Unikatowego znaczenia w kontekście doktryny prawnej ustawy Prawo elektryczne nabiera orzecznictwo sądowe. Szokowy wzrost orzecznictwa ma bezpośrednią i dominującą przyczynę w przełomowej zmianie regulacji elektroprosumenckich rynków energii elektrycznej w kierunku regulacji proaktywnej mającej na celu wyzwalenie (pobudzanie) innowacyjności technologicznej i organizacyjnej (biznesowej) pretendujących do rynków elektroprosumeryzmu).

4.2. Wymagania koncepcji TETIP

(36) „Odrodzeni” legislatorzy (pretendenci do odcisnięcia swojego piętna na praktyce legislacyjnej) tworzący Prawo elektryczne w środowisku nowej doktryny prawnej, nie mają już możliwości ignorowania przełomowości energetycznej rzeczywistości za pomocą silosowego języka prawnego sankcjonującego polskie błędy poznawcze energetyki. Dlatego nie mogą stworzyć Prawa elektrycznego, które zamieniłoby transformację TETIP w przestrzeń polityczno-korporacyjnych interesów mających za nic jej (transformacji) triplet paradygmatyczny. Muszą za to rozpoznać szczegółowo mechanizm destrukcji Prawa energetycznego w ciągu ostatnich dwóch dekad. Jeśli tego nie zrobią, to zostaną zapamiętani jako naśladowcy destruktorów Prawa energetycznego, a nie pretendenci do stworzenia nowej doktryny Prawa elektrycznego.

(37) Aby dwa prądkie prawne (Prawo elektryczne, Prawo energetyczne) mogły „pokojowo” współistnieć jasno muszą zostać określone relacje między nimi (muszą zostać precyzyjnie zunifikowane). Stąd wynika status siły sprawczej dla reformy DURE (jako domeny władztwa rządowego). W takiej perspektywie reforma DURE wiąże Prawo elektryczne (nadrzędne) z budową elektroprosumeryzmu (jego rynków wschodzących). W konsekwencji reforma DURE oznacza, że zasadniczą regulacją „wschodzącego” Prawa elektrycznego staje się zasada współużytkowania zasobów

KSE. Jednocześnie reforma DURE wiąże Prawo energetyczne z wygaszaniem elektroenergetyki (całej energetyki) WEK-PK (tym samym Prawo energetyczne „automatycznie” uzyskuje status regulacji wygaszającej)

(38) Obydwa polskie porządki ustrojowe koncepcji TETIP muszą być zunifikowane z unijnym porządkiem prawnym realizacji celów politycznych, które z polityki energetyczno-klimatycznej w ramach programowych 2020 gwałtownie eksplodują na nowe obszary w ramach programowych 2030.

(39) Ta nowa sytuacja uprawnia ewentualne starania Polski na rzecz uzyskania dla Prawa elektrycznego statusu regulacji pilotażowej (krajowego sandbox'u) realizowanej przez kraj członkowski na rzecz (europejskiego) JREE, szerzej Europejskiego Zielonego Ładu w powiązaniu z redukcją (unijnej polityki) WPR, por. tekst „otwarcia” p. 2.

(40) Ważna hipoteza odnosi się do ograniczenia w koszcie elektroekologicznym (rozpatrywanym w perspektywie regulacji ustawy Prawo elektryczne) kosztów szkodliwych produktów odpadowych do jednego z nich, mianowicie emisji CO₂. Takie rozwiązanie w koncepcji TETIP do elektroprosumeryzmu wynika z bezwzględnej potrzeby koordynacji jej dwóch porządków prawnych i porządku prawnego głównego nurtu unijnej polityki klimatyczno-energetycznej. W tej ostatniej emisje CO₂ mają specjalne znaczenie ze względu na ich bezpośrednie powiązanie ze zmianami klimatycznymi, i ze względu na ich „urynkowienie” (na jednolitym europejskim rynku konkurencyjnym wszystkich usług i towarów). Poza emisjami CO₂ jest bardzo długa lista szkodliwych produktów odpadowych wykorzystania paliw kopalnych (pyły PM_{2,5} i PM₁₀, dwutlenek siarki SO₂, tlenki azotu NO_x, ewentualnie rtęć oraz wiele innych; odrębną sprawą jest wypalone paliwo jądrowe, będące praktycznie zawsze przedmiotem odrębnego Prawa atomowego). Rozwiązania na rzecz likwidacji ich skutków jest w unijnej polityce przedmiotem Konkluzji BAT (dyrektywa IPPC); w Polsce Konkluzje BAT są przenoszone na grunt polityki energetycznej i ustawy Prawo energetyczne. W wypadku tych produktów nie działają bezpośrednie mechanizmy rynkowe, a ich skutki (koszty) przenoszą się na rynki końcowe energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych za pośrednictwem wymagań projektowych (etap inwestycji) oraz eksploatacyjnych. Z kolei rynkowa wycena emisji CO₂ w UE, mająca u podstaw cel polityczny w postaci neutralności klimatycznej 2050, ma dominujący praktyczny wpływ na wygaszanie energetyki WEK-PK. Jednocześnie istnieje jednak skutek „uboczny” tego wygaszania. Jest to przede wszystkim dynamika rozwoju wschodzących rynków elektroprosumeryzmu. W kontekście Prawa elektrycznego najważniejsza jest dynamika wschodzących rynków energii elektrycznej, ale również architektura („kształt”) tych rynków. Dynamika jest powiązana przede wszystkim z mechanizmami rynkowymi w postaci kosztów krańcowych energii elektrycznej na rynku schodzącym energii elektrycznej, które są determinowane kosztami uprawnień do emisji CO₂; zatem na obecnym etapie jest racjonalne powiązanie kosztu elektroekologicznego z emisją CO₂. Z kolei architektura jest determinowana systemem podatkowym na rynkach wschodzących elektroprosumeryzmu; w tym wypadku decydujący jest koszt elektroekologiczny źródeł odnawialnych, sieci oraz użytkowania energii elektrycznej

(w tym elektrotechnologii). Znowu, koszt ten na trajektorii TETIP (wygaszania paliw kopalnych) jest zdeterminowany przez koszt uprawnień do emisji CO₂.

(41) Ważna uwaga wiąże się z podstawowymi danymi wykorzystywanymi do szacowania emisji CO₂. W metodologii prezentowanej w [6] do obliczeń emisji CO₂ stosuje się szczegółowe modelowanie struktur technologicznych źródeł energii elektrycznej, ciepła (ogólnie byłoby to także szczegółowe modelowanie instalacji technologicznych paliw transportowych). Jednak w głównym nurcie potrzeb związanych z transformacją TETIP – zarówno na poziomie makroekonomicznym jak i mikroekonomicznym – najważniejsze są roczne emisje CO₂. A te bardzo łatwo i bardzo wiarygodnie można wyznaczyć na podstawie zużycia paliw. Dane o zużyciu paliw na ogół są najłatwiej dostępne i najbardziej wiarygodne, bo paliwa są przedmiotem obrotu towarowego, szczególnie wrażliwego (ze względu na podatki). Zatem na całej trajektorii TETIP (kiedy nie ma już inwestycji w energetykę WEK-PK i realizowane są jedynie procesy eksploatacji) obliczenia emisji CO₂ są bardzo proste, i to w obydwu segmentach: ETS (wielkie źródła emisyjne) i non-ETS (źródła rozproszone, zwłaszcza na rynkach końcowych ciepła i transportu).

(42) Druga ważna hipoteza jest związana z równością (równowagą) kosztów krańcowych długookresowych i krótkookresowych na osłonie konkurencji między rynkami energii elektrycznej: wschodzącym(i) elektroprosumenckim(i) i schodzącym elektroenergetyki krajowej WEK-PK oraz „stabilizującym” rynkiem europejskim JREE. Otóż, ten bardzo trudny teoretyczny problem optymalizacyjny elektroenergetyki krajowej WEK-PK, nigdy skutecznie nie rozwiązany, jest współcześnie rozwiązywany na poziomie globalnym przez „samo” życie, mianowicie przez praktykę rynkową, w świecie dynamicznych zmian społecznych (i rozwoju technologicznego oraz środowiskowych ograniczeń przyrodniczo-klimatycznych). Koncepcja TETIP do elektroprosumeryzmu (z ustawą Prawo elektryczne) jest „cesarskim” ciecikiem potrzebnym w Polsce ze względu na bardzo trudny poród „nowego”, zastępującego w energetyce „stare). Istota tego ciecika polega na skonfrontowaniu rynkowym kosztów eksploatacyjnych (zmiennych) na rynku WEK-PK z „uzmiennionymi” kosztami CAPEX + OPEX na rynkach (w osłonach) elektroprosumenckich. To skonfrontowanie z kolei prowadzi do kluczowej roli opłat za uprawnienia do emisji CO₂ w kształtowaniu się krańcowego popytu z rynków końcowych energetyki WEK-PK i krańcowej produktywności rynków elektroprosumenckich.

(43) Trzecia hipoteza, bardzo ważna, jest związana z podatkami. W klasycznej metodzie kosztu termoeologicznego [5, 6, 11] proponuje się jego (kosztu szkodliwych produktów odpadowych) przetworzenie w podatek termoeologiczny. Jednak ta propozycja intuicyjnie poprawna ogólnie w perspektywie makroekonomicznej oraz zasadna i prosta do wdrożenia w przeszłości w energetyce WEK-PK(iEJ) rozwijającej się w trybie naśladowczym (a jednak niewdrożona) utraciła swoją racjonalność, kiedy energetyka ta weszła w trym schodzący, a rynki elektroprosumeryzmu zaczęły się rozwijać w trybie wschodzącym. W nowej sytuacji racjonalnym rozwiązaniem są ulgi podatkowe, stosowane w miejsce praktycznie bezpośredniego wsparcia rozwoju rynków elektroprosumenckich za pomocą takich mechanizmów jak certyfikaty, aukcje, ceny

stałe oraz innych. W szczególności dlatego, że ulgi podatkowe otrzymuje się za efekt zrealizowany, a bezpośrednie wsparcie jest kupowaniem „kota w worku”. Trzeba przy tym brać pod uwagę, że polska awersja do transformacji energetyki w trybie innowacji przełomowej bierze się z ogromnej nadpodaży zarówno sprzedawców jak i kupców kotów w workach i wielkiego deficytu pretendujących-innowatorów. Ponadto trzeba brać też pod uwagę, że ulgi podatkowe na rynkach elektroprosumeryzmu wzmacniają zdrowe systemy podatkowe. W szczególności redukują zakres stosowania zasady pomocniczości na jednym biegunie, a na drugim wzmacniają klasę średnią zdolną finansować własny rozwój zapewniający jej niezbędną zdolność konkurencyjną w przestrzeni globalnej. Jest to bardzo ważne w świetle Polskiego Ładu, który jest zbudowany na arbitralnym, politycznym systemie podatkowym, eliminującym szansę wykorzystania transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu na zwiększenie produktywności klasy średniej i ograniczenie socjalnych postaw społecznych.

(44) Kolejna uwaga wiąże się z przeniesieniem akcentu w zarządzaniu transformacją energetyczną z metod optymalizacyjnych w obszar mechanizmów rynkowych: krańcowych cen popytu i krańcowych kosztów podaży. W tym kontekście ceny uprawnień do emisji CO₂, oprócz „wytwarzania” wielu innych efektów, odgrywają ważną rolę w skonfrontowaniu rynków elektroprosumenckich (transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu) z transformacją elektroenergetyki WEK-PK do elektroenergetyki WEK-OZE(iEJ). W szczególności, ceny uprawnień do emisji CO₂ upraszczają procedury weryfikacji nierówności (3) na całej trajektorii (A→B) transformacji TETIP: koszt elektroekologiczny (łatwy do jednoznacznego szacowania) zapewnia stabilną równowagę wszystkich trzech składników nierówności (3). Ponadto umożliwia ciągłą weryfikację rankingu składników bilansu (1) kosztu elektroekologicznego elektroprosumeryzmu pod względem uzysku egzergii.

4.3. Słownik kanoniczny i spis rozdziałów ustawy

Słownik kanoniczny

(45) Koszt elektroekologiczny (KEE). Jest to miara wyczerpywania się globalnych nieodnawialnych bogactw naturalnych (nie tylko paliw) na rynkach elektroprosumeryzmu. Koszt KEE zastępuje w naturalny sposób koszt termoeekologiczny (ang. Thermal Ecological Costs – TEC) w energetyce paliw kopalnych. Istota kosztu KEE i TEC jest w świetle podstaw fundamentalnych transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu ta sama. Z drugiej strony niepodważalne miejsce kosztu KEE w kanonicznej wersji słownika ustawy Prawo elektryczne wynika z jego wielkiego potencjału objaśniania prostoty elektroprosumeryzmu oraz jako zapory przed błędami poznawczymi transformacji TETIP i działaniami grup interesów mającymi na celu jej blokowanie.

(46) Elektroprosument. Jest to odbiorca energii elektrycznej (w ustawie Prawo energetyczne) korzystający z zasady ZWZ-KSE indywidualnie lub w ramach (za pośrednictwem) elektroprosumenckiej platformy handlowej bądź systemu(WSE). Podmiot prawny (odbiorca energii elektrycznej, zarówno 1-węzłowy jak i n-węzłowy)

uzyskuje na podstawie własnego wniosku status elektroprosumenta na początku swojej trajektorii transformacyjnej (stan A). Nabycie statusu potwierdza wpis do rejestru UREP. Wpis do rejestru UREP określa termin wygaśnięcia gwarancji zasady ZWZ-KSE.

(47) Samorząd realizujący transformację energetyczną JST do elektroprosumeryzmu. Jest to samorząd realizujący taką transformację w trybie wniosku złożonego (na podstawie ustawy o samorządzie gminnym) do urzędu UREP, w zakresie określonym uchwałą rady gminy. Wniosek określa indywidualny horyzont realizacji transformacji, nie późniejszy niż 2050. Do wniosku dołączony jest certyfikat transformacji elektroprosumenckiej wystawiony przez certyfikatora CTEP. Gmina uzyskuje na podstawie wniosku wpis do rejestru URPE, i uzyskuje status gminy realizującej transformację do elektroprosumeryzmu. Gmina ma prawo współtworzyć z innymi gminami związek gmin na rzecz transformacji energetycznej do elektroprosumeryzmu jeśli koszt elektroekologiczny tej transformacji jest niższy od sumy indywidualnych kosztów elektroekologicznych gmin członkowskich realizujących transformację energetyczną do elektroprosumeryzmu indywidualnie.

(48) Certyfikator transformacji elektroprosumenckiej (CTEP). Jest to podmiot posiadający koncesję właściwego urzędu państwowego (innego niż UREP) w zakresie weryfikacji transformacji elektroprosumenckiej elektroprosumenta, systemu(WSE), jednostki JST w kontekście kosztu elektroekologicznego i/lub kompatybilności elektromagnetycznej instalacji elektroprosumenckiej, systemu(WSE), transformacji JST. Certyfikator CTEP posiada wpis w rejestrze UREP.

(49) Inżynier transformacji elektroprosumenckiej (ITEP). Jest to podmiot posiadający koncesję UREP (jest wykazany w rejestrze UREP) działający na elektroprosumenckich (konkurencyjnych w środowisku umów cywilno-prawnych) rynkach usług dla elektroprosumentów oraz dla jednostek JST w zakresie kompleksowego wsparcia obejmującego pasywizację budownictwa, elektryfikację ciepłownictwa, elektryfikację transportu i reelektryfikację OZE. Inżynier ITEP może reprezentować elektroprosumenta oraz jednostkę JST we właściwych urzędach państwowych (UREP, innych), a także względem operatora OSD na rynku schodzącym energii elektrycznej.

(50) Elektroprosumencka platforma handlowa (EPH). Platforma należąca do przedsiębiorstwa handlowego będącego inżynierem ITEP umożliwiająca pierwszy etap transformacji do elektroprosumeryzmu całkowicie biernego odbiorcy energii elektrycznej oraz odbiorcy ze źródłem (źródłami) energii elektrycznej funkcjonującym na schodzącym rynku energii elektrycznej, nie wymagający od odbiorcy sieciowego terminala dostępowego (STD) i nie wymagający jego uczestnictwa w systemie(WSE). Platforma EPH jest poligonem budowy kompetencji (możliwych do kształtowania za pomocą technik DSM/DSR, akumulatorów elektrycznych, agregatów prądotwórczych) potrzebnych na masową skalę systemom(WSE), szczególnie w zakresie budowy ich rynków technicznych.

(51) Wirtualny system elektryczny (WSE). Jest to system skonsolidowany w trybie wykorzystania zasady ZWZ-KSE w obszarze sieciowym segmentu operatorskiego OSD na poziomie napięciowym nN, SN, 110 kV. Struktura podmiotowa systemu(WSE)

obejmuje elektroprosumentów oraz operatora OWSE lub jednostkę JST. System(WSE) jest „pierwotną” jednostką elektroprosumenckiego (pierwszego) rynku wschodzącego energii elektrycznej realizującą (w tendencji) transformację wyspową polegającą na samo-autonomizacji względem KSE lub współuczestniczącą w transformacji hybrydowej z wykorzystaniem dostępu do (europejskiego) JREE i/lub rynku offshore w obszarze systemowym operatora OSP. System WSE konsolidowany na poziomach napięciowych nN, SN, 110 kV korzysta z zasady ZWZ-KSE w trybie posiadanej przez operatora OWSE koncesji urzędu UREP i regulacji realizowanej przez urząd UREP na pierwszym elektroprosumenckim rynku wschodzącym energii elektrycznej. Jednostka JST realizuje autonomizację sieciową na poziomie napięciowym nN, SN, 110 kV w swoich granicach w trybie regulacji administracyjnych określonych przez koncesję UREP.

(52) Operator wirtualnego systemu elektrycznego (OWSE). Jest to operator rynku technicznego (regulacyjno-bilansującego) systemu(WSE). Jest on zarazem „pierwotnym” operatorem rynku technicznego w obszarze sieciowym segmentu operatorskiego OSD na rynku schodzącym energii elektrycznej, a jednocześnie „pierwotnym” operatorem (pierwszego) elektroprosumenckiego rynku wschodzącego energii elektrycznej (działającego w obszarze sieciowym segmentu operatorskiego OSD). Operator OWSE oraz elektroprosumenci konsolidują system(WSE) w trybie umów cywilno-prawnych uprawniających operatora OWSE do handlu usługami technicznymi na osłonie kontrolnej między systemem(WSE) na rynku(ach) wschodzącym(ch) oraz rynkiem schodzącym energii elektrycznej.

(53) Zasada współużytkowania zasobów KSE (ZWZ-KSE). Zasada określająca warunki dostępu elektroprosumentów, systemów(WSE) oraz jednostek JST do zasobów KSE wraz z realizowanym przez UREP systemem gwarancji dostępu oraz procedurami określania opłat za ten dostęp. Zasada wprowadza – w sposób przełomowy – rozdział odpowiedzialności w obszarze nazywanym w Prawie energetycznym bezpieczeństwem energetycznym. Mianowicie, zgodnie z zasadą operatorzy sieciowi ponoszą odpowiedzialność za bezpieczeństwo techniczne KSE. Elektroprosumenci korzystają natomiast z konkurencji na wschodzących rynkach elektroprosumeryzmu i decydują o adekwatności rynkowej (jakości) własnego zaopatrzenia w energię elektryczną.

(54) Urząd Rozwoju Elektroprosumeryzmu (UREP). Jest to urząd realizujący regulację w zakresie stosowania zasady ZWZ-KSE na oddolnym wschodzącym rynku energii elektrycznej, która jest regulacją nadrzędną względem regulacji realizowanej przez URE na schodzącym rynku energii elektrycznej. Regulacja obejmuje certyfikację i stosowanie dobrych praktyk przez przedsiębiorców elektroprosumerystów (certyfikatora CTEP, Inżyniera ITEP, innych), a ponadto w zakresie wykorzystania kosztu elektroekologicznego do rynkowego zarządzania trajektoriami transformacyjnymi elektroprosumentów, systemów(WSE) oraz jednostek JST.

(55) Rada Odporności Elektroprosumeryzmu (ROEP). Jest to organ powołany przez Sejm RP na kadencję pięcioletnią, mający zdolność formułowania wiążących zaleceń w zakresie kształtowania strategicznych krajowych wskaźników odporności makroekonomicznej elektroprosumeryzmu, w tym najważniejszego w postaci krajowej

trajektorii referencyjnej transformacji do elektroprosumeryzmu w horyzoncie 2050. Rada ROE jest zobowiązana w szczególności do rocznych sprawozdań w Sejmie RP zawierających analizę odchylenia krajowej trajektorii transformacyjnej od trajektorii referencyjnej i wiążące zalecenia dla rządu w zakresie ich korygowania.

(56) Prezentowany spis rozdziałów ustawy, rozdziały 1 do 10, jest sprawą otwartą (propozycją wywoławczą). Przede wszystkim podkreśla się tu, że jest to spis zredukowany (niepełny); można by przyznać mu walor spisu kanonicznego Prawa elektrycznego, nowego porządku prawnego zastępującego Prawo energetyczne, w procesie transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu (procesie, który będzie trwał trzy dekady. Tytuły rozdziałów są powiązane (nie bezpośrednio) z kanonicznym słownikiem elektroprosumeryzmu, punkty (45) do (55).

- Rozdz. 1.** Przepisy (ogólne)
- Rozdz. 2.** Doktryna elektroprosumencka
- Rozdz. 3.** Elektroprosumencki rynek energii elektrycznej
- Rozdz. 4.** Rada odporności elektroprosumeryzmu
- Rozdz. 5.** Urząd rozwoju elektroprosumeryzmu
- Rozdz. 6.** Przedsiębiorstwo elektroprosumenckie. Koncesje
- Rozdz. 7.** Zasada współużytkowania zasobów KSE
- Rozdz. 8.** Operator wirtualnego systemu elektrycznego
- Rozdz. 9.** Eksploatacja instalacji elektroprosumenckich
- Rozdz. 10.** Gospodarka obiegu zamkniętego i surowcowa

Część. II. Zakres analizy, dane wyjściowe, wyniki analiz (oszacowania)

5. Szerokie otoczenie analizy – energetyka WEK-PK

Analiza energetyki WEK-OZE, w szczególności w odniesieniu do regionu pogórniczego, wymaga przedstawienia szerokiego kontekstu uwzględniającego radykalne przyspieszenie działań UE - patrz punkt (4). W szczególności wymaga przedstawienia olbrzymiego kosztu elektroekologicznego, związanego z koniecznością ich rozbudowy, w modelu WEK-OZE.

Zaproponowana koncepcja kosztu elektroekologicznego pozwala na szybkie oszacowanie, które przed etapem projektowania inwestycji, można wykorzystać do oceny realizacji danego rozwiązania. Z drugiej strony proponowany koszt, znakomicie unifikuje pięć obszarów – ścieżek, punkty od (1) do (5) – transformacji (pasywizacja budownictwa, elektryfikacja ciepłownictwa, elektryfikacja transportu, użytkowanie energii elektrycznej i elektrotechnologie w środowisku cyfrowym i gospodarki GOZ, reelektryfikacja OZE), które charakteryzują się zupełnie innymi właściwościami i w rozumieniu tradycyjnej energetyki nie są możliwe do porównania. Takie podejście, którego celem jest minimalizacja śladu CO₂, już na obecnym etapie wymaga uwzględnienia w rachunku ekonomicznym kosztów środowiskowych (kosztów zewnętrznych) a nie tylko potrzebnego kapitału.

Przedstawione w opracowaniu oszacowania (w szczególności skumulowanego śladu CO₂) wykonano na podstawie śladu CO₂ dla obecnego stanu energetyki. Ślad ten w istotny sposób zależy od miksu źródeł wytwórczych (i ich śladu CO₂), ale również technologii przemysłowych pozyskiwania surowców i tworzenia materiałów. Opracowanie stanowi więc pierwszy krok do analiz realizowanych w środowisku kosztów krańcowych, czyli analiz pozwalających na racjonalizację ścieżek transformacyjnych. Racjonalizacja ta powinna polegać na projektowaniu transformacji za pomocą środków, które przyniosą skuteczne obniżenie śladu CO₂ w jak najkrótszym horyzoncie. Należy podkreślić, że takie podejście, znacznie ogranicza możliwość wdrażania energetyki WEK-OZE, w której inwestycje nie uwzględniają aktywnego uczestnictwa w rynku energii elektroprosumentów, a przynajmniej znacznie go redukują.

5.1. Ślad CO₂ technologii wytwórczych

Elektrownie węglowe charakteryzują się wysokim śladem CO₂ i chociaż w nowych blokach węglowych, realizowanych zgodnie z BAT (ang. Best Available Technology – Najlepsze Dostępne Techniki), ślad CO₂ jest mniejszy (tab. 1) to i tak pozostaje ona na wysokim poziomie, eliminując tę technologię z miksu energetycznego transformacji. Należy również podkreślić, że ślad CO₂ przedstawiona w tabeli 1, dotyczy jedynie osłony bilansowej lokalnej (sprawność lokalna) i nie uwzględnia śladu CO₂ związanego z jej wybudowaniem (a także z wydobyciem węgla oraz jego transportem do bloku wytwórczego). Niestety w Polsce, energia obecnie produkowana jest w ponad 70 % w źródłach węglowych, co przenosi się bezpośrednio na ślad CO₂ dla Polski, który w 2019 roku wyniósł 0,76 t CO₂/MWh [8].

Tab. 1. Ślad CO₂ wybranych bloków węglowych w Polsce [10]

Bloki węglowe	węgiel	klasa	Ślad CO ₂ , t CO ₂ /MWh
Bełchatów, blok 14	brunatny	850	0,9
Bełchatów, bloki 1-12	brunatny	360	1,1
Turów, blok 7 (450/500 MW)	brunatny	450	0,9
Turów, blok 1-6	brunatny	200	1,1
Opole, bloki 1-4	kamienny	360	0,9
Połaniec, bloki 1-7	kamienny	200	0,9
Kozienice, blok 11	kamienny	1000	0,7
Kozienice, bloki 1-8	kamienny	200	0,8
Jaworzno III, bloki 1-6	kamienny	200	0,9
Jaworzno III, blok 910	kamienny	1000	0,7

Całkowita emisja Polski w 2019 roku wyniosła około 320 mln t CO₂, natomiast światowa to ponad 36 mld t CO₂. W tym kontekście warto przytoczyć oszacowania Billa Gatesa [9], który skumulowaną światową emisję szacuje na 51 mld t CO₂, uwzględniając pięć obszarów: 1° – wytwarzanie materiałów (cement, stal, plastik; 31 %); 2° – produkcja energii elektrycznej (27 %); 3° – rolnictwo (19 %); 4° – komunikacja (samoloty, samochody, statki; 16 %); 5° – ogrzewanie lub chłodzenie (7 %). Oszacowania te pokazują, że rzeczywisty ślad CO₂ może być wyższy o co najmniej 40 % w porównaniu do tego co powszechnie przyjmuje się w analizach.

Tab. 2. Koszt termoeologiczny technologii wytwórczych [10, 11]

	Ślad CO ₂	TEC
	t CO ₂ /MWh	MWh/MWh
Paliwa (energia chemiczna)		
Węgiel kamienny energetyczny	0,35	5,3
Węgiel brunatny	0,38	4,0
Gaz ziemny	0,20	2,0
Olej napędowy	0,27	1,3
Elektrownie konwencjonalne - cieplne (energia elektryczna)		
Elektrownie węglowe w Polsce	0,90	3,9
Elektrownie węglowe BAT	0,70	2,6
Elektrownia gazowa CCGT	0,33	1,8
Źródła OZE (energia elektryczna)		
GOZ	0 ¹	0,1
μEB	0 ¹	0,1
EB	0 ¹	0,1
EWL	0	0,1
PV	0	0,3
EWM	0	0,1
Akumulatory	(-) ²	0,4

¹ przy założeniu pełnej absorpcji CO₂ w cyklu GOZ (proces spalania biogazu 200 kg CO₂/MWh)

² zależy od emisyjności akumulowanej energii

W kontekście wytwarzania energii elektrycznej, a w szczególności transformacji energetycznej istotne staje się porównanie śladu CO₂, nie tylko dla elektrowni węglowej, ale również alternatywnych rozwiązań. Porównanie takie, uwzględniające lokalny ślad CO₂ zestawiono w tabeli 2. W tabeli tej ślad CO₂ paliw odniesiony jest do energii chemicznej w nich zawartej. W elektrowniach konwencjonalnych ślad CO₂ dotyczy wyprodukowania energii elektrycznej i uwzględnia sprawność elektrowni.

Dla źródeł OZE tak rozumiany ślad CO₂ jest równy zero. Zakłada się ponadto, że mimo iż spalając biomasę nie unika się emisji, jednak zarządzając zasobami energetycznymi możemy ograniczyć ślad poprzez wykorzystanie odpadów, które i tak należy poddać utylizacji oraz uwzględnić fakt, że następuje absorpcja CO₂ w czasie wzrostu roślin energetycznych. Elektrownie biogazowe pracują więc w cyklu zgodnym z założeniami gospodarki obiegu zamkniętego (GOZ).

Rozszerzona analiza (tab. 3) uwzględniająca skumulowany globalny ślad CO₂ [11,18], wyrażona jest poprzez koszt termoeologiczny (uwzględniający łańcuch dostaw, produkcję i utylizację). W takim przypadku źródła OZE charakteryzują się niezerową emisyjnością (są wyprodukowane z wykorzystaniem energii elektrycznej obciążonej śladem CO₂, i innych rodzajów energii, również obciążonych śladem CO₂).

Tab. 3. Skumulowany ślad CO₂ źródeł OZE [11,18]

	Skumulowany ślad CO ₂	TEC
	kg CO ₂ /MWh	MWh/MWh
GOZ	30	0,1
μEB	30	0,1
EB	30	0,1
EWL	30	0,1
PV	40	0,3
EWM	10	0,1

5.2. Ślad CO₂ materiałów

Bazą do obliczenia kosztu termoeologicznego jest analiza sprawności energetycznej na każdym etapie produkcji energii, w tym przypadku energii elektrycznej. Należy jednak podkreślić, że sprawność ta będzie zmieniać się w zależności od pochodzenia materiałów, a w szczególności energii elektrycznej w procesach z dużym jej udziałem (np. produkcja aluminium) oraz miejsca dostaw (wyciek metanu w gazociągach [16]). Dla przytoczonego aluminium, ślad CO₂ w Europie wynosi 8,5 t CO₂/t produktu. Na świecie zakres ten zmienia się od 4 do 20 t CO₂/t produktu, w zależności od źródła elektrolizy. Z tego powodu, przedstawione w tabeli 4 skumulowane ślady CO₂ wybranych produktów są charakterystyczne dla obecnych uwarunkowań (stan A) i mogą diametralnie zmienić się w elektroprosumeryzmie (stan B). Zależność ta jest poza zakresem obecnego opracowania. Została tu jedynie zasygnalizowana po to, żeby podkreślić, że współczynniki te należy na bieżąco aktualizować wraz z dokonującą się transformacją.

Tab. 4. Skumulowany ślad CO₂ wybranych produktów [11, 12]

Produkt	Skumulowany ślad CO₂, t CO₂/t produktu
Bloki stalowe	2,7
Produkty stalowe	1,9
Aluminium	8,5
Maszyny i urządzenia	1,0
Papier	2,9
Srebro	9,8
Produkty ropopochodne	3,6
Szkło	2,1
Drewno	1,1
Siarka	0,5
Beton	0,5

5.3. Koszt elektroekologiczny linii przesyłowych

Zarówno utrzymanie energetyki WEK-PK jak i transformacja do energetyki WEK-OZE będzie wymagała zwiększonych nakładów inwestycyjnych w sieci przesyłowe oraz sieci dystrybucyjne. Rozbudowa ta powinna, poza nakładami inwestycyjnymi pokryć koszty środowiskowe, a w szczególności koszty elektroekologiczne związane ze śladem CO₂. Ślad CO₂ związany jest z produkcją materiałów wykorzystywanych do budowy i modernizacji, a co za tym idzie emisji CO₂, co prawda poza fizyczną lokalizacją sieci, ale dalej w globalnym otoczeniu. Skala ingerencji w środowisko linii przesyłowych została oszacowana dla Polski. Do analizy wykorzystane dane operatora przesyłowego [13] odnośnie rodzaju linii (poziomu napięcia), ich długości a także szerokości pasa technicznego, który jest ustanowiony wokół takich linii. W obrębie pasa technicznego, zakazana jest budowa obiektów, w celu zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania linii, ludzi i infrastruktury.

Tab. 5. Obszar wyłączony z użytku przez linie przesyłowe

Rodzaj linii	Długość	Szerokość pasa technicznego	Obszar wyłączony z użytku	Całkowity obszar wyłączony z użytku	Uwagi
	km				
110 kV	35000	40	4	140	Linie 110 kV będą wykorzystywane w elektroprosumeryzmie w obszarze miast powyżej 100 tys. mieszkańców
220 kV	7380	50	5	37	W modelu WEK-OZE zmniejsza się ich znaczenie na rzecz linii 400 kV
400 kV	7822	70	7	55	
750 kV	114	140	14	2	Linia wyłączona z użytku
SUMA				233	7,5 ‰ powierzchni Polski

Oszacowanie zajętości terenu obejmuje jedynie obszar zajęty przez linie, bez uwzględnienia stacji rozdzielczych, podmorskiego połączenia DC ze Szwecją (wraz ze stacją) i połączeń transgranicznych. W analizie nie uwzględnia się również różnego pasa technologiczne dla

różnych konstrukcji słupów, w szczególności dla linii 400 kV, który może wynieść od 60 m do 80 m, w zależności od techniki budowy. Przyjęte założenia nie wpływają jednak na ogólną charakterystykę linii przesyłowych.

W analizie nie uwzględnia się linii SN (około 300 tys. km) oraz linii nN (około 430 tys. km). Dla tych poziomów napięć szerokość pasa technicznego, zależy od znacznie większej liczby czynników. Należy również podkreślić, że linie SN i nN dla każdego z rozpatrywanych przypadków są konieczne, natomiast w modelu elektroprosumenckim, konieczność wykorzystania linii przesyłowych będzie ograniczona. Będą one wykorzystywane głównie w korytarzu Infrastrukturalno-Urbanistycznym [1] oraz do przesyłania energii z jednolitego rynku energii UE. Spowoduje to, że nie będą konieczne gigantyczne inwestycje w sieci jak w przypadku energetyki WEK-OZE.

Kolejny aspekt wiąże się z określeniem ilości materiałów koniecznych do wybudowania nowych linii. W analizie uwzględniono jedynie trzy podstawowe materiały. Jednym z nich jest stal, z której wykonane są m.in. konstrukcje słupów. Z aluminium wykonane są przewody, natomiast z betonu fundamenty. Oczywiście, materiały te nie wyczerpują listę koniecznych surowców. Pozostałe surowce potrzebne są jednak w znacznie mniejszych ilościach. Należy również podkreślić, że praktycznie każda linia jest unikalna, ponieważ przechodzi przez inny teren, może być wykonana z innych przewodów, innych słupów itd. Dlatego zebrane w tabeli 6 dane dotyczące wagi linii przesyłowych, należy traktować jako dane szacunkowe, pozwalające na zgrubną ocenę potrzebnych materiałów.

Tab. 6. Waga linii przesyłowych

Rodzaj linii	Rozpiętość linii	Zalecane przekroje przewodów	Waga linii (bez fundamentów), t/km	Waga fundamentów betonowych, t/km
110 kV	350	AFL-6-240 mm ²	31	150
220 kV	400	AFL-8-525 mm ²	37	210
400 kV	450	AFL-8-2x525 mm ²	85	300

Na podstawie oszacowanej wagi (tab. 6), można obliczyć zużycie surowców oraz ślad CO₂ na podstawie danych zawartych w tabeli 7. Wysoki ślad CO₂, budowy linii przesyłowych wynika głównie z wysokiego śladu CO₂ aluminium.

Tab. 7. Zużycie surowców oraz ślad CO₂ linii przesyłowych

Rodzaj linii	Stal, t/km	Aluminium, t/km	Beton, t/km	Ślad CO ₂ , t CO ₂ /km
110 kV	17	18	150	275
220 kV	19	22	210	350
400 kV	31	58	300	730

Na podstawie danych z tabeli 6 oraz 7 można oszacować koszt elektroekologiczny związany z budową linii przesyłowych z podziałem na poziom napięć. Wynik przeprowadzone są wariantowo, dla czterech wartości kosztu uprawnień emisji od 25 do 100 €/t CO₂. Należy jednak spodziewać się, że koszt ten będzie raczej w okolicach górnej wartości analizowanego zakresu.

Podane w tabeli 8 procentowe wartości kosztu odnoszą się do kosztów inwestycyjnych linii, które obliczono na podstawie informacji z wyników postępowań przetargowych operatorów. Rzeczywiste koszty inwestycyjne, jak i koszt elektroekologiczny konkretnej linii, może się różnić od przedstawionego w tabeli. Wynika to z przyjętych oszacowań, które obejmują dane z wielu realizowanych projektów.

Tab. 8. Koszt elektroekologiczny budowy nowej linii przesyłowych

Koszt uprawnień, €/t CO ₂	Kosz elektroekologiczny tys. €/km		
	110 kV	220 kV	400 kV
25	6,9 (2 %)	8,7 (1 %)	18,2 (2 %)
50	13,8 (4 %)	17,3 (3 %)	36,4 (3 %)
75	20,7 (6 %)	26,0 (4 %)	54,7 (5 %)
100	27,5 (8 %)	34,7 (5 %)	72,9 (7 %)
Koszt inwestycyjny, mln PLN/km	1,5	3	5

Zarówno w modelu energetyki WEK-PK jak modelu WEK-OZE, konieczne będą inwestycje w linie przesyłowe. Dla linii tych koszt elektroekologiczny jest istotny i nie może być zaniewany, zwłaszcza w kontekście osiągnięcia neutralności klimatycznej. Należy również podkreślić, że budowa linii nie przyczynia się do obniżenia śladu CO₂, a wręcz go zwiększa.

5.4. Koszt elektroekologiczny elektrowni węglowych i elektrowni jądrowych

Budowa elektrowni wymaga zastosowania materiałów budowlanych czy osprzętu elektrycznego. Wiąże się to z koniecznością wykorzystania surowców, które charakteryzują się skumulowanym śladem węglowym zgodnie z tab. 4. W tabeli 9 zamieszczono oszacowania materiałów potrzebnych do wybudowania elektrowni węglowych [14] oraz gazowych [15] obejmujących beton, stal, aluminium i żelazo.

Tab. 9. Zużycie surowców potrzebnych do budowy elektrowni węglowych i gazowych oraz ślad CO₂ z tym związany [14,15]

Material	Ślad CO ₂ t CO ₂ /t	Zużycie surowców, t/MW		Ślad CO ₂ , t CO ₂ /MW	
		Elektrownia węglowa	Elektrownia gazowa	Elektrownia węglowa	Elektrownia gazowa
Beton	0,5	158,8	97,8	81,6	50,2
Stal	2,7	50,7	31,0	135,4	82,9
Aluminium	8,5	0,4	0,2	3,6	1,7
Żelazo	1,9	0,6	0,4	1,2	0,8
SUMA				220	135

Oczywiście, potrzebne są również inne materiały, które również charakteryzują się śladem CO₂, ale ich udział w całkowitym śladzie węglowym jest znacznie mniejszy. Oszacowania pozwalają określić skumulowany ślad CO₂ związany z wybudowaniem elektrowni. Ślad ten

wynosi 220 t CO₂/MW, oraz 135 t CO₂/MW dla elektrowni węglowych i gazowych odpowiednio.

Ślad CO₂ elektrowni węglowych i gazowych w znacznie większym stopniu wynika ze spalania paliw kopalnych niż z ich budowy (patrz, tab. 1). W tym miejscu należy przedstawić wyniki analiz Prof. Stanka [16], dotyczące problemu związanego ze śladem węglowym w osłonie lokalnej i globalnej. Panuje fałszywy pogląd, że gaz ziemny jest paliwem dużo bardziej przyjaznym dla klimatu niż węgiel. Przeświadczenie to wynika z analizy obejmującej jedynie lokalną osłonę bilansową. Analizując skumulowany (od wydobycia, przez obróbkę, transport i wykorzystanie) ślad CO₂ gazu, ze względu na istniejące przecieki, jest on porównywalny w globalnej osłonie bilansowej ze śladem CO₂ węgla (tab. 10).

Tab. 10. Ocena lokalna i globalna śladu CO₂, spalania węgla i gazu [16]

Wariant obliczeń	Ślad CO ₂ , t CO ₂ /MWh
Węgiel - spalanie bezpośrednie	0,35
Węgiel - skumulowany ślad CO ₂	0,36
Węgiel - skumulowany ślad CO ₂ z wyciekami metanu z kopalń	0,38-0,39
Gaz ziemny - emisja bezpośrednia	0,20
Gaz ziemny - GWP=21, przeciek 0,11%	0,26
Gaz ziemny - GWP=21, przeciek 3,25%	0,31
Gaz ziemny - GWP=30, przeciek 0,11%	0,26
Gaz ziemny - GWP=30, przeciek 1,5%	0,29
Gaz ziemny - GWP=30, przeciek 3,25%	0,33
Gaz ziemny - GWP=30, przeciek 4,2%	0,35

Obliczono również skumulowany ślad CO₂ budowy elektrowni jądrowych. Obliczenia uwzględniają istniejące elektrownie (już wybudowane, w większości w ubiegłym wieku), oraz elektrownie jądrowe generacji III+, budowane obecnie, dla zupełnie innych współczynników bezpieczeństwa (tab. 11). Analiza została przeprowadzona dla trzech materiałów, ale oczywiście do budowy podobnie jak w przypadku innych elektrowni konieczne są również materiały takie jak, aluminium, miedź, nikiel, magnez, srebro i inne.

Tab. 11. Zużycie surowców potrzebnych do budowy elektrowni jądrowych – istniejących i generacji III+ [17]

Materiał	Skumulowany ślad CO ₂ , t CO ₂ /t	Zużycie surowców, t/MW		Skumulowany ślad CO ₂ , t CO ₂ /MW	
		Istniejące	Generacja III+	Istniejące	Generacja III+
Ropopochodne	3,6	114	114	410	410
Stal	2,7	36	78	95	210
Beton	0,5	180	758	95	390
SUMA				600	1000

W tabeli 12, porównano koszt elektroekologiczny elektrowni węglowych, gazowych oraz dwóch generacji elektrowni jądrowych. Wynik przedstawiono dla czterech poziomów kosztu uprawnień do emisji. Dla każdego przypadku obliczono również, ile procent stanowi ten koszt

względem nakładów inwestycyjnych. Przyjęte nakłady inwestycyjne każdej z technologii zamieszczono w tab. 12. Mimo tego, że koszt elektroekologiczny związany z inwestycją stanowi kilka procent nie może być zanedbywany. Należy również podkreślić, że ślad CO₂ w przypadku elektrowni węglowych i gazowych a przez to koszt elektroekologiczny, związany jest głównie ze spalaniem paliw kopalnych. W elektrowniach jądrowych, szczególnie generacji III+, niski udział kosztów wynika z horrendalnie wysokich cen inwestycyjnych technologii.

Tab. 12. Jednostkowy koszt elektroekologiczny budowy elektrowni w modelu WEK-PK(iEJ)

Koszt uprawnień, €/t CO ₂	Kosz elektroekologiczny tys. €/MW			
	Elektrownia węglowa	Elektrownia gazowa	Istniejące elektrownie jądrowe	Elektrownie jądrowe - Generacja III+
25	5,5 (0,4 %)	3,4 (0,5 %)	15,0 (1,4 %)	25,0 (0,2 %)
50	11,0 (0,8 %)	6,8 (1,0 %)	30,0 (2,8 %)	50,0 (0,5 %)
75	16,5 (1,3 %)	10,1 (1,6 %)	45,0 (4,1 %)	75,0 (0,7 %)
100	22,0 (1,7 %)	13,5 (2,1 %)	60,0 (5,5 %)	100,0 (0,9 %)
Koszt inwestycyjny, mln PLN/MW	6	3	5	50

5.5. Koszt elektroekologiczny energetyki WEK-WB

Skumulowany ślad CO₂ związany z budową bloku 7 (z inwestycją) elektrowni Turów to około 110 mln t CO₂. Natomiast skumulowany ślad CO₂ związany z produkcją energii w elektrowniach węglowych jest większy o około 10 % (tab. 10) od lokalnego śladu CO₂ (tab. 1) dla tych elektrowni. Pozwala to na oszacowanie skumulowanego jednostkowego śladu bloku 7 elektrowni węglowej Turów na około 1 t CO₂/MWh (dla bloków 1-6 jest to 1,2 t CO₂/MWh). Warto podkreślić, że dla kosztu uprawnień wynoszącego 100 €/t CO₂, koszt elektroekologiczny przekracza cenę energii ze wszystkich źródeł odnawialnych i nie obejmuje ceny węgla.

Tab. 13. Jednostkowy koszt elektroekologiczny WEK-WB (Elektrownia Turów)

Koszt uprawnień, €/t CO ₂	Kosz elektroekologiczny €/MWh	
	Bloki 1-6	Blok 7
25	30	25
50	60	50
75	90	75
100	120	100

W przypadku elektrowni węglowych, koszt elektroekologiczny zależy głównie od produkcji energii (związany jest ze spalaniem węgla), dlatego w tab. 14 przedstawiono analizę wariantową pracy bloku 7 wynoszącą odpowiednio 4, 5, 6 tys. godzin na rok. Zakłada się również, że bloki 1-6, ze względu na większy ślad CO₂, będą pracowały mniej. Na potrzeby obecnej analizy przyjmuje się, że będzie to 50, 60 oraz 70 % obecnej produkcji w powiązaniu z pracą bloku 7. Koszt elektroekologiczny, w zależności od rocznej produkcji bloku 7,

zamieszczono w tab. 14. Obliczenia zostały wykonane na podstawie algorytmu przedstawionego na rys. 1.

Tab. 14. Koszt elektroekologiczny energetyki WEK-WB Turowa

Oszacowanie produkcji dla analizowanych przypadków pracy elektrowni Turów			
Roczny czas wykorzystania mocy zainstalowanej, h	4000	5000	6000
Produkcja bloku 7, TWh	2,0	2,5	3,0
Produkcja bloków 1-6, TWh	2,8	3,3	3,9
Łączna produkcja elektrowni Turów, TWh	4,7	5,8	6,8
Roczny skumulowany ślad CO ₂ , mln t CO ₂	5,3	6,4	7,6
Koszt uprawnień, €/t CO₂	Kosz elektroekologiczny mln €		
25	132	161	190
50	264	322	380
75	396	483	570
100	528	644	760

6. Zgorzelecki Klaster WEK-OZE jako „spadkobiorca” kompleksu Turów-Bogatynia

Analiza dotyczy porównania propozycji zastąpienia konwencjonalnych źródeł energii źródłami OZE. Analiza takiego pomysłu została wykonana na zlecenie Krajowej Izby Kłastrów Energii [19]. W analizie przedstawiono propozycję wielkoskalowych źródeł OZE łącznie z magazynem energii w postaci elektrowni szczytowo-pompowej (ESP), które mają zastąpić obecną roczną produkcję energii elektrowni Turów.

6.1. Założenia

W opracowaniu [19] został zaprezentowany miks źródeł wytwórczych, obejmujący farmy fotowoltaiczne, elektrownie wiatrowe, elektrownie na biomasę oraz elektrownia ESP o mocy 2,3 GW. Dane o prognozowanej produkcji zostały zebrane w tab. 15.

Tab. 15. Struktura miksu WEK-OZE Klastra Zgorzeleckiego [19]

Źródło wytwórcze	Produkcja, GWh	Moc, MW	Czas wykorzystania mocy zainstalowanej, h/rok
Farmy fotowoltaiczne	2277	2100	1084
Elektrownie wiatrowe	2697	1140	2366
Elektrownie na biomasę	480	60	8000
Suma	5455		
Magazyn			
	Pojemność, GWh	Moc, MW	
Elektrownie szczytowo-pompowa	165	2300	

W analizie zakłada się, że zapotrzebowanie ma być w całości pokryte przez źródła OZE, a odbiorcy są bierni (brak reakcji na produkcję). Takie podejście wymaga gigantycznych nakładów inwestycyjnych w magazyny energii, którego moc jest równa 70 % mocy zainstalowanej w źródłach z wymuszoną produkcją. Natomiast pojemność pozwala na pracę z pełną mocą przez 66 h. Jest to założenie całkowicie sprzeczne z paradygmatami monizmu elektrycznego [20] oraz z aktualnymi trendami światowymi, w których świadome korzystanie z energii (nie tylko energii elektrycznej) jest równie istotne co budowa źródeł.

6.2. Koszt elektroekologiczny elektrowni ESP

Na podstawie danych z [19] oszacowano wymiary zbiornika (tab. 16). Należy podkreślić, że autorzy opracowania nie dysponowali projektem zbiornika i przyjęte założenia co do ilości potrzebnej stali i betonu mogą się różnić od tych w projekcie. Jednak nie zmieni się sposób obliczenia kosztu elektroekologicznego.

Tab. 16. Szacunkowa charakterystyka ESP

Parametr	Jednostka	Wartość
Szacunkowe rozmiary		
Szerokość	m	2600
Długość	m	4000
Wysokość	m	150
Szerokość tamy	m	2500
Wysokość tamy	m	150
Szerokość tamy	m	40 - nasada, 110 podstawa
Grubość ścian	m	0,5
Dane zbiornika		
Powierzchnia podstawy	ha	820
Powierzchnia ścian	ha	230
Objętość konstrukcji zbiornika	mln m ³	5
Objętość tamy	mln m ³	28

Na podstawie rozmiarów zbiornika oszacowano potrzebną do jego wybudowania ilość betonu oraz stali. Ilość betonu wynika z oszacowanych rozmiarów geometrycznych zbiornika. Natomiast do obliczenia stali przyjęto, że na m³ betonu potrzeba 35 kg stali. Konieczne do budowy ESP materiały, oraz związany z budową ślad CO₂ zamieszczono w tabeli 17.

Tab. 17. Zużycie surowców oraz ślad CO₂ związany z budową ESP

Material	Zużycie surowców	Ślad CO ₂ , mln t CO ₂
Stal	1,1 mln t	43
Beton	35 mln m ³	3
Suma		46

Obliczony koszt elektroekologiczny związany z budową elektrowni ESP, przy założeniu kosztów inwestycyjnych na poziomie 14 mld PLN [19], może być nawet wyższy od nakładów inwestycyjnych związanych z budową elektrowni. Należy podkreślić tu, że do oszacowań wykorzystuje się skumulowany ślad CO₂, analizowany w osłonie globalnej. Z tego powodu dla obecnych uwarunkowań prawnych, nie jest on brany pod uwagę przy opłacie za uprawnienia do emisji CO₂, przez co materiały nie są nim w pełni obciążone. Jeżeli jednak neutralność klimatyczną traktuje się jako cel konieczny do osiągnięcia, to w takim przypadku, nie można pomijać śladu skumulowanego i ograniczyć się do lokalnej osłony kontrolnej.

Z drugiej strony wprowadzenie „cła węglowego” (CBAM) przez UE, świadczy o zmianach w polityce na rzecz uwzględniania w kosztach globalnego śladu CO₂, a nie tylko lokalnego jak to ma miejsce obecnie.

Tab. 18. Koszt elektroekologiczny związany z budową ESP

Koszt uprawnień, €/t CO ₂	Kosz elektroekologiczny mld €
25	1,1 (36 %)
50	2,3 (76 %)
75	3,4 (112 %)
100	4,6 (150 %)

6.3. Koszt elektroekologiczny energetyki WEK-OZE w klastrze zgorzeleckim

Koszt elektroekologiczny energetyki WEK-OZE, został obliczony bazując na oszacowaniach kosztów związanych z budową oraz skumulowanego śladu CO₂ technologii. Obliczenie jednostkowego kosztu energii elektrycznej zostało wykonane na podstawie algorytmu przedstawionego na rysunku 1. W przypadku analizy dla kosztów krańcowych, algorytm musi być wykonywany iteracyjnie np. w okresach rocznych, z uwzględnieniem zmieniającego się śladu CO₂ wynikającego ze zmiany miksu wytwórczego (zwiększenie udziału OZE).

Tab. 19. Ślad CO₂ energetyki WEK-OZE

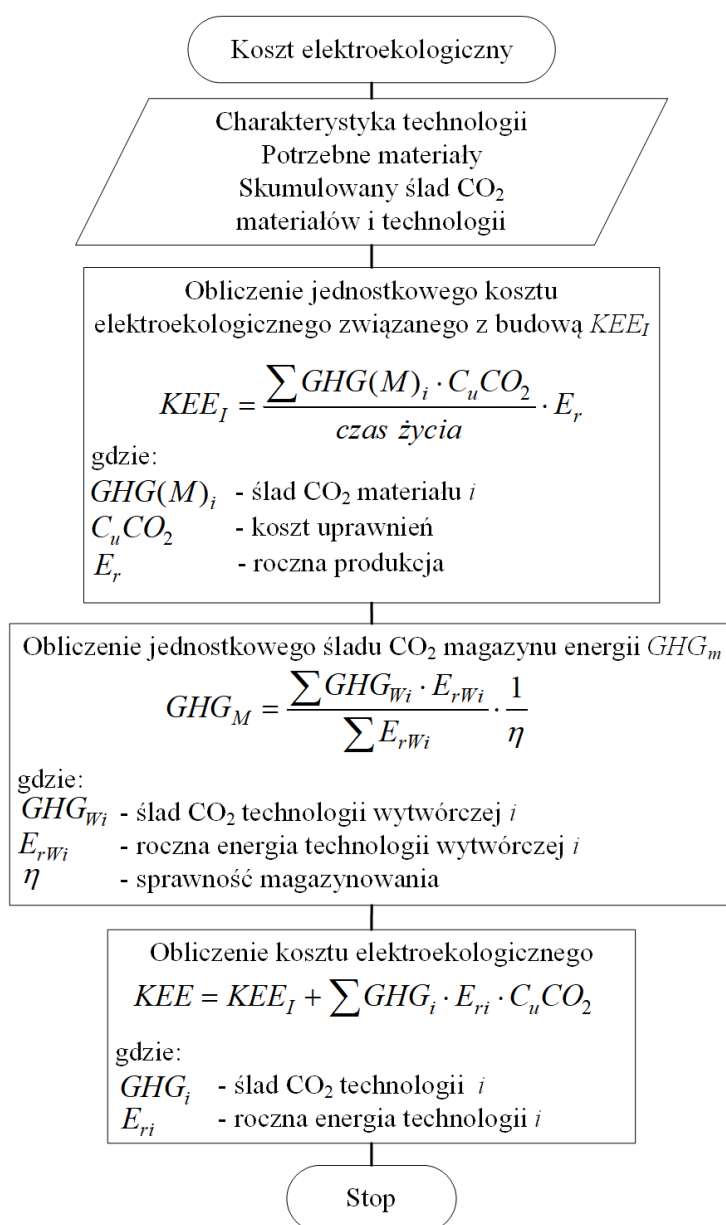
	Skumulowany ślad CO ₂	Roczna produkcja,	Skumulowany ślad CO ₂ WEK-OZE	Roczny ślad CO ₂
	kg CO ₂ /MWh	TWh	kg CO ₂ /MWh	tys. t CO ₂
PV	40	2,3	37	200
EW	30	1,1		
L	30	0,5		
ESP	42	1,8		

Skumulowany ślad CO₂ energetyki WEK-OZE, obliczony na podstawie algorytmu, uwzględnia ślad CO₂, miksu technologii wytwórczych oraz ślad CO₂ magazynu energii. Ślad ten (magazynu), uwzględnia sprawność magazynowania oraz indukowany ślad CO₂ pochodzący ze źródeł. Zakłada się, że w przypadku WEK-OZE jest to energia pochodząca z każdego źródła proporcjonalnie do jego rocznej produkcji. W przypadku gdy do magazynu akumuluje energię tylko ze źródeł PV, należy to uwzględnić w obliczeniach.

Tab. 20. Roczny koszt elektroekologiczny energetyki WEK-OZE

Koszt elektroekologiczny	
Koszt uprawnień, €/t CO ₂	Kosz elektroekologiczny mln €/rok
25	5,0
50	10,0
75	14,9
100	19,9

Na podstawie obliczonego rocznego śladu CO₂ można obliczyć koszt elektroekologiczny. Koszt ten jest stosunkowo niski, ze względu na niski ślad CO₂ energetyki opartej na wytwarzaniu ze źródeł OZE. Należy jednak podkreślić, że dla obecnego stanu nie jest on zerowy.



Rys. 1. Algorytm obliczenia kosztu elektroekologicznego

7. Elektroprosumeryzm jako siła sprawcza rozwoju lokalnego na przykładzie powiatu zgorzeleckiego

7.1. Oszacowania potrzeb (bez energetyki WEK-OZE oraz kopalni i elektrowni Turów)

W opracowaniu wykorzystuje się techniki skalowania za pomocą współczynników skalujących (tab. 22) które zostały opracowane bazując na aktualnych danych dla Polski i odniesieniu ich do lokalnych uwarunkowań powiatu zgorzeleckiego (tab. 21).

Tab. 21. Wskaźniki (dane) charakteryzujące Powiat Zgorzelecki [21,22]

	Liczba mieszkańców, tys.	Liczba pojazdów na 1000 mieszkańców		Zasoby mieszkaniowe, tys.	Przeciętna powierzchnia użytkowa jednego mieszkania, m ²
		Wszystkich	Samochodów osobowych		
Powiat Zgorzelecki	88	757	642	34,4	70,9
Polska	38383	802	610	14615,1	74

Analiza heurystyczna zmian zapotrzebowania na energię na rynku ciepła i paliw uwzględnia trzy paradygmaty elektroprosumeryzmu [20]. Na podstawie wskaźników z tabeli 19 zostały oszacowane współczynniki skalujące, które dla ciepła uwzględniają zasoby mieszkaniowe, przeciętną powierzchnię użytkową jednego mieszkania, oraz rodzaj budynków, natomiast dla paliw liczbę pojazdów oraz ich rodzaj. Oszacowanie potrzeb energetycznych w elektroprosumeryzmie zamieszczono w tabeli 22. W analizie nie uwzględnia się potrzeb energetycznych związanych z elektrownią Turów oraz odkrywką węgla brunatnego.

Należy podkreślić, że w horyzoncie transformacyjnym potrzeby te będą w całości pokrywane za pomocą energii elektrycznej wyprodukowanej w źródłach OZE, a więc o zerowym śladzie CO₂.

Tab. 22. Oczekiwane potrzeby energetyczne w elektroprosumeryzmie (współczynniki skalujące)

	Polska, TWh		Współczynnik skalujący	Powiat Zgorzelecki, GWh	
	Obecnie	2050		Obecnie	Horyzont transformacji
Energia elektryczna	165	200	0,7	300	320
Ciepło grzewcze	170	30	1,5	580	100
CWU	40	30	1,0	90	70
Paliwa	220	60	0,8	400	110
				Razem	600

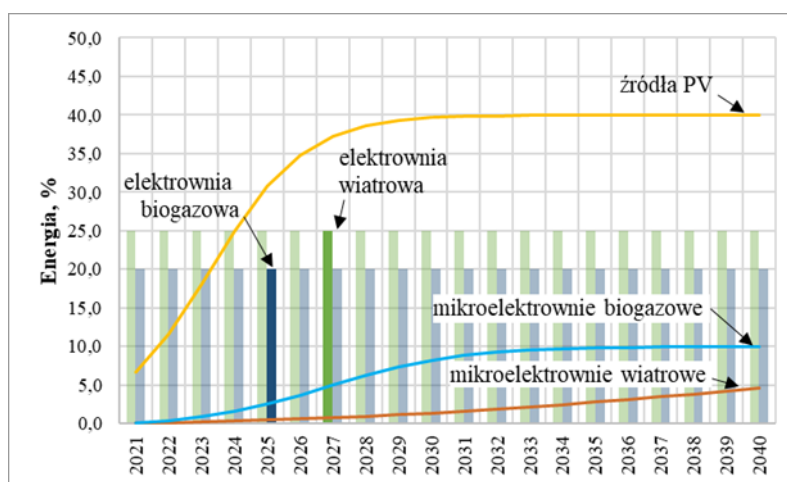
7.2. Propozycja miksu i trajektoria

Do analizy miksu energetycznego oraz trajektorii transformacyjnej wykorzystano model transformacyjny [23] miasta 20-50 tys. mieszkańców, uwzględniając pozostałe gminy w powiecie. W modelu tym (tab. 23) potrzebne jest kilka mikroelektrowni biogazowych.

Tab. 23. Tablica parametrów modelu transformacji do elektroprosumeryzmu [23]

technologia wytwórcza	Miks energetyczny, %
źródła PV	40
mikroelektrownie wiatrowe	5
elektrownie wiatrowe	25
mikroelektrownie biogazowe	10
elektrownie biogazowe	20
autonomizacja sieci (poziom napięć)	nN i SN
horyzont transformacji	2040

Wykorzystuje się sieć nN i SN, dlatego zakłada się budowę pojedynczych elektrowni wiatrowych (moc rzędu 3 MW) i pojedynczych elektrowni biogazowych (klasy 1 MW). Z tego powodu technologie te nie mają wyznaczonej krzywej transformacyjnej (rys. 1), a jedynie zaproponowano czas, w którym powinno nastąpić oddanie ich do użytku.



Rys. 2. Względna trajektoria transformacyjna źródeł OZE, mikroelektrowni wiatrowych i biogazowych oraz potencjał budowy elektrowni biogazowych i wiatrowych [2]

7.3. Koszt elektroekologiczny elektroprosumeryzmu

Do obliczenia kosztu elektroekologicznego elektroprosumeryzmu wykorzystano algorytm z rysunku 1. Skumulowany ślad CO₂ w elektroprosumeryzmie, nie jest wyższy od śladu CO₂ w energetyce WEK-OZE, a ponadto przy uwzględnieniu analizy za pomocą kosztów krańcowych, znacznie szybciej pozwala na osiągnięcie neutralności klimatycznej.

Tab. 24. Skumulowany ślad CO₂ w elektroprosumeryzmie

	Skumulowany ślad CO ₂	Roczna produkcja,	Skumulowany ślad CO ₂ WEK-OZE	Roczny ślad CO ₂
	kg CO ₂ /MWh	GWh	kg CO ₂ /MWh	tys. t CO ₂
PV	40	240	35	21
μEW	30	30		
EWL	30	150		
μEB	30	60		
EB	30	120		
Akumulatory	44	42		

Tab. 25. Roczny koszt elektroekologiczny elektroprosumentów

Koszt elektroekologiczny	
Koszt uprawnień, €/t CO ₂	Kosz elektroekologiczny mln €/rok
25	0,5
50	1,0
75	1,6
100	2,1

7.4. Wpływ na rozwój lokalny (tworzenie klasy średniej, zamiast klasy robotniczej i lokalnych oraz krajowych oligarchów)

Inwestycje elektroprosumentów w rozproszone źródła energii a przez to konieczność świadczenia usług, wpływa bezpośrednio na rynek pracy, związany nie tylko z budową i utrzymaniem źródeł, ale również z tworzeniem lokalnego rynku energii (rynków towarów i usług elektroprosumeryzmu). Nowe miejsca pracy w elektroprosumeryzmie wytwarzają dobra o znacznie większej efektywności pracy. Użyteczność pracy w elektroprosumeryzmie (w scyfryzowanym środowisku) jest znacznie wyższa niż w energetyce WEK-OZE (oraz WEK-PK). Co ważne, zyski w przypadku elektroprosumentów, związane są z budowaniem majątku. Tworzy się więc klasa średnia, która jest podstawą bogacenia się społeczeństwa w każdym państwie demokratycznym.

Ważny jest również efekt mnożnikowy, który wystąpi poza elektroprosumeryzmem. Mianowicie, kompetencje wytworzone w elektroprosumeryzmie - budowanym przez lokalnych pretendenców za pomocą infrastruktury takiej jak sieciowe terminale dostępne STD, Elektroprosumenckie Platformy Handlowe, wreszcie systemy nadzoru i zarządzania SCADA – umożliwią budowanie nowoczesnych miejsc pracy przez cały proces transformacji TETIP poza elektroprosumeryzmem. W tym w edukacji i szeroko pojętych usługach. Ponadto pozwoli zwiększać bogactwo w trybie wzrostu bogactwa samych elektroprosumentów (trend globalny), a nie pojedynczych beneficjentów energetyki WEK-OZE.

Zatrudnienie w modelu WEK-OZE. W kontekście zatrudnienia w energetyce WEK-OZE w opracowaniu [19] zostały podane szacunkowe etaty (tab. 26) wynoszące od 4,5 do 7,8 tys. etatów, uwzględniając zatrudnienie pośrednie i bezpośrednie związane z budową i obsługą źródeł i elektrowni ESP. Należy podkreślić, że duża część etatów dotyczy etatów

w budownictwie. Etaty te mogą być związane z zatrudnieniem osób nie tylko z powiatu zgorzeleckiego, ale również z sąsiednich powiatów (a nawet Polski).

Tab. 26. Zatrudnienie związane z WEK-OZE

	Zatrudnienie w tys. etatów
PV	1,2 do 2,0
EW	2,6 do 2,7
EB	0,04 do 0,6
ESP	0,7 do 2,5
Razem	od 4,5 do 7,8

Zatrudnienie w elektroprosumeryzmie. W szacowaniu zatrudnienia w elektroprosumeryzmie przyjmuje się aktualny poziom zatrudnienia w UE bez licznych synergii związanych z tworzeniem lokalnych rynków energii i wykorzystujących wyokie kompetencje pracowników z sektora cyfrowego ale także budownictwa, rolnictwa itd. Jest to więc minimalna liczba nowych etatów, które są związane z energetyką OZE. Oszacowania zrealizowano dla dwóch wariantów tzn. powiatu zgorzeleckiego, w którym zatrudnienia może wynieść około 600 osób, oraz zatrudnienie dla równoważnej pod względem rocznej produkcji energii elektrycznej. Ten wariant został wybrany ze względu na możliwość porównania go z modelem WEK-OZE. W tym przypadku, zatrudnienie dotyczy powiatów, które dokonują transformacji do elektroprosumeryzmu, ale zgodnie z potrzebami lokalnymi.

Zatrudnienie w modelu WEK-OZE o elektroprosumeryzmie jest na podobnym poziomie. Jednak w elektroprosumeryzmie tworzy się lokalna, wysoko wykształcona społeczność o wysokich kompetencjach.

Tab. 27. Zatrudnienie związane z modelem elektroprosumeryzmu

	Zatrudnienie jednostkowe os./GWh	Zatrudnienie w tys. etatów	
		powiat zgorzelecki (600 GWh)	równoważna produkcja (5,5 TWh)
PV	1,0	0,2	2,2
EW	0,9	0,2	1,5
EB	1,2	0,2	2,0
Razem	3,1	0,6	5,7

Zatrudnienie w energetyce WEK-WB (dla kompleksu Turów-Bogatynia). Zatrudnienie w elektrowni Turów szacowane jest na około 5,3 tys. osób. W elektrowni pracuje około 1,2 tys. osób, w odkrywce 2,3 tys., natomiast etatów powiązanych z kompleksem (głównie dostawcy) jest około 1,8 tys. Średnia wieku zatrudnionych w elektrowni to 46,5 lat a w kopalni 48 lat [25]. Większość pracowników (80 %) pochodzi z powiatu zgorzeleckiego. W tym kontekście należy jeszcze podkreślić, że liczba etatów w odkrywce zmniejszyła się o 60 % w ciągu ostatnich 20 lat, a w elektrowni Turów o 20 % w ciągu 6 lat.

Energetyka WEK-WB nie zapewnia więc, większej liczby miejsc pracy, i w dużej części jest to praca wymagająca niskich kwalifikacji, a przez to mała atrakcyjna i nie podnosząca kompetencji regionalnych.

8. Zakończenie /Wnioski

(57) Ekspertyza jest szkicem oryginalnej metody włączenia kosztów termoeologicznych i elektroekologicznych do metodyki transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu, i wykorzystania tej metodyki do praktycznego zweryfikowania strategii transformacyjnej jednego z dwóch (Turów-Bogatynia, Bełchatów) najważniejszych regionów elektroenergetyki WEK-WB.

(58) Zarówno rozszerzona (metodologicznie) koncepcja TETIP jak i wykonana praktyczna weryfikacja Klastra Zgorzeleckiego (WEK-OZE) oraz elektroprosumeryzmu (rynków elektroprosumenckich powiatu zgorzeleckiego) potwierdzają wyższość stabilnego rozwoju (elektroprosumeryzmu) od zaraz nad transformacją kompleksu Turów-Bogatynia w Klaster Zgorzelecki prowadzącą do konieczności drugiego wygaszania tym razem kompleksu WEK-OZE za dwie dekady, na które z dużym prawdopodobieństwem wskazują wyniki ekspertyzy, co byłoby dla powiatu zgorzeleckiego kolejnym dotkliwym, o znaczeniu historycznym, błędnym wyborem strategii rozwojowej. W szczególności, że koszt elektroekologiczny w elektroprosumeryzmie jest porównywalny z kosztem WEK-OZE (z niewielkim wskazaniem na elektroprosumeryzm). Natomiast pozostałe aspekty, w tym „jakość” zatrudnienia, ryzyko kosztów osieroconych, konieczność rozbudowy sieci, zwiększenie lokalnych kompetencji ... (patrz tab. 28), działa zdecydowanie na niekorzyść modelu WEK-OZE.

(59) Rozpatrując transformację, nie tylko poprzez stan A (obecnie) i stan B (horyzont 2050) ale również jako trajektorię zastępowania źródeł o największej emisji, którym niewątpliwie charakteryzują się elektrownie na węgiel brunatny, należy zastosować zamiast rachunku uśrednionego, rachunek kosztów krańcowych. Z którego wyniknie, że konieczne są rozwiązania pozwalające na jak najszybszą eliminację źródeł o największym śladzie CO₂. W tym kontekście, najbardziej efektywne rozwiązania to takie, które pozwalają na pokrycie lokalnych potrzeb, w jak najkrótszym horyzoncie czasu. Właściwości takich nie mają ani najnowocześniejsze bloki węglowe, ani przewymiarowane inwestycje realizowane zgodnie z modelem WEK-OZE i wymagające gigantycznych nakładów na rozbudowę sieci, ani tym bardziej elektrownie atomowe o absurdalnych kosztach budowy i ewentualnym horyzoncie oddania do użytku, tak długim (co najmniej 2040 r.), że nie będą już potrzebne.

(60) Skumulowany ślad CO₂ w elektroprosumeryzmie, nie jest wyższy od śladu CO₂ w energetyce WEK-OZE, a ponadto przy uwzględnieniu analizy za pomocą kosztów krańcowych, znacznie szybciej pozwala na osiągnięcie neutralności klimatycznej.

(61) Zatrudnienie w energetyce WEK-OZE i elektroprosumeryzmie jest na podobnym poziomie, ale w elektroprosumeryzmie są to nowoczesne miejsca pracy takie jak elektroprosumenci i pretendenci-innowatorzy, którzy mogą budować konkurencyjność w skali globalnej. Osoby te będą miały łatwość dostosowywania się do konkurencyjnych rynków, w szczególności w tworzeniu nowych miejsc pracy.

(62) Energetyka WEK-WB nie zapewnia większej liczby etatów. Obserwowany spadek zatrudnienia w kompleksie Turów, nie przyczynia się również do poprawy sytuacji materialnej powiatu. Duża część pracowników (ponad 40 %) może uzyskać świadczenia emerytalne w ciągu najbliższych 10 – 15 lat, więc nieuniknione wygaszenie odkrywki i kopalni Turów, jeżeli będzie dobrze zaplanowane może odbyć się w sposób naturalny. Problemem będzie utrzymanie zatrudnienia na podobnym poziomie, i perspektywa gwałtownych zwolnień.

(63) Podsumowaniem opracowania jest syntetyczne porównanie energetyki WEK-OZE z elektroprosumeryzmem – tabela 28. Porównanie to zostało wykonane dla przyjętych kryteriów, nie tylko technicznych, ale obejmujących również zagadnienia z ekonomii i nauk społecznych.

Tab. 28. Porównanie energetyki WEK-OZE z elektroprosumeryzmem

Kryterium	Energetyka WEK-OZE	Elektroprosumeryzm
Produkcja energii	Farmy wiatrowe i PV; duża koncentracja źródeł	Rozproszone źródła, dedykowane dla potrzeb elektroprosumenów indywidualnych i przemysłowych
Magazynowanie	Przewymiarowane centralne magazyny energii; lokalizacja sieciowa z minimalnym uwzględnieniem lokalnych potrzeb	Indywidualnie dobrane, rozproszone (elektroprosumenckie) magazyny energii;
Sieć	Potrzeba wielkich inwestycji na wszystkich poziomach napięciowych KSE, uwarunkowane źródłami a nie odbiorami (kontynuacja dominacji jednokierunkowego przepływu energii i kontynuacja małego wykorzystania sieci): duży koszt elektroekologiczny sieci.	Maksymalizacja wykorzystania; redukcja sieci na wszystkich poziomach napięciowych; modułowość.
Rola odbiorców	Ograniczona (stałe taryfy)	Niezbędna (reakcja na sygnały)
Inwestycje, finansowanie, zyski	Inwestycje podporządkowane są celom politycznym; realizowane zazwyczaj jako wielkie place budowy w lokalizacjach dobranych do potrzeb inwestorów a nie potrzeb lokalnych. Środki pozyskiwane są za pomocą kredytów, ale często z gwarancjami Państwa i również często z dofinansowaniem, czyli pokrywane są z pieniędzy publicznych; inwestycje	Inwestycje tworzone są w miejscach rzeczywistych potrzeb energetycznych; wykorzystuje się efekt fabryczny do zwiększenia efektywności i obniżenia kosztów. Finansowanie na zasadach rynkowych; duży udział środków własnych elektroprosumenów i pretendentów-innowatorów; proponuje się ulgi podatkowe w zamian za dofinansowanie; wykorzystuje się nowoczesne metody finansowania np.

	obarczone są wysokim prawdopodobieństwem kosztów osieroconych. Skumulowane zyski trafiają do właścicieli korporacji; tworzy się lokalnych i krajowych oligarchów	crowdfunding. Zyski trafiają do lokalnych przedsiębiorstw z sektora MMSP; bardzo często w postaci zwiększenia własnego majątku, a to przyczynie się do tworzenia klasy średniej;
Podatki	Nie ulegną zmianie. W tym sensie, że są odprowadzane w miejscu rejestracji firm wielkiej energetyki	Zmiana systemu podatkowego. Pierwsze, przychody są głównie z podatku CIT i PIT. Drugie, przychody trafiają do gmin, powiatów które realizują transformację do elektroprosumeryzmu
Miejsca pracy	Etaty, niskie kwalifikacje – klasa robotnicza	Nowoczesne miejsca pracy takie jak elektroprosumenci i pretendenci-innowatorzy, którzy mogą budować konkurencyjność w skali globalnej; wysokie kwalifikacje - klasa średnia;
Budowanie kompetencji	Pomijalne, dotyczy tylko nielicznych pracowników, beneficjentów transformacji	Istotne, całej lokalnej społeczności
Potencjał osiągnięcia neutralności klimatycznej	Jest, ale w bardzo długiej perspektywie, z wielkimi nakładami inwestycyjnymi i kosztem elektroekologicznym; dążenie do zwiększania zapotrzebowania na energię;	Naturalne dążenie do neutralności klimatycznej ze względu na samo ograniczenie
Koszt elektroekologiczny	Wysoki, ze względu na brak zmiany użytkowania energii	Ograniczony, ze względu na maksymalizację efektywności i inwestycje „szyte” na miarę potrzeb

Źródła

- [1] Elektroprosumeryzm - słownik encyklopedyczny (wersja gamma). <https://ppte2050.pl>
- [2] Popczyk J. Prawo Elektryczne – mapa prac rozwojowych i proponowana struktura (rozdziały) ustawy Prawo elektryczne Biuletyn PPTE2050 2(4)/2021 – Energetyka 7/202. <https://ppte2050.pl>
- [3] Popczyk J.: NABE (Narodowa Agencja Bezpieczeństwa Energetycznego) na przełomie sierpnia i września 2021 – o politycznym nadużyciu wykorzystania nazwy Agencji. <https://ppte2050.pl/>
- [4] Clemente J.: Electrification To Fight Climate Change: The Challenge Of A Lifetime; Forbs, Energy, 21.04.2021, <https://www.forbes.com/sites/judeclemente/2021/04/21/electrification-to-fight-climate-change-the-challenge-of-a-lifetime/?sh=2f41b9205a10>
- [5] Szargut J.: Termodynamika techniczna. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej. Gliwice 2011.
- [6] Stanek W.: Analiza egzergetyczna w teorii i praktyce. Monografia, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej. Gliwice 2016.

- [7] Stanek W., Ziębik A., Koszt termoeologiczny (TEC) – miernik efektywności energetycznej i ekologicznej. *Energetyka* 12/2020, s. 639-647.
- [8] Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, <https://www.kobize.pl/>
- [9] Gates. B: Jak ocalić świat od katastrofy klimatycznej. Rozwiązania, które już mamy, zmiany, jakich potrzebujemy. Wydawnictwo Agora, Warszawa, 2021.
- [10] Henryk Kaliś: Pakiet klimatyczno–energetyczny w osądzie odbiorców przemysłowych
- [11] Stanek W. i in.: *Thermodynamics for Sustainable Management of Natural Resources*, Springer International Publishing, 2017, DOI 10.1007/978-3-319-48649-9
- [12] Portal Reynaers Aluminium, <https://www.reynaers.pl/pl>
- [13] Platforma PSE: <https://www.pse.pl>
- [14] Life Cycle Analysis: Existing Pulverized Coal (EXPC) Power Plant. DOE/NETL-403-110809. September 30, 2010. National Energy Technology Laboratory. www.netl.doe.gov.
- [15] Life Cycle Analysis: Natural Gas Combined Cycle (NGCC) Power Plant. DOE/NETL-403-110509. September 30, 2010. National Energy Technology Laboratory. www.netl.doe.gov.
- [16] Stanek W., Białcki R.: Can natural gas warm the climate more than coal? *FUEL* 136 (2014) 341–348
- [17] Role of Alternative Energy Sources: Nuclear Technology Assessment. DOE/NETL-2011/1502. August 8, 2012. National Energy Technology Laboratory. www.netl.doe.gov.
- [18] Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Solar Photovoltaics, NREL
- [19] Analiza porównawcza możliwości zastąpienia konwencjonalnych źródeł energii źródłami OZE, na potrzeby transformacji energetycznej w ramach łuzyckiego zielonego ładu. Dokument został sporządzony w Instytucie Doradztwa i Analiz dr inż. Karol Pawlak we współpracy z Sustainable Energy Solutions Sp. z o.o., Warszawa 2020,
- [20] Popczyk J.: Transformacja Energetyki. Paradygmatyczny triplet i mapa oraz trajektoria, Część 1 i 2. *Śląskie wiadomości Elektryczne*, nr 5/2018, <https://ppte2050.pl/>; Część 3. *Śląskie wiadomości Elektryczne*, nr 1/2019, <https://ppte2050.pl/>
- [21] Portal Główny Urząd Statystyczny: <https://stat.gov.pl/>
- [22] Portal Polska w Liczbach: <https://www.polskawliczbach.pl/>
- [23] Bodzek K.: Modelowanie trajektorii transformacyjnych energetyki do elektroprosumeryzmu w wybranych osłonach kontrolnych. *Biuletyn Rynki Elektroprosumeryzmu* Nr 1/2020. *Energetyka* 11/2020 (także: <https://ppte2050.pl/>, <https://www.cire.pl/>)
- [24] Renewable Energy and Jobs Annual Review 2020 International Renewable Energy Agency IRENA. www.irena.org
- [25] Terytorialny Plan Sprawiedliwej Transformacji dla województwa Dolnośląskiego 2021-2030 powiat zgorzelecki. Urząd Marszałkowski Województwa Dolnośląskiego. Lipiec 2021

Gliwice,

wersja alpha - 15.09.2021 r.

wersja beta – 20.09.2021 r. (wersja beta jest rozszerzona o uwagi dotyczące elektroenergetyki WEK-WB (kompleksu Turów-Bogatynia) w następujących punktach: p.1.1 do 1.3, p.5.5 (oszacowania kosztu elektroekologicznego), p.7.4 (oszacowania zatrudnienia), i wniosek dotyczący zatrudnienia w energetyce WEK-WB – punkt (62).