

ENERGETYKA XXI w. NA DOLNYM ŚLĄSKU. ALTERNATYWA WOBEC ROZBUDOWY ODKRYWKI WĘGLA BRUNATNEGO I BLOKU 450 MW W TUROWIE

Popczyk Jan, Bodzek Krzysztof

Blok 450 MW w Turowie jest blokiem w budowie. Odkrywka węgla brunatnego jeszcze nie istnieje (nie ma zezwolenia środowiskowego). Zadaniem ekspertyzy w takiej sytuacji jest zaprezentowanie wstępnej analizy umożliwiającej, po wykonaniu niezbędnych studiów, racjonalizację decyzji odnośnie takich działań jak: 1° - kontynuacja budowy bloku, 2° - budowa odkrywki, 3° - ...

1. Charakterystyka województwa dolnośląskiego

Województwo dolnośląskie zamieszkuje około 2,9 mln osób na powierzchni równej 20 tys. km². W województwie występują bogate złoża surowców mineralnych w tym kopalni energetycznych, metalicznych i chemicznych. W województwie eksploatuje się małe złoża gazu ziemnego (Góra Żmigród, Milicz) oraz złoża węgla brunatnego (Turów) a także złoża rud miedzi (Legnicko-Głogowski Okręg Miedziowy). Województwo jest zaliczane do obszarów ubogich w wodę.

Przeciętne wynagrodzenie jest w województwie jest wyższe od średniej krajowej. Przeciętny miesięczny dochód na osobę w gospodarstwie domowym wynosi 1,5 tys. PLN i jest wyższy od miesięcznych wydatków o 300 PLN.

Roczne zużycie energii wynosi około 13,4 TWh; jest to trzecie pod względem całkowitego zużycia energii elektrycznej województwo w kraju (po Mazowieckim i Śląskim). Duży udział w zużyciu energii elektrycznej mają sektory: górnictwa i kopalnictwa. Stanowi on ponad 15 % (ponad 2 TWh) całkowitego zużycia energii w województwie.

Tab. 1. Wybrane dane charakteryzujące województwo dolnośląskie [3]

Wybrane dane	Wartość
Ludność	2,9 mln osób
Powierzchnia	20 tys. km ²
Przeciętny miesięczny dochód na osobę w gospodarstwie domowym	1,5 tys. PLN
Przeciętne miesięczne wydatki na osobę w gospodarstwie domowym	1,2 tys. PLN
Zużycie energii elektrycznej, w TWh:	13,4
- przemysł i budownictwo	3,5
- górnictwo i kopalnictwo	2,1
- transport	0,3
- sektor drobnych odbiorców	3,6
- rolnictwo	0,1
- gospodarstwa domowe	2,2
- miasto	1,6
- wieś	0,6
- pozostałe	1,6

Na podstawie danych Urzędu Regulacji Energetyki (URE), w województwie zainstalowanych jest 170 koncesjonowanych źródeł odnawialnych (stan na 31.03.2018) o łącznej mocy 275 MW (tab. 2). Dodatkowo zainstalowanych jest ponad 3 tys. prosumenckich źródeł PV.

Tab. 2. Odnawialne źródła energii w województwie dolnośląskim [4] (31.03.2018)

Technologia wytwórcza	Liczba źródeł	Moc, MW
Źródła PV	30	5,7
Elektrownie wiatrowe lądowe	12	176,4
Elektrownie biogazowe, w tym:	29	21,8
- w oczyszczalniach ścieków	10	4
- rolnicze	9	9,4
- na składowiskach odpadów	9	7,2
- zasilane biogazem mieszanym	1	1,2
Elektrownie wodne	99	73,3
Razem	170	274,2

2. Potencjał techniczny energetyki odnawialnej w województwie dolnośląskim

W województwie dolnośląskim znajduje się ponad 250 tys. domów jednorodzinnych i prawie 100 tys. budynków w segmencie budownictwa wielorodzinnego. Potencjał źródeł dachowych rozpatrzono dla każdego z segmentów osobno. Dla domów jednorodzinnych przyjęto szacunkową powierzchnię dachów wynoszącą 90 m² oraz potencjalnie możliwe do wykorzystania około 40 % tej powierzchni pod montaż paneli PV (Cykl BPEP Raport 8 [2]). Przyjmując, że do zamontowania 1 kW paneli potrzebne jest około 6 m² powierzchni dachowej, dla domu jednorodzinnego potencjał mocy w źródłach (przypadających na ten dom) wyniesie około 6 kW. Należy jednak podkreślić, że wielkości te mogą znacznie odbiegać od przyjętej średniej. Dostępna powierzchnia silnie zależy od wielkości domu, jego umiejscowienia oraz rodzaju dachu. Można ją istotnie zwiększyć, na etapie projektowania nowych budynków.

W przypadku budownictwa wielomieszkaniowego, jednostkowe powierzchnie dachów są większe, sięgają nawet kilku tysięcy m² (Cykl BPEP Raport 9 [2]). Podkreśla się jednak, że do tej kategorii budownictwa wlicza się również bliźniaki (domy zamieszkałe przez dwie rodziny), których powierzchnia dachów porównywalna jest z domami jednorodzinnymi. Do obliczenia potencjału przyjęto średnią wielkość dachu budynku wielorodzinnego równą 200 m². Jednak powierzchnia dostępna pod zabudowę paneli PV jest płaska, jest jeszcze bardziej ograniczona przez istniejące instalacje w postaci szybów wentylacyjnych, lufcików (pomimo tego, że szczególnie w blokach powierzchnia dachów jest płaska). Uwzględniając te uwarunkowania przyjęto (Cykl BPEP Raport 9 [2]), że również w tym przypadku możliwe do wykorzystania jest około 40 % powierzchni całkowitej dachów. Daje to moc źródeł PV wynoszącą około 14 kW. W tym przypadku rozpiętość mocy paneli będzie jeszcze większa w porównaniu do tej w domach jednorodzinnych.

Potencjał techniczny dachowych źródeł PV oszacowano na bliski 3 GW (po 1,5 GW dla domów jednorodzinnych oraz budownictwa wielomieszkaniowego).

Oprócz dachowych źródeł PV, do potencjału źródeł fotowoltaicznych można wliczyć farmy fotowoltaiczne. Nawet w najbardziej zachowawczym scenariuszu, Międzynarodowa Agencja Energii (IEA) zakłada, że zainstalowana moc fotowoltaiczna przekroczy 20% wszystkich innych form energii oprócz gazu do 2040 r. **Energia słoneczna może wzrosnąć (na świecie) o 6500% do 2050 r.** Raport [Energy Transition Outlook\[5\] 2018](#) opracowany przez DNV GL, firmę zajmującą się zapewnieniem jakości i zarządzaniem ryzykiem przewiduje, że produkcja energii słonecznej, dzięki takim czynnikom jak niskie bariery wejścia na rynek, rozpowszechnienie systemów energii słonecznej i rosnące koszty korzystania z tradycyjnych sieci energetycznych wzrośnie 65-krotnie do 2050 r. Natomiast udział PV w miksie 2050 na świecie, może osiągnąć około 45%. W tym kontekście produkcja energii ze źródeł PV dla województwa dolnośląskiego może więc przekroczyć 7 TWh (7 GW moc zainstalowana).

Warto przytoczyć jeszcze jedną liczbę. Potencjał produkcyjny energii pochodzącej ze źródeł PV, przy założeniu 2 ha na 1 MW w źródłach PV (Cykl BPEP Raport 3 [2]) i pokryciu całej powierzchni województwa panelami (20 tys. km²) uzyskana moc wyniesie 1 tys. GW, a roczna produkcja wyniesie 1 tys. TWh (8 krotnie więcej niż wynosi zapotrzebowanie energii końcowej w Polsce – około 125 TWh). Oczywiście, przytoczona liczba jest nierealna, ale pokazuje, że nawet do uzyskania 45 % udziału w źródłach PV wystarczyłoby tylko 0,7 % potencjału teoretycznego województwa dolnośląskiego.

Tab. 3. Potencjał techniczny energetyki OZE w województwie dolnośląskim

Technologia	Moc, GW	Roczny czas wykorzystania mocy szczytowej, h	Energia, TWh
Dachowe źródła PV	3	1000	3
Farmy fotowoltaiczne	4	1000	4
Elektrownie wiatrowe	10	2800	28
Elektrownie biogazowe rolniczo-utylizacyjne	0,3	8000	2,4
Elektrownie wodne	0,08	4600	0,4
RAZEM			38 +

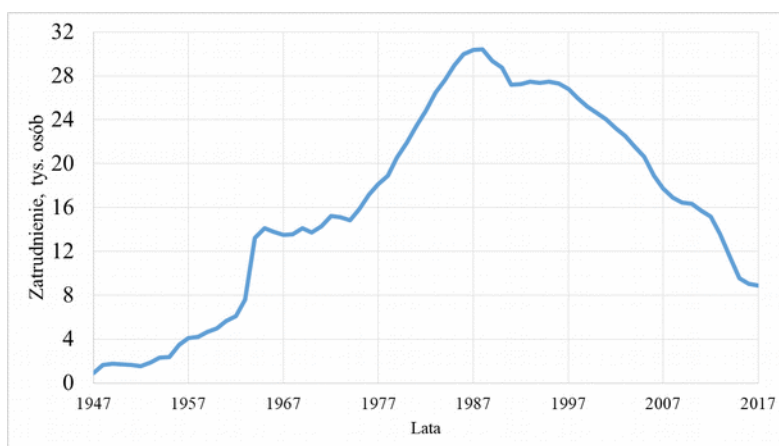
Do oszacowania potencjału technicznego elektrowni wiatrowych przyjęto, że zgodnie z EWEA [6] powierzchnia potrzebna do zainstalowania mocy 1 MW wynosi 10 ha oraz średnioroczna prędkość wiatru jest większa od 6,5 m/s. Dla takich założeń, eliminując obszary chronione, możliwe jest zbudowanie w województwie dolnośląskim elektrowni wiatrowych o łącznej mocy około 10 GW. W obliczeniach nie uwzględnia się uchwalonej w dniu 20 maja 2016 r. ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych ograniczającej bardzo możliwość rozwoju lądowej energetyki wiatrowej.

Potencjał techniczny elektrowni biogazowych rolniczo-utylizacyjnych został oszacowany na podstawie danych: około 14,7 tys. gospodarstw od 10 do 100 ha; prawie 1,4 tys. gospodarstw powyżej 20 ha, 3000 gospodarstw hodowlanych, powierzchnia możliwa do

przeznaczenia pod uprawy roślin energetycznych 40-100 ha co odpowiada 0,35 – 1 mln t. s.m (Cykl BPEP Raport 10 [2]).

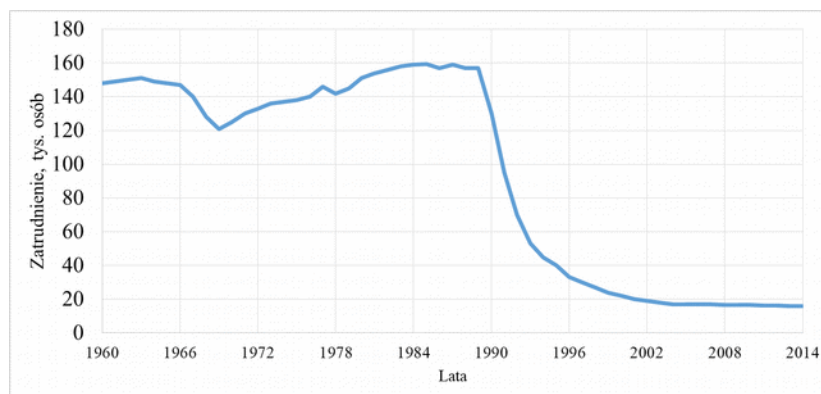
3. Sytuacja przemysłu wydobywczego węgla brunatnego (elektroenergetyki na węgiel brunatny) na świecie i w Polsce

Światowe zasoby węgla brunatnego możliwe do wydobycia szacowane są na około 512 mld ton [7]. Roczne wydobycie wynosi około 800 mln ton głównie w Australii, Chinach, Czechach, Grecji, Niemczech, Polsce, Rosji Stanach Zjednoczonych i Turcji. Około 91 % wydobytego węgla brunatnego trafia do energetyki.



Rys. 1. Zatrudnienie w kopalniach węgla brunatnego (Adamów, Bełchatów, Konin, Turów) w Polsce[7]

Zatrudnienie w wydobyciu węgla brunatnego w Polsce ciągle spada. Największa liczba zatrudnionych [7] w kopalniach węgla brunatnego (ponad 30 tys. osób) była w 1988 r. Zatrudnienie do 2018 roku zmniejszyło się o 71 % do poziomu 8,9 tys. osób (rys. 1). Tendencja spadkowa zatrudnienia jest szczególnie widoczna na przykładzie Niemiec, w których w ciągu trzech lat zatrudnienie zredukowało się o blisko 70 %. Najwyższa liczba zatrudnionych w kopalniach węgla brunatnego w Niemczech wynosiła 160 tys. osób w 1986 r. Porównując ją (liczbę zatrudnionych) do stanu obecnego wynoszącego około 18 tys. osób (2018 r.) spadek liczby zatrudnionych wyniósł blisko 89 %.



Rys. 2. Zatrudnienie w kopalniach węgla brunatnego w Niemczech [8]

Powierzchnia odkrywek (gruntów w posiadaniu kopalni) węgla brunatnego w Polsce wynosi około 19 tys. ha. Jest to teren bardzo silnie zniszczony, wymagający dużych nakładów rekultywacyjnych. W Niemczech obszar ten jest prawie trzykrotnie większy (53 tys. ha)

4. Odkrywka węgla brunatnego Turów

W odkrywce węgla brunatnego Turów wydobywa się od 10 do 14 mln ton węgla rocznie, wykorzystując prawie 7,4 tys. ha powierzchni ustanowionej jako teren górniczy. Koncesja na wydobywanie kończy się w kwietniu 2020 r. Z tego powodu PGE GiEK (PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna), stara się o przedłużenie koncesji i dalsze wydobywanie.

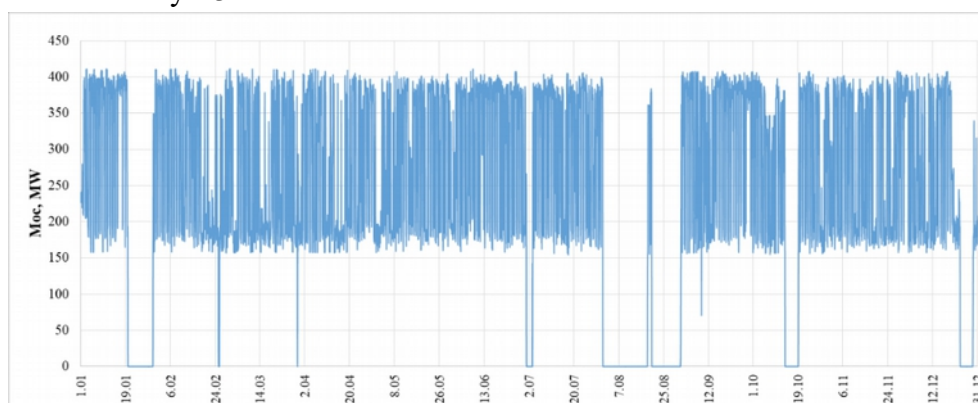
Szacowane pokłady odkrywki, to około 330 mln ton złoża. Wydobywanie planowane jest do 2044 r. Założono roczne wydobywanie węgla w latach 2020-2038 na poziomie od 9,0 do 11,5 mln ton. W latach następnych, aż do roku 2044 wydobywanie zmniejszy się do poziomu 3,5-7,0 mln ton. Odkrywka będzie obejmowała teren górniczy o powierzchni 4,2 tys. ha (zmniejszy się o ponad 50 % w porównaniu z aktualnym).

Zgodnie z przeprowadzoną analizą dla obecnej sytuacji (zakłada się, że nie będzie istotnych zmian ze względu na podobny poziom wydobywania) roczne zapotrzebowanie KWB Turów na energię elektryczną (potrzeby własne) wyniesie prawie 280 GWh. Poza tym kopalnia zużywa 3,6 ton oleju napędowego, oraz prawie 18 ton benzyny oraz 38 GWh ciepła.

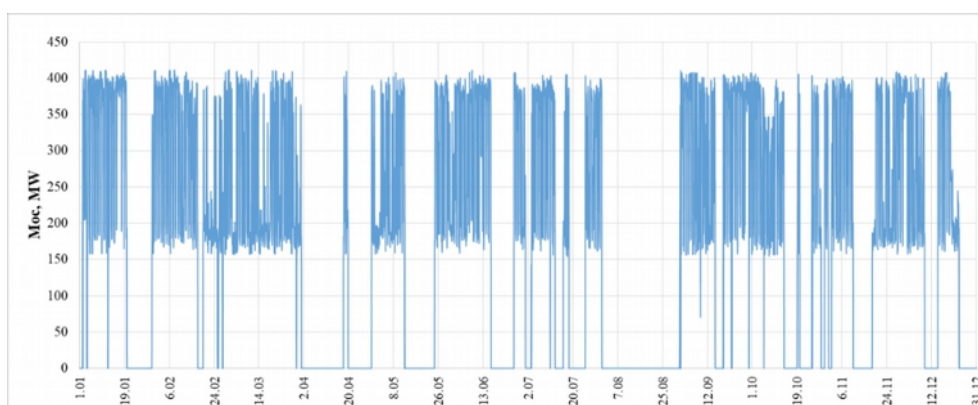
5. Blok 450

Zakończenie budowanego (budowa została rozpoczęta w 2014 r) bloku węglowego o mocy 450 MW i zakładanej sprawności 43,1 % jest planowane na 2020 r. (pierwotnie blok miał być oddany do eksploatacji w 2018 r.). Koszt budowy został oszacowany na około 3,6 mld PLN. **Planowana roczna produkcja energii elektrycznej 3 TWh; wykorzystanie mocy zainstalowanej 6700 h/rok jest z całkowitą pewnością nierealistyczne. Realistyczne wykorzystanie mocy zainstalowanej będzie co najmniej 2-krotnie mniejsze (znacznie mniejsze od obecnego, wynoszącego około 4500 h/rok, por. tab. 4).**

Blok węglowy ma możliwość bilansowania energii elektrycznej. Odbywa się to typowo w granicach 40 % - 100 % mocy znamionowej. Dolna granica (minimum techniczne) stanowi ograniczenie poniżej którego blok jest odstawiany. Typowa praca bloku w obecnych uwarunkowaniach (czas wykorzystania mocy zainstalowanej 4700 h/r, produkcja 2,1 TWh) została pokazana na rys. 3.

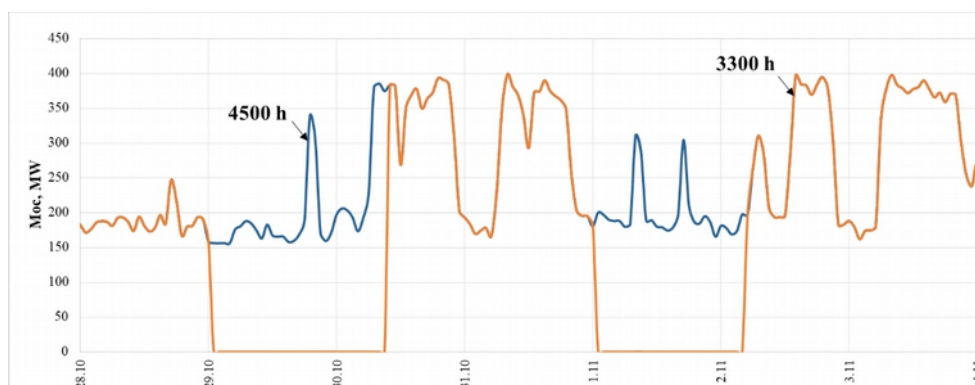


Rys. 3. Typowa praca bloku klasy 450 MW – obecnie (2,1 TWh/r, 4700 h/r)



Rys. 4. Antycypowana praca bloku 450 MW – horyzont 2030 (1,5 TWh/r, 3300 h/r)

Zwiększanie się produkcji w źródłach OZE, nieuniknione chociażby ze względu na przyjęte przez Polski rząd postanowienia klimatyczne, będzie prowadziło przy obecnych uwarunkowaniach do zwiększenia liczby odstawień i zmniejszenia czasu wykorzystania mocy zainstalowanej (rys. 4). Sytuacja taka została zobrazowana na rysunku 5. W dniach, gdy blok pracuje z minimum technicznym a bilansowanie potrzebne jest tylko przez 2 – 3 godziny, nastąpi jego odstawienie. Rolę źródeł bilansujących przejmą inna źródła z taką zdolnością, takie jak elektrownie i mikroelektrownie biogazowe, źródła gazowe itd. (tab. 5)



Rys. 5. Porównanie prognozowanego profilu produkcji bloku 450 dla rocznego czasu wykorzystania 4500 h (obecnie) oraz 3300 h (horyzont 2030)

6. Elektrownia Turów

W elektrowni Turów pracuje 6 bloków węglowych o łącznej mocy zainstalowanej wynoszącej 1,5 GW energii elektrycznej. Bloki współpracują z kotłami fluidalnymi o mocy 235 MW (bloki 1 – 3) oraz 260 MW (bloki 4 – 6). Sprawność elektrowni wynosi około 41 %. **Produkcja energii elektrycznej netto wynosi około 7 TWh (2015 r.) co stanowi 5,5 % zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce.** Roczny czas wykorzystania mocy znamionowej elektrowni Turów nie przekracza obecnie 4800 h. Z elektrowni sprzedawane

jest również ciepło w ilości 180 GWh. Planowa jest modernizacja bloków w celu przedłużenia możliwości ich pracy do roku 2040.

Tab. 4. Wybrane dane dla Elektrowni Turów (2017 r.)

Moc elektrowni	1500 (3 bloki po 235; 3 bloki po 260) MW
Roczna produkcja	około 7 TWh (6,7 TWh – 2017 r.)
Roczny czas wykorzystania mocy szczytowej	poniżej 4800 h (4560 h – 2017 r.)
Odstawienia	43
- blok 1	5
- blok 2	2
- blok 3	9
- blok 4	12
- blok 5	6
- blok 6	9

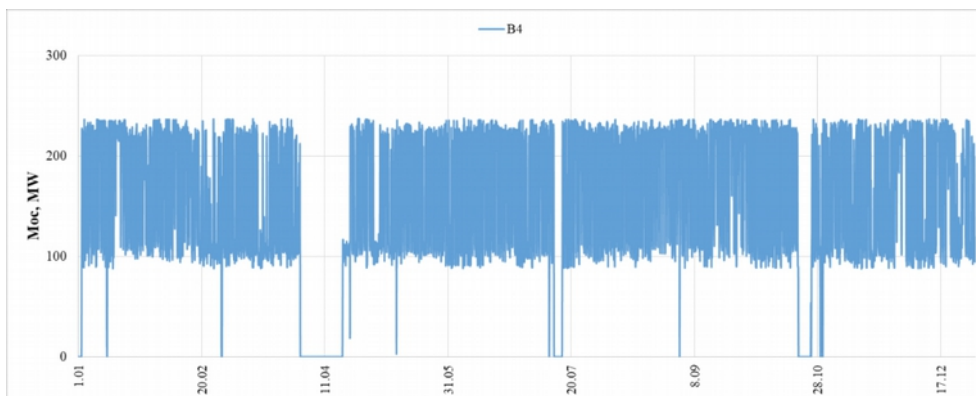
Praca bloków węglowych w elektrowni Turów (2017 r.)

Bloki węglowe przeznaczone są do pracy w podstawie (ze stałą mocą). Charakteryzują się wtedy najwyższą sprawnością. Bloki węglowe mogą służyć do bilansowania energii, ale wiąże się to z obniżeniem sprawności wytwarzania, większą awaryjnością, krótszym czasem życia. Konsekwencją tego jest wzrost kosztów wytwarzania oraz wzrost jednostkowej emisji CO₂.



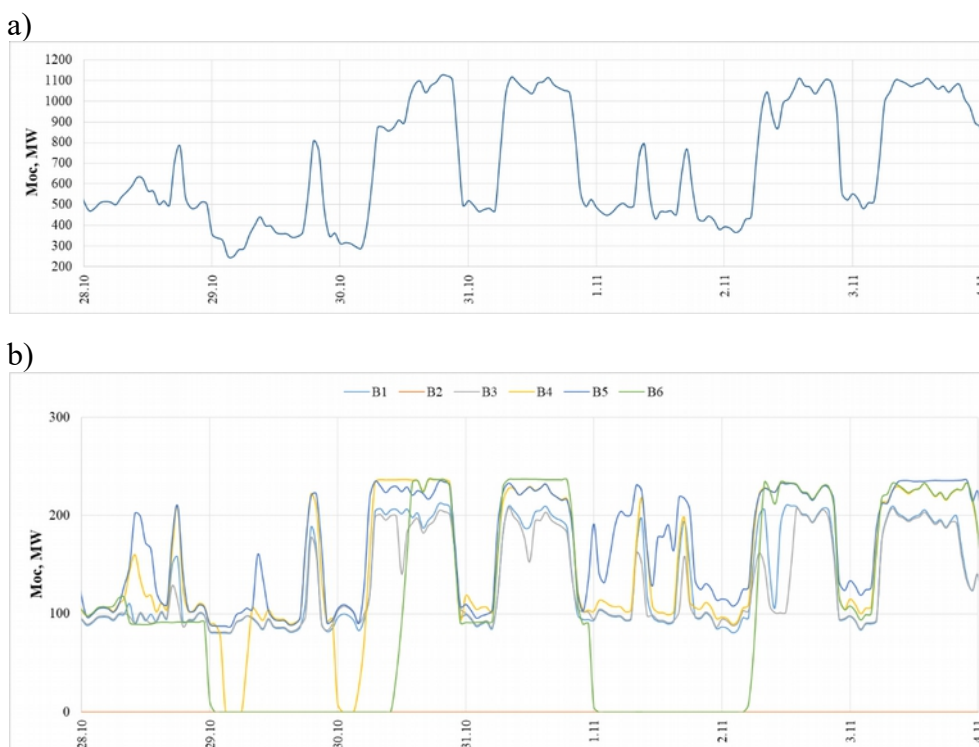
Rys. 6. Praca bloków elektrowni węglowej Turów (2017 r)

Rzeczywista moc generowana przez elektrownię węglową Turów w roku 2015 została pokazana na rys. 6. Z profilu produkcji wynika, że moc elektrowni zmienia się od 250 MW do 1350 MW. Elektrownia pracuje więc dużo poniżej swoich mocy możliwości produkcyjnych. Osiągnięcie tak niskiej mocy wymusza odstawienie bloków. Na rys. 7 pokazano roczny profil elektrowni pracy bloku 4. Blok ten w ciągu roku został aż 12 razy odstawiony na okres od kilku godzin do kilku dni. Odstawienie bloków wymaga z konieczności zapewnienia pewnego minimum technicznego produkcji. Jeżeli konieczne jest dalsze obniżenie mocy, blok musi zostać odstawiony.



Rys. 7. Praca bloku 4 w elektrowni węglowej Turów (2017 r)

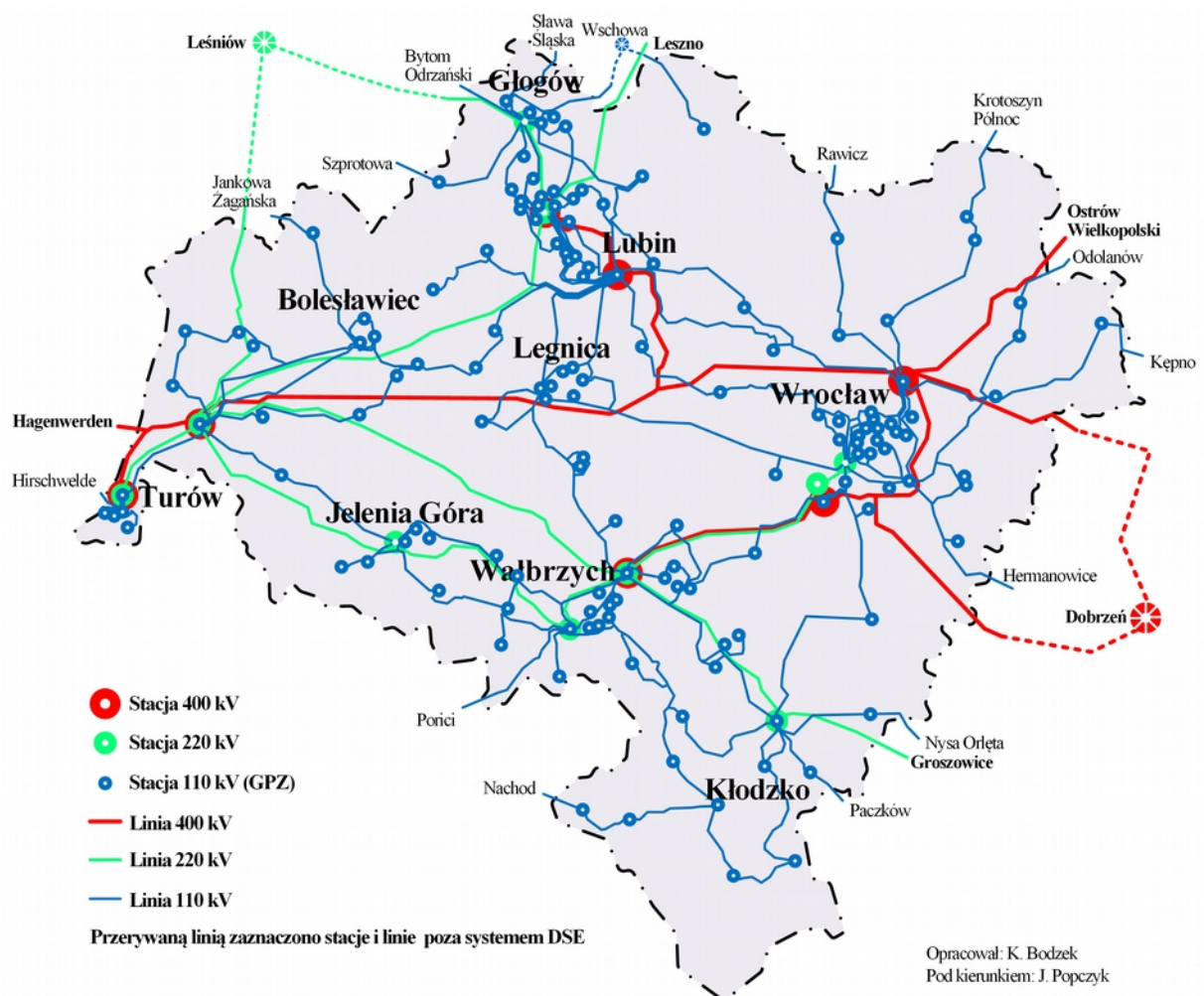
W tym kontekście można przeanalizować sumaryczną produkcję (rys. 8a) oraz pracę poszczególnych bloków (rys. 8b) w dniach 28.10.2017r. – 4.11.2017r. W przeciągu 24 h (29.10) pracowały jedynie trzy bloki z minimalną mocą. Blok 2 i 6 nie pracował a blok 4 został dwa razy odstawiony. **Jest to bardzo niekorzystana sytuacja zarówno ze względów technicznych jak i ekonomicznych. Sprawność wytwarzania jest bardzo mała, a koszty wysokie. Z tego typu sytuacjami elektrownie węglowe będą borykały się coraz częściej.**



Rys. 8. Elektrownia Turów a) sumaryczna produkcja, b) praca poszczególnych bloków (28.10.2017 – 4.11.2017)

7. Dolnośląski system elektroenergetyczny (DSE)

W nawiązaniu do systemu osłon kontrolnych OK w KSE, szczególnie w nawiązaniu do rynku wschodzącego 1 energii elektrycznej (Cykle [1] i [2] Raportów BŻEP i BPEP, odpowiednio) w ekspertyzie buduje się osłonę kontrolną OK(DSE) – osłona dolnośląskiego systemu elektroenergetycznego (rys. 9). Obecna zbiorowa odpowiedzialność za bezpieczeństwo energetyczne realizowane jest przez rząd w oparciu o nierealne założenia bardzo szybkiego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną. W prognozach nie uwzględnia się globalnej tendencji do efektywnej gospodarki wykorzystującej energię elektryczną w modelu monizmu elektrycznego (Raport 2 cyklu BŻEP). W monizmie elektrycznym, energię napędowa potrzebna do zaspokajania potrzeb pełni energia elektryczna o największej egzergii. Pozwala to na zastąpienie prognozowanych 1500 TWh w energii pierwotnej (3000 TWh jeżeli wybuduje się elektrownie jądrowe) 200 TWh energii napędowej OZE. Tak drastyczne różnice zapotrzebowania energetycznego „tłumaczy” obecną politykę rządową w której zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego związane jest z koniecznością wielkich inwestycji w wytwarzanie i przesył energii.



Rys. 9. Mapa pogładowa sieci zasilającej województwa dolnośląskiego

8. Koszty wytwarzania energii elektrycznej w dostępnych (skomercjalizowanych) technologiach

W ramach prowadzonych badań oszacowano, w pierwszym przybliżeniu, jednoskładnikową cenę energii elektrycznej uwzględniającą zwrot kapitału oraz koszty zmienne.

Tab. 5. Koszty wytwarzania energii elektrycznej dla różnych technologii wytwórczych

Technologia wytwórcza	Czas wykorzystania mocy znamionowej	Nakłady inwestycyjne	Koszt wytwarzania	Oplata sieciowa	Koszt całkowity
	godzin/rok	PLN/kW	PLN/MWh	PLN/MWh	PLN/MWh
Źródła z produkcją wymuszoną					
dachowe źródło PV	1000	4500	200	100	300
elektrownia wiatrowa lądowa	2800	5000	240	160	400
elektrownia wiatrowa morska	4500	8000	280	200	480
farmy fotowoltaiczne	1000	3500	250	160	410
elektrownia wodna przepływowa	4000	8400	220	200	440
Źródła regulacyjno-bilansujące					
elektrownia biogazowa z zasobnikiem	5600	13000	540	160	700
mikroelektrownia biogazowa z zasobnikiem	5600	32000	300	100	400
elektrownie wodna szczytowo-pompowa	2000	6000	360	200	560
blok gazowy combi (klasy 100 kW – 1 MW)	3500	2600	330	160	490
blok gazowy szczytowy (klasy 100 kW – 1 MW)	1500	1700	550	160	710
	3000		490	160	650
elektrownia dieslowska (klasy 100 kW – 1 MW)	1500	1000	730	160	890
	3000		700	160	860

Dla inwestycji charakterystycznych dla energetyki NI (w szczególności: elektrownie wiatrowe lądowe i morskie, elektrownie biogazowe) przyjęto czas zwrotu zainwestowanego kapitału na poziomie do 10 lat, mimo czasów życia technologii równych 20-25 lat. Do szacowania zwrotu kapitału w przypadku bloków gazowych oraz elektrowni dieslowskich wykorzystano rezerwy techniczne na poziomie 50000 godzin.

Dla bloków węglowych WEK przyjęto czas zwrotu inwestycji na poziomie 10-12 lat, mimo rezerwów technicznych tych bloków równych 300 tys. godzin (czyli czasów życia bloków równych 60 lat przy rocznym czasie wykorzystania mocy zainstalowanej równym

6000 godzin i czasów życia „obliczeniowych” równych 200 lat !!! przy rocznym czasie wykorzystania mocy zainstalowanej równym 1500 godzin).

Zwrot kapitału u prosumenta wyznaczano na podstawie nakładów inwestycyjnych oraz czasu życia technologii (prosument przekłada swoją inwestycję energetyczną na wzrost własnego majątku; źródła wytwórcze energii elektrycznej zwiększają wartość domu/budynku/gospodarstwa rolnego). Przy czym czas ten liczony jest w różny sposób dla różnych technologii.

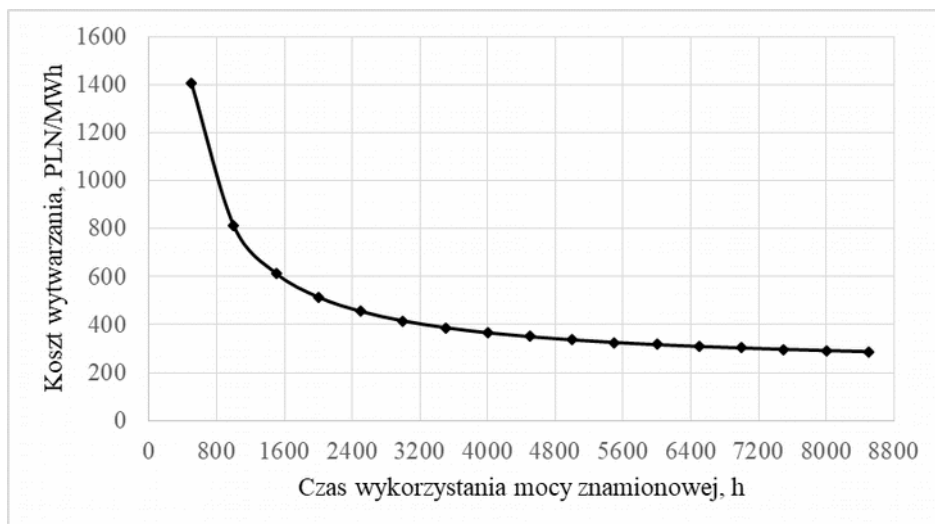
W kosztach zmiennych uwzględniono koszty serwisu poszczególnych technologii, cenę paliwa (gaz – 1,2 PLN/m³ – 5,0 PLN/l) oraz koszt uprawnień do emisji CO₂; założono, że koszt uprawnień osiągnie cenę 30 €/t (założenie bardzo ostrożne, ceny osiągają już wartości 25 €/t). Przy założeniu wysokich sprawności bloków gazowych (55 %), elektrowni dieslowskich (45 %) oraz elektrowni węglowych (45 % – nowe bloki), koszty uprawnień wyniosą 11, 17, 25, 30 €/MWh dla bloków gazowych, elektrowni dieslowskich oraz elektrowni na węgiel kamienny i brunatny, odpowiednio.

Można wyraźnie wyróżnić dwie kategorie technologii opisanych w tab. 6 są to źródła z produkcją wymuszoną (również takie w których zdolność bilansowania jest mała np. elektrownie wodne przepływowe) oraz źródła regulacyjno-bilansujące. Koszt produkcji w źródłach z produkcją wymuszoną jest w ogólnym przypadku mniejszy. Do źródeł tych należą przede wszystkim dachowe źródła PV oraz elektrownie wiatrowe.

Tab. 6. Koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach węglowych

Blok węglowy	Czas wykorzystania mocy znamionowej	Nakłady inwestycyjne	Koszt wytwarzania	Oplata sieciowa	Koszt całkowity
	godzin/rok	PLN/kW	PLN/MWh	PLN/MWh	PLN/MWh
na węgiel kamienny	1500	6000	610	200	810
	3000		420	200	620
	6000		320	200	520
na węgiel brunatny	1500	6200	610	200	810
	3000		410	200	610
	6000		310	200	510

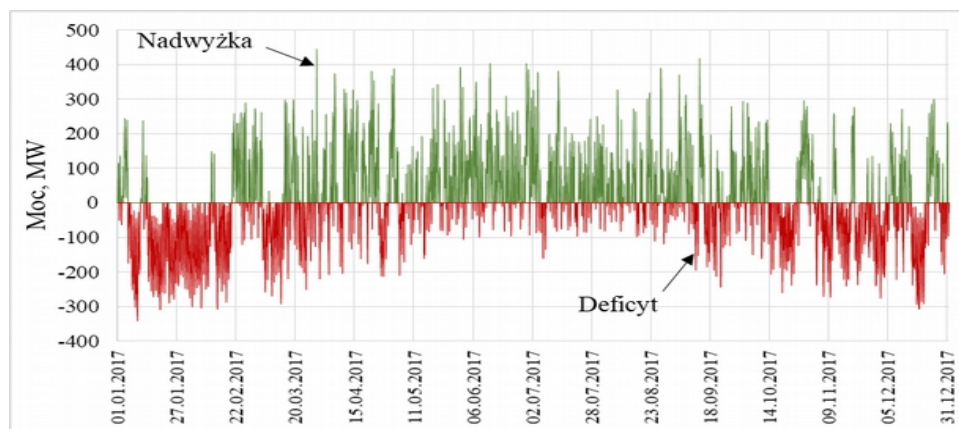
Dla nowych elektrowni węglowych (uwzględniając nakłady inwestycyjne) została wyznaczona krzywa zmiany kosztu wytwarzania energii elektrycznej (rys. 10) w funkcji czasu wykorzystania mocy znamionowej. Można zauważyć, że dla czasów wykorzystania mocy znamionowej powyżej 3500 h/rok koszt wytwarzania jest stosunkowo mały (poniżej 300 PLN/MWh), ale gwałtownie zwiększa się jeżeli czas ten maleje.



Rys. 10. Koszt wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni węglowej dla różnego czasu wykorzystanie mocy znamionowej

9. Alternatywa dla bloku 450 – miks OZE

Alternatywa dla bloku 450 rozważana jest w sytuacji w której blok węglowy 450 nie jest dokończony. Jego budowa została przerwana. Zakłada się, że blok ten będzie pracował z rocznym czasem wykorzystania mocy zainstalowanej wynoszącym 4500 h (tab. 7) oraz 3000 h (tab. 8). W obydwóch przypadkach energia produkowana jest za pomocą źródeł OZE, które bilansują profil zapotrzebowania charakterystyczny dla województwa. Bilansowanie prowadzone jest co 15-min na podstawie rzeczywistych profili dla 2017 r.



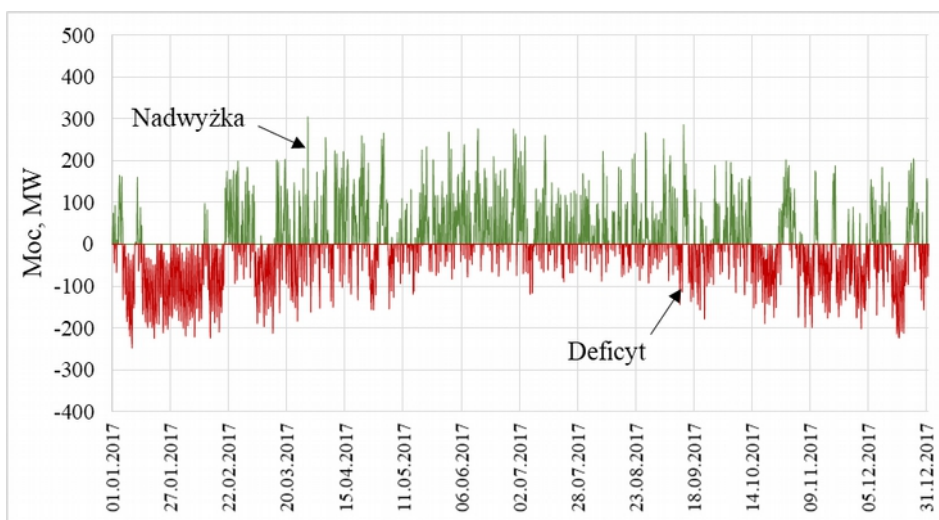
Rys. 11. 15-minutowy bilans mocy dla miksu OZE stanowiącego

Wyprodukowanie rocznej energii 2,1 TWh możliwe jest dla miksu OZE składającego się ze źródeł PV, elektrowni wiatrowych lądowych oraz elektrowni i mikroelektrowni biogazowych, które pełnią rolę źródeł regulacyjno-bilansujących. Należy podkreślić, że jest to możliwe dla jednostkowego kosztu energii (dla miksu) wynoszącego około 450 PLN/MWh.

Tab. 7. Ekspertyzowa struktura (energia-moc-koszt) rocznego bilansu wytwórczego OZE stanowiącego alternatywę dla bloku 450 Turów (2,1 TWh)

Technologia	Produkcja GWh	Moc MW	Czas wykorzystania mocy zainstalowanej h/rok	Koszt jednostkowy* PLN/MWh	Koszt energii mln PLN
Źródła PV	300	300	1000	300	90
Elektrownie wiatrowe lądowe	840	300	2800	400	335
Mikro elektrownie biogazowe z zasobnikiem	350	44	8000	400	140
Elektrownie biogazowe z zasobnikiem	530	66	8000	700	370
SUMA	2100	730		450	935
Roczny bilans					
Saldo	80				
Deficyt	300				
Nadwyżka	380				

* wytwarzanie i opłata sieciowa



Rys. 12. 15-minutowy bilans mocy dla miksu OZE stanowiącego alternatywę dla bloku 450 Turów horyzont 2030 (1,5 TWh)

Podobne wyniki uzyskano również dla miksu OZE dla rocznej produkcji 1,5 TWh. W tym przypadku koszt jest nieznacznie wyższy (470 PLN/MWh), ale dalej niższy niż obecna cena energii (tab.8).

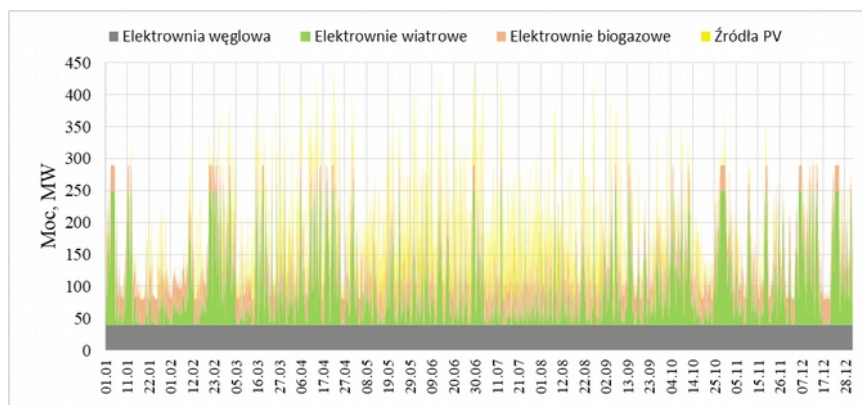
Tab. 8. Ekspertyzowa struktura (energia-moc-koszt) rocznego bilansu wytwórczego OZE stanowiącego alternatywę dla bloku 450 Turów horyzont 2030 (1,5 TWh)

Technologia	Produkcja GWh	Moc MW	Czas wykorzystania mocy zainstalowanej h/rok	Koszt jednostkowy* PLN/MWh	Koszt energii mln PLN
Źródła PV	210	210	1000	300	60
Elektrownie wiatrowe lądowe	590	210	2800	400	240
Mikro elektrownie biogazowe z zasobnikiem	280	35	8000	400	110
Elektrownie biogazowe z zasobnikiem	420	52	8000	700	295
SUMA	1500	510		470	705
Roczny bilans					
Saldo	0				
Deficyt	25				
Nadwyżka	25				

* wytwarzanie i opłata sieciowa

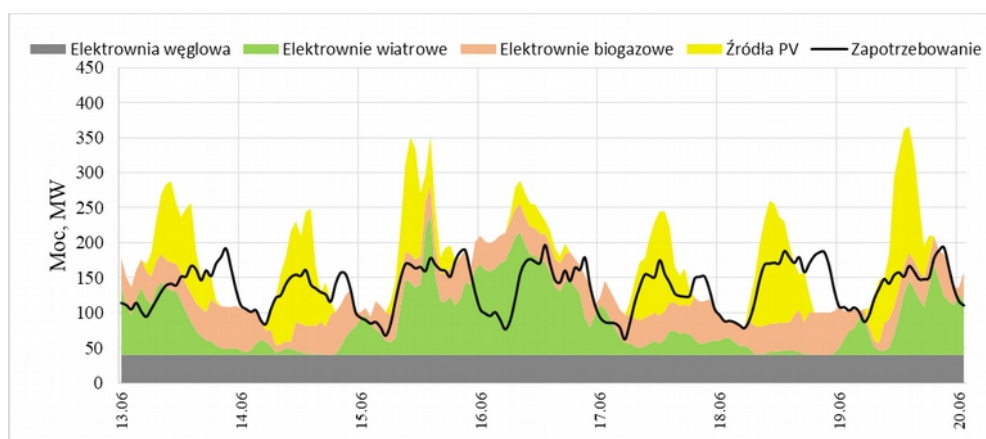
10. Bezinwestycyjne zasoby energetyki WEK – praca bloków węglowych w podstawie

Wybudowanie bloku węglowego 450 i wykorzystywanie go jako źródła grafikonowanego (regulacyjno-bilansującego) spowoduje, że koszty wytwarzania będą bardzo wysokie (będzie źródłem kosztów osieroconych). W takiej sytuacji poprawienie wskaźników efektywności oraz zmniejszenie kosztów wytwarzania będzie możliwe w sytuacji, gdy elektrownie węglowe będą pracować w podstawie (z rocznym czasem wykorzystania mocy znamionowej przekraczającym 7000 h). Natomiast bilansowanie będzie odbywać się na rynku wschodzącym, z wykorzystaniem źródeł OZE. Przykład profilu wytwarzania w takiej sytuacji został pokazany na rys. 13.



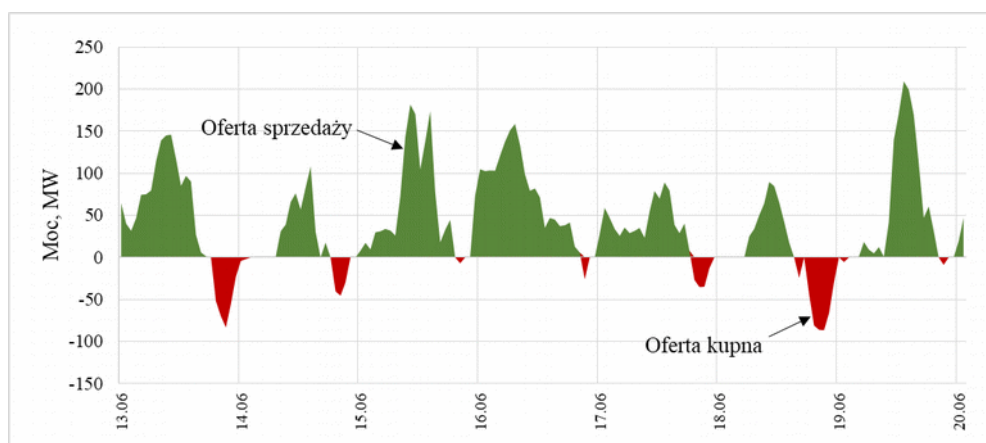
Rys. 13. Wykorzystanie bezinwestycyjnych zasobów energetyki węglowej – praca elektrowni węglowych w podstawie (roczny profil produkcji)

Usługi na rynku wschodzącym pokazano na przykładzie krótkiego (13.06 – 20.06) okresu w którym bilansowane jest zapotrzebowanie (rys. 14).



Rys. 14. Bilans wytwórczy wykorzystujący bezinwestycyjne zasoby elektrowni węglowych (13.06 – 20.06)

Niezbilansowanie (rys. 15) daje możliwość wystawienia ofert kupna i sprzedaży energii na rynku wschodzącym, w szczególności w okresie transformacji. W tendencji, profil niezbilansowania będzie dążył do zera (nie będzie przepływów z i do KSE). Będzie to możliwe po wykorzystaniu, oprócz technologii wytwórczych, magazynów energii oraz kształtowania profilu zapotrzebowania np. za pomocą taryfy dynamicznej.



Rys. 15. Profil niezbilansowania z ofertami kupna i sprzedaży energii (13.06 – 20.06)

11. Porównanie inwestycji w OZE z elektrownią i KWB Turów pod względem zatrudnienia.

Na podstawie danych o rocznej produkcji oraz zatrudnieniu związanym bezpośrednio i pośrednio z OZE [9] obliczono jednostkowy poziom zatrudnienia w trzech podstawowych technologiach OZE a mianowicie: źródła PV – 0,9 os./GWh; elektrownie wiatrowe – 1 os./GWh; elektrownie biogazowe – 1,2 os. GWh.

Tab. 9. Porównanie zatrudnienia (miejsc pracy) związanego z OZE oraz zatrudnienia w KWB i elektrowni Turów

Technologia	Zatrudnienie, tys. osób
ALTERNATYWA DLA BLOKU 450 (1,5) TWh	
Źródła PV	0,2
Elektrownie wiatrowe lądowe	0,6
Elektrownie i mikroelektrownie biogazowe	0,8
Razem OZE	1,6
KWB + Elektrownia Turów (blok 450)	0,8
ALTERNATYWA DLA ELEKTROWNI TURÓW (7,0) TWh	
Źródła PV	0,9
Elektrownie wiatrowe lądowe	2,7
Elektrownie i mikroelektrownie biogazowe	3,9
Razem OZE	7,5
KWB + Elektrownia Turów	3,7
DOLNOŚLĄSKI SYSTEM ELEKTROENERGETYCZNY (13,4) TWh	
Źródła PV	1,7
Elektrownie wiatrowe lądowe	5,3
Elektrownie i mikroelektrownie biogazowe	7,5
Razem OZE	14,5
KWB + Elektrownia Turów	3,7

W ekspertyzie rozpatruje się trzy scenariusze w których porównuje się zatrudnienie związane z OZE oraz zatrudnienie w KWB i elektrowni Turów, mianowicie 1° – alternatywa dla nowo budowanego bloku 450 (1,5 TWh), 2° – zastąpienie całej produkcji elektrowni węglowej przez źródła OZE (7 TWh), 3° – produkcja energii elektrycznej w źródłach OZE dla całego województwa (13,4) TWh.

Liczba miejsc pracy w dwóch pierwszych scenariusz (na podstawie obliczeń i przyjętych wskaźników zatrudnienia) jest dwukrotnie wyższa w przypadku źródeł OZE, natomiast w trzecim scenariuszu prawie czterokrotnie. W trzecim scenariuszu, pomimo większego zapotrzebowania liczba miejsc pracy w KWB i elektrowni Turów nie zwiększy się, pozostała energia będzie importowana z innych województw. **Natomiast energia pochodząca ze źródeł OZE może pokryć całe zapotrzebowanie województwa.**

Ponadto należy raczej spodziewać się zmniejszenia zatrudnienia w KWB i elektrowni Turów. **Zatrudnienie w KWB Turów zmniejszyło się o 62 % w ciągu 23 lat.** W 1995 r. zatrudnionych było 6500 osób a w 2018 poniżej 2500. Zatrudnienie spada również w elektrowni Turów w ciągu 6 lat spadło o 22 %. W 2012 pracowało 1600 osób a w 2018 około 1250 osób.

12. Katalog stanów deficytowych dostosowany do przesilenia w elektroenergetyce

Reaktywny program jest zbudowany z uwzględnieniem innego, od dotychczasowego, podejścia do zaspokajania potrzeb energetycznych, wynikającego z architektury rynku energii elektrycznej 2025 oraz z koncepcji transformacyjnej 2050. Czyli z podejścia zbudowanego na oddolnej inicjatywie, w której odpowiedzialność za (powszechną) dostępność szeroko

rozumianych zasobów umożliwiających pokrywanie potrzeb energetycznych (obecnie: energia elektryczna, ciepło, transport) ma charakter lokalny. Oddolny łańcuch odpowiedzialności bazuje na prosumentach, którzy na najniższym poziomie (domy jednorodzinne) mogą zainstalować sobie źródła PV (coraz częściej z akumulatorami). Mikrostruktury osadnicze (wieś, kolonia) mają możliwość instalacji mikroelektrowni biogazowej. Na poziomie gminy jest możliwość budowy elektrowni biogazowej zintegrowanej z pojedynczą elektrownią wiatrową. Większość województw w Polsce ma możliwość zakończyć swoją zeroemisyjną transformację w horyzoncie 2040. Kraj powinien tę transformację zakończyć w horyzoncie 2050; jeśli jednak nie zdoła zrealizować celu, to poniesie konsekwencje, podobne do tych, które ponosi obecnie w związku z działaniem regulacji dotyczących opłat za uprawnienia do emisji CO₂.

Tab. 10. Tablica interakcji między sytuacjami kryzysowymi oraz dostępnymi zasobami

Sytuacja kryzysowa po stronie energetyki WEK	DM deficyt mocy	DZP deficyt sieciowych zdolności przyłączeniowych	PZ przerwy w zasilaniu	SWC silny wzrost cen
Zasoby				
Gospodarstwo domowe (OK1)				
Źródła PV + AKU	3	1	2	3
Spółdzielnia energetyczna na obszarach wiejskich (OK2)				
Źródła PV + AKU	1	1	1	3
Mikroelektrownia biogazowa	3	3	3	2
Wirtualne magazyny energii	2	2	2	1
Spółdzielnia energetyczna w miastach (OK2)				
Źródła PV + AKU	1	1	1	3
Kogeneracja gazowa	3	3	3	2
Klaster energii (OK3)				
Źródła PV + AKU	1	1	1	3
Elektrownie wiatrowe	1	1	1	3
Układy gwarantowanego zasilania	2	2	3	2
Wirtualne magazyny energii	2	3	2	1
Elektrownia biogazowa	3	2	3	3
Kogeneracja gazowa	3	2	3	2
Wielki przemysł (OK3)				
Źródła PV + AKU	1	1	1	3
Układy gwarantowanego zasilania	2	2	3	2
Kogeneracja gazowa	3	3	3	2
Elektrownie szczytowe gazowe	3	3	3	1
Województwo (OK4)				
Źródła PV + AKU	1	1	1	3
Elektrownie wiatrowe	1	1	1	3
Układy gwarantowanego zasilania	2	2	3	2
Wirtualne magazyny energii	2	3	2	1
Elektrownia biogazowa	3	2	3	3
Kogeneracja gazowa	3	2	3	2
Elektrownia szczytowo-pompowa	3	2	2	2

Potencjalną strukturę odpowiedzi na stany kryzysowe charakterystyczne dla przesilenia w elektroenergetyce, „współbieżne” z transformacją rynku WEK energii elektrycznej w rynki

wschodzące 1 i 2 zebrano w tab. 10. Z katalogu/podzbioru stanów kryzysowych wynikają potrzeby szerokiego otoczenia, i dalej – potrzebne na rynku produkty-usługi. Z zaproponowanych rozwiązań przetrwają tylko te, które wytrzymają konfrontację potrzeb z istniejącymi kompetencjami. W tab. 10. każdemu działaniu powiązanemu z określonym stanem kryzysowym jest nadany odpowiedni ranking (niski – 1, średni – 2, wysoki – 3). Jest to mianowicie ranking skuteczności działania będącego odpowiedzią na (antycypowane) sytuacje kryzysowe.

Mapa rozwiązań ogólnie dla monizmu elektrycznego (transformacji elektroenergetyki 2050) oraz w sytuacjach kryzysowych charakterystycznych dla reaktywnego programu (2019-2020) została przedstawiona na rys. 16. Obecnie dla każdego stanu/sytuacji można zaproponować rozwiązanie. Potrzeby jest rozwój kompetencji do efektywnego wykorzystania działań.

Rys. 16. Mapa spójności doraźnych działań w programie reaktywnym z celem transformacji energetycznej województwa do modelu monizmu elektrycznego

Tabela uwzględnia zidentyfikowane (tylko jakościowo) interakcje między stanami kryzysowymi, istniejącymi zasobami i nowymi technologiami w środowisku efektów

krańcowych (efektu użyteczności w wypadku stanów kryzysowych oraz efektu produktywności w wypadku istniejących zasobów i nowych technologii).

13. Propozycje wykorzystania systemów wsparcia dostępnych w etapach 1 i 2 transformacji energetyki

W pierwszym okresie transformacji horyzont 2025 (ewentualnie 2027 – w tym wypadku byłby to termin zharmonizowany z zakończeniem unijnej perspektywy budżetowej 2021-2027) wsparcie rejonów górniczych powinno być realizowane przede wszystkim w sposób, w którym **środki na wsparcie byłyby przekazywane na podnoszenie kompetencji wykonawczych związanych z transformacją energetyki. W szczególności na zdobyciu nowych umiejętności technicznych w zakresie projektowania, montażu, eksploatacji, konserwacji i napraw źródeł OZE. To także wsparcie spółdzielni (klastrów), które tworzyłyby lokalne rynki energii elektrycznej.**

Wsparcie to powinno być realizowane w środowisku programów efektywnej transformacji. Programy te powinny objąć efektywną transformację górnictwa (Śląsk), Ścianę Wschodnią (województwa, bez miast wojewódzkich: warmińsko-mazurskie, podlaskie, lubelskie, świętokrzyskie, małopolskie, podkarpackie), obszary po PGR-owskie (województwa: zachodnio-pomorskie, kujawsko-pomorskie), Wielkopolskę Wschodnią (Zagłębie Konińskie) oraz Turoszowskie Zagłębie Węgla Brunatnego.

Propozycja efektywnej transformacji pozwala wykorzystać uwolniony potencjał ludzi związanych z Turoszowskim Zagłębiem Węgla Brunatnego do potrzeb wynikających z sytuacji kryzysowych, ale w tendencji do potrzeb transformacji całej energetyki.

14. Zdecentralizowana struktura odpowiedzialności energetycznej

Zagadnienie transformacji pojęcia bezpieczeństwo energetyczne w pojęcie odpowiedzialności za (powszechną) dostępność szeroko rozumianych zasobów umożliwiających pokrywanie potrzeb energetycznych (wywoławczo) obrazuje, w powiązaniu z zasadą subsydiarności, tab. 11. W strukturze wyróżnia się podział administracyjny jako podstawę organizacji wielu aspektów działalności: na rzecz kraju i na rzecz lokalnych społeczności na niższych poziomach administracyjnych. W tym ostatnim wypadku chodzi o takie działalności jak usługi komunalne, ale także edukacja i służba zdrowia. We wszystkich tych obszarach zachodzą po zmianach ustrojowych głębokie przeobrażenia, polegające przede wszystkim na rozszerzaniu odpowiedzialności samorządów. **Obecnie przyszedł czas na przejęcie dużej części odpowiedzialności za transformację energetyki. Oczywiście, nie podlega wątpliwości rosnąca bardzo dynamicznie odpowiedzialność prosumentów za transformację energetyki. Na koniec transformacji (w tendencji) prosumenci będą ponosić główną odpowiedzialność za pokrywanie swoich potrzeb energetycznych, z wykorzystaniem rynków usług energetycznych.** Poszczególne szczeble administracyjne (samorządy i państwo) w ramach realizacji zasady subsydiarności będą odpowiedzialne za regulacje prawne obowiązujące na tych rynkach.

Tab. 11. Zdecentralizowanej struktury odpowiedzialności za dostateczną podaż na rynku usług energetycznych

Poziom odpowiedzialności	Odpowiedzialność (przedmiotowa, podmiotowa)
odbiorca	(-)
prosument	odpowiedzialność podstawowa (rynkowa)
gmina wiejska	założenia do planów zaspakajania potrzeb energetycznych gminy, odpowiedzialność (w tym przed sądem) za jakość powietrza (smog); energetyk gminny (status, zakres działania, odpowiedzialność – przedmiot regulacji gminnej)
powiat	współuczestnictwo w budowie kompetencji „wykonawczych” (programów kształcenia w szkołach zawodowych) na rzecz zaspakajania potrzeb energetycznych powiatu
miasto (aglomeracja)	„założenia” i „smog” tak jak w gminie (wiejskiej), odpowiedzialność za włączenie infrastruktury zaspakajania potrzeb energetycznych do zadań własnych na równi, z innymi krytycznymi zadaniami, w szczególności za jej integrację z gospodarką obiegu zamkniętego – rozwiązania szczegółowe są przedmiotem regulacji miejskich
województwo (UM)	odpowiedzialność za wykorzystanie transformacji energetycznej do budowy endogenicznej strategii własnego rozwoju – rozwiązania szczegółowe są przedmiotem regulacji wojewódzkich (podpowiedź: landy w Niemczech, stany w USA)
kraj (państwo)	rezygnacja z polityki energetycznej, likwidacja Ministerstwa Energii, głęboka przebudowa URE, ogłoszenie doktryny energetycznej, powołanie PRMTE
UE	realizacja unijnej polityki klimatycznej, realizacja jednolitego konkurencyjnego rynku energii elektrycznej
„zinstytucjonalizowany” świat	polityka klimatyczna (emisje CO ₂), zaspakajanie potrzeb energetycznych lotnictwa (poziom globalny), system prądu elektrycznego (prąd przemienny, renesans prądu stałego)

15. Struktura bezpieczeństwa energetycznego

W ekspertyzie proponuje się inne podejście do zaspokajania potrzeb, czyli oddolną inicjatywę, w której za bezpieczeństwo energetyczne (energia elektryczna, ciepło, transport) odpowiada się lokalnie. Począwszy od prosumentów, którzy mogą zainstalować źródła PV, mikro struktury osadnicze (wieś, kolonia) z możliwością instalacji mikro elektrowni biogazowej, gmina z elektrownią biogazową i pojedynczą elektrownią wiatrową itd. aż po Kraj i Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE), który również jest w strukturze systemu europejskiego. **Dostawcami lokalnych usług energetycznych mogą być gminy, ale również niezależni inwestorzy instalujący technologie wytwórcze w miejscach w których istnieją potrzeby. Należy przyjąć zasadę subsydiarności, w której zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego powinno być w pierwszej kolejności realizowane we własnym zakresie, a dopiero w sytuacji gdy nie jest to możliwe, przez innych (np. gminę, powiat, województwo, kraj).** W tym kontekście proponuje się nową strukturę bezpieczeństwa elektroenergetycznego i energetycznego w całości opisaną w tab. 11. W strukturze wyróżnia się podział administracyjny jako organ odpowiedzialny za organizację wielu aspektów lokalnej społeczności (służba zdrowia, szkolnictwo ...).

**Tab. 12. Nowa struktura bezpieczeństwa elektroenergetycznego i energetycznego w całości
(w modelu monizmu elektrycznego)**

Podział administracyjny, segmentacja prosumencka		Podstawa i gwarant bezpieczeństwa lub współodpowiedzialny za środowisko, w którym to bezpieczeństwo się realizuje
PODZIAŁ ADMINISTRACYJNY – PRZESTRZENNE ZAGOSPODAROWANIE KRAJU		
Kraj		KSE w systemie UCTE (UCPTE) – rząd (URE), PSE
Województwo		OK4 w KSE – samorząd (urząd marszałkowski) w środowisku rynków RS i RW1, ewentualnie RW2
Wielka struktura osadnicza (metropolia, aglomeracja, miasto powyżej 500 tys. mieszkańców)		OK4 W KSE – samorząd (zarząd metropolii, prezydent miasta) w środowisku rynków RS i RW1, ewentualnie RW2
Powiat		OK4 – klaster energii w środowisku rynków RS i RW1
Gmina wiejska, wiejsko-miejska		OK4 – samorząd (wójt, burmistrz) w środowisku rynków RS i RW1
Mikro struktura osadnicza (wieś, kolonia)		OK2 – spółdzielnia energetyczna w środowisku rynków RS i RW1
PROSUMENCI		
Ludność	dom jednorodzinny	OK1 – właściciel domu w środowisku rynków RS i RW1
	budynek wielorodzinny	OK1, OK2 – właściciel mieszkania, spółdzielnia/wspólnota mieszkaniowa, deweloper w środowisku rynków RS i RW1
MMSP		OK1, OK2 – przedsiębiorcy w środowisku rynków RS i RW1
Samorząd – zadania własne		OK1, OK2 – samorzady w środowisku rynków RS i RW1
Wielki przemysł		Hybrydowe układy dosyłowe AC-DC – zarządy w środowisku rynków RS i RW2
Krajowa infrastruktura	magistrale PKP	Hybrydowe układy dosyłowe AC-DC – PKP Energetyka, zarządcy autostrad w środowisku rynków RS i RW2
	autostrady	

* RW1, RW2, RS – rynki: wschodzący 1, wschodzący 2, schodzący, odpowiednio.

Zakończenie

Zaprezentowane wyniki pozwalają sformułować jednoznaczny wniosek: budowa bloku energetycznego 450 MW w Elektrowni Turów oraz budowa nowej odkrywki węgla brunatnego nie mają ekonomicznego uzasadnienia. Jedna i druga budowa nie mają również uzasadnienia w świetle kryteriów bezpieczeństwa energetycznego. Stwierdzenia te, dotyczące zarówno ekonomii jak i bezpieczeństwa energetycznego, obowiązują w odniesieniu do kraju, jak również do województwa dolnośląskiego. ...

BIBLIOGRAFIA

Dwa Cykle Raportów nt. *Transformacja energetyki w rynki energii użytecznej OZE – perspektywa 2050*. <https://www.cire.pl>, <http://klaster3x20.pl>

- [1] Popczyk J., Bodzek K., Fice M., Kiluk S., Michalak J., Wójcicki R.: Cykl Raportów BŻEP: Dwanaście Raportów Biblioteki Źródłowej Energetyki Prosumenckiej, datowanych: październik 2017 – styczeń 2018
- [2] Popczyk J., Bodzek K., Fice M., Dębowski K., Pilśniak A., Sztymelski K., Wójcicki R.: Cykl Raportów BPEP: Zaplanowanych dwanaście Raportów Biblioteki Powszechnej Energetyki Prosumenckiej, datowanie pierwszych dziesięciu: luty 2018 – listopad 2018

Ponadto:

- [3] Strona internetowa Głównego Urzędu Statystycznego: <http://stat.gov.pl>
- [4] Strona internetowa Urzędu Regulacji Energetyki: <http://www.ure.gov.pl>
- [5] Raport DNV.GL: *Energy Transition Outlook 2018* <https://eto.dnvgl.com/2018>
- [6] Strona internetowa Europejskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej (EWEA): <http://www.ewea.org/>
- [7] Kasztelewicz Z. *Raport o stanie branży węgla brunatnego w Polsce i w Niemczech wraz z diagnozą działań dla rozwoju tej branży w I połowie XXI wieku*. Kraków, 23 kwietnia 2018
- [8] Strona internetowa Clean Energy Wire, *Germany's three lignite mining regions*: <https://www.cleanenergywire.org/>
- [9] *The state of renewable energies in Europe edition 2017*. <https://www.eurobserv-er.org/>