



PRÓBA WŁĄCZENIA GÓRNICCTWA WĘGLA KAMIENNEGO I BRUNATNEGO ORAZ OPARTEJ NA WW. SUROWCACH PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ I CIEPŁA W PROCES ZIELONEJ TRANSFORMACJI

DR HAB. MAREK GRUCHELSKI PROF. WSM

Wstęp

Niniejsza prezentacja ma na celu udzielenie odpowiedzi na poniżej przedstawione pytania:

1. Jaki wpływ ma Europejski Zielony Ład na sektor energetyczny w Polsce?
2. W jaki sposób powinno wyglądać przeprowadzenie zielonej transformacji w Polsce?
3. Czy działania podejmowane w polskim sektorze energetycznym zmierzają w kierunku zielonej transformacji?

Odpowiedź na powyższe pytania można sprowadzić do tezy:

Europejski Zielony Ład a bezpieczeństwo energetyczne i rozwój zrównoważony polskiej gospodarki.

Europejski Zielony Ład a bezpieczeństwo energetyczne Polski

Według definicji Światowej Agencji Energii bezpieczeństwo energetyczne to ciągłe dostawy energii po akceptowalnych cenach, co bezpośrednio oznacza:

- a) gwarancje terminowych dostaw energii;
- b) gwarancje utrzymania cen energii dla firm oraz gospodarstw domowych na akceptowalnym przez ww. podmioty poziomie.

Europejski Zielony Ład a bezpieczeństwo energetyczne Polski

Oparcie znacznej części produkcji energii elektrycznej i ciepła na wykorzystaniu importowanego gazu ziemnego nie spełnia kryteriów gwarancji zarówno terminowych dostaw energii elektrycznej i ciepła jak też utrzymania cen dla firm oraz gospodarstw domowych na akceptowalnym poziomie. Przyczyną jest zbyt wysokie obciążenie kosztami importu zarówno podmiotów gospodarczych, jak i bilansu płatniczego państwa oraz brak stabilności cen.

Dywersyfikacja dostaw importowanego gazu ziemnego powinna po 2022 r. wyeliminować problem szantażu przerwania dostaw gazu ziemnego ze względów politycznych przez stronę rosyjską, przy czym nie wyeliminuje ryzyka braku dostaw spowodowanego gwałtownym wzrostem cen gazu. Obecnie cena gazu ziemnego wzrosła w ciągu ostatnich miesięcy ponad trzykrotnie, osiągając poziom 1400 USD za 1000 m³ gazu.

Europejski Zielony Ład a bezpieczeństwo energetyczne Polski

Zgodnie z założeniami przyjętymi w PEP gaz będzie wykorzystywany w kogeneracji oraz elektrowniach gazowych, jako zdolności rezerwowe, regulacyjne i szczytowe, które mają osiągnąć poziom 11 mld m³ w 2040 r. Zapotrzebowanie na gaz ziemny w energetyce ma wzrosnąć z 4,2 mld m³ w 2020 r. do maksymalnego poziomu 13,4 mld m³ w 2036, a następnie w niewielkim stopniu zmaleć. Techniczne zdolności importowe po 2023 r. będą umożliwiały pokrycie takiego zapotrzebowania bez dostaw z kierunku wschodniego. Zachowanie bezpieczeństwa energetycznego wymaga posiadania zarówno odpowiedniej infrastruktury technicznej, jak również, odpowiednich środków finansowych. Przy obecnej cenie gazu jest to kwota 15,4 mld USD. Dla porównania nadwyżka eksportowa Polski za ostatnie 12 miesięcy wyniosła 20,7 mld USD.

Europejski Zielony Ład a bezpieczeństwo energetyczne Polski

Bardzo długi okres inwestycyjny (12 - 15 lat) oraz wysokie koszty inwestycyjne (4,5 mld EUR, czyli 20,5 mld PLN / 1 MW netto przy planowanych 9 MW netto daje kwotę 184,5 mld PLN) powodują, że produkcję energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych należy traktować jako czynnik uzupełniający, a nie o podstawowym znaczeniu. Tym bardziej, że zarówno paliwo jądrowe, jak i większość zespołów w elektrowniach atomowych będzie musiała być importowana.

W 2019 r. polska gospodarka zużyła blisko 170 TWh energii elektrycznej, w większości wykorzystując produkcję własną, która od 1990 r. zwiększyła się o ok. 16%. Moc zainstalowana w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE) na koniec 2019 r. wyniosła blisko 46,8 GW brutto z czego niemal 36,7 GW to udział elektrowni zawodowych, opartych w większości na węglu kamiennym i brunatnym, w mniejszej części na gazie i hydroenergii. Około 7,5 GW stanowiły zdolności zainstalowane w OZE (przede wszystkim wiatrowe), resztę stanowiły elektrownie przemysłowe (różne paliwa) - ok. 2,6 GW.

Europejski Zielony Ład a bezpieczeństwo energetyczne Polski

Aktualnie Polska może w całości pokryć swoje zapotrzebowanie na energię elektryczną krajowymi źródłami wytwórczymi, jednak w najbliższych kilkunastu latach (zwłaszcza po 2029 r.) z systemu elektroenergetycznego, zdaniem autorów PEP, wycofana zostanie znaczna część obecnie eksploatowanych jednostek wytwórczych. Tylko w 2020 r. odstawione zostanie ok. 2,5 GW mocy zainstalowanej w jednostkach wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD).

Powodami odstawienia jednostek wytwórczych jest brak możliwości lub zasadności dostosowania ich do coraz wyższych wymogów środowiskowych, wynikających m.in. z: konkluzji BAT, wieku i poziomu wyeksploatowania jednostek, a także poziomu efektywności ekonomicznej działalności poszczególnych jednostek. Przy czym, w związku z rosnącym zapotrzebowaniem na energię elektryczną, związanym m.in. z elektryfikacją kolejnych inwestycji w niskoemisyjne źródła produkcyjne, zakłada się, że podstawą przemysłu elektroenergetycznego będą źródła zeroemisyjne.

Perspektywy i możliwości wykorzystania OZE

Prognozowane nakłady w sektorze wytwórczym energii elektrycznej w latach 2021-2040 mają osiągnąć poziom ok. 320 - 342 mld PLN, z czego ok. 80% zostanie przeznaczonych na moce bezemisyjne, tj. OZE i energetykę jądrową.

Za szerokim wykorzystaniem OZE przemawiają następujące argumenty:

1. Bezemisyjność produkcji energii elektrycznej i ciepła;
2. Relatywnie niskie nakłady inwestycyjne i koszty OZE (poza magazynami energii elektrycznej i ciepła, których instalacje są bardzo kosztowne i obciążone wysoką awaryjnością);
3. Antyimportowy charakter OZE, co pozytywnie wpływa na finanse firm i gospodarstw domowych, jak też stan bilansu płatniczego państwa.

Perspektywy i możliwości wykorzystania OZE

Niestety, oprócz zalet są również negatywne strony wykorzystywania OZE:

1. Relatywnie niska efektywność poboru energii, zarówno przez elektrownie wiatrowe, jak i fotowoltaiczne;
2. Wysokie ryzyko załamania się produkcji z OZE wywołana energetycznym lockdownem w gospodarce;
3. Gwarancja bezpiecznego funkcjonowania produkcji wymaga 100% zabezpieczenia przez producentów energii wykorzystujących w produkcji surowce kopalne.

Perspektywy i możliwości wykorzystania OZE

Należy wziąć pod uwagę, że energię z OZE charakteryzuje niestabilna praca, zarówno ze źródeł słonecznych, jak i wiatrowych. Ponadto, wymagane jest posiadanie elastycznych, to jest zdolnych do szybkiego uruchomienia rezerw mocy dla zabezpieczenia ciągłości dostaw dla odbiorców.

W okresach nakładania się (zwłaszcza wtedy) przestoju obu, zarówno słonecznych, jak i wiatrowych źródeł energii odnawialnych, konieczne staje się wykorzystanie w pełni dyspozycyjnych źródeł węglowych, gazowych czy hydroenergetyki (poza Polską także energetyki jądrowej). Doświadczenia energetyki w Niemczech wskazują, że na uruchomienie systemu elektrowni opalanych węglem brunatnym o mocy aż 5000 MW wystarczy zaledwie 30 minut. Ten przykład pokazuje, że nowoczesne elektrownie węglowe dorównują sterowalnością elektrowniom opalany gazem.

Perspektywy i możliwości wykorzystania OZE

Inną metodą szybkiego podniesienia produkcji energii elektrycznej czy ciepła jest utrzymywanie poziomu produkcji na poziomie 50% wykorzystania zdolności produkcyjnych. W takim przypadku, czas podniesienia stopnia wykorzystania zdolności produkcyjnych będzie wystarczająco krótki, aby utrzymać odpowiednie rezerwy mocy dla zabezpieczenia ciągłości dostaw dla odbiorców.

Jak nieprzewidywalna jest produkcja energii elektrycznej z wiatru czy słońca pokazuje okres ciepłego lata (sierpnia) 2015 roku, gdzie na 4200 MW zainstalowanej mocy w energetyce wiatrowej pracowało zaledwie 100 MW.

Perspektywy i możliwości wykorzystania OZE

Gwałtowny wzrost opłat klimatycznych w ciągu kilku ostatnich miesięcy z poziomu 20 EUR / 1 tonę CO₂ do 62,5 EUR / 1 tonę CO₂ spowodował, że jedynymi rentownymi producentami energii są firmy, które nie ponoszą opłat klimatycznych (w polskich warunkach - producenci OZE). Jednocześnie należy spodziewać się, że do 2025 roku opłaty klimatyczne przekroczą 100 EUR / 1 tonę CO₂. Należy podkreślić, że opłata klimatyczna w wysokości 62,5 EUR przekracza koszt 100% utylizacji 1 tony CO₂, który jest szacowany na 50 EUR.

Perspektywy i możliwości wykorzystania OZE

Zgodnie z definicją, konwencjonalne wykorzystanie CO₂ to proces przemysłowy, który wytwarza wartościowy ekonomicznie produkt przy użyciu CO₂ o stężeniu powyżej poziomu atmosferycznego CO₂, który jest przekształcany w reakcjach chemicznych w materiały, chemikalia i paliwa lub jest wykorzystywany bezpośrednio w procesach technologicznych (np. intensyfikacja wydobywania ropy naftowej).

Powyższa definicja ma swoje historyczne uzasadnienie, ale nie jest to jedyny rodzaj wykorzystania CO₂ w przemyśle. Od wielu lat prowadzone są badania mające na celu opracowanie metod wykorzystania naturalnego węgla produkowanego przez rośliny z atmosferycznego CO₂, jako surowca do wytwarzania wartościowych produktów. Ponadto, technologie wykorzystujące CO₂, wspierające procesy sekwestracji węgla w glebie, dzięki swojej zdolności do zwiększania plonów, mogą również tworzyć produkt w znaczeniu ekonomicznym.

Perspektywy i możliwości wykorzystania OZE

Należy również wziąć pod uwagę, iż równolegle następuje szybki wzrost cen energii, który jeżeli nie zostanie zahamowany spowoduje istotny spadek rentowności przedsiębiorstw oraz rozszerzenie zakresu ubóstwa energetycznego wśród mieszkańców. W efekcie należy spodziewać się redukcji dynamiki wzrostu gospodarczego oraz obniżenia poziomu życia mieszkańców ze wszystkimi ekonomicznymi i społecznymi tego konsekwencjami.

Wzrost poziomu opłat klimatycznych i cen energii wymaga jak najszybszego rozszerzenia zakresu wykorzystania OZE w gospodarce narodowej, z równoczesnym wprowadzeniem zabezpieczenia (swoista polisa ubezpieczeniowa) ze strony producentów energii wykorzystujących paliwa kopalne. W warunkach polskich, taki system jest możliwy do wprowadzenia w odniesieniu do producentów energii elektrycznej i ciepła na bazie węgla brunatnego i kamiennego, ale przy wsparciu ze strony firm z tzw. otoczenia kopalń i elektrowni oraz przy jednoczesnym wykorzystaniu profesjonalnego zaplecza naukowo-dydaktycznego dla szkół górniczych.

Perspektywy i możliwości wykorzystania OZE

Połączenie OZE i technologii węglowych może mieć kluczowe znaczenie, zarówno w kwestii wdrożenia zielonej transformacji, jak i poprawy rentowności kopalń i elektrowni opartych na węglu (bezpośrednio lub pośrednio poprzez zgazowanie i wykorzystanie w elektrowniach gazowych).

Perspektywy i możliwości wykorzystania OZE

W tym celu, niezbędnym będzie:

1. Zredefiniowanie roli węgla w polskiej gospodarce poprzez:

- zmianę roli węgla jako surowca energetycznego na podstawowy surowiec zapasowy stanowiący uzupełnienie pracy OZE;
- rozszerzenie roli węgla jako surowca dla przemysłu chemicznego;
- powrót do surowca eksportowego w przypadkach korzystnego poziomu cen na rynkach międzynarodowych.

Perspektywy i możliwości wykorzystania OZE

W tym celu, niezbędnym będzie:

2. Przekształcenie obecnych branżowych producentów energii elektrycznej i ciepła (kopalnie węgla oraz elektrownie wykorzystujące węgiel) na wielobranżowe konglomeraty obejmujące również:

- producentów technologii OZE;
- firmy nadzorujące eksploatację elektrowni wiatrowych i słonecznych;
- budowę domów i mieszkań niskoemisyjnych;
- usługi termomodernizacyjne;
- odbiór, składowanie i utylizację zanieczyszczeń z przerobu węgla, w tym CO₂.

Wyliczenia na podstawie analiz prognostycznych dla sektora energetycznego

Podstawą wykorzystanych w niniejszej części danych statystycznych są dane przedstawione w Tabeli 3 - *Parametry techniczno-ekonomiczne technologii wytwarzania i przesyłowych*, zawartej w Załączniku nr 2 - *Wnioski z analiz prognostycznych dla sektora energetycznego do Polityki Energetycznej Państwa do 2040* opublikowanej w Monitorze Polskim, jako załącznik do *Obwieszczenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 2 marca 2021 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r.*

Wyliczenia na podstawie analiz prognostycznych dla sektora energetycznego

Założenia wstępne

1. Średni roczny czas pracy elektrowni: 5137 h;
2. 20% rezerwa objęta CCS (sekwestracja - wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla - *carbon capture and storage*);
3. Przyrost nakładów inwestycyjnych: $(3250\ 000\ \text{EUR} / 1\ \text{MW}\ \text{netto} - 1800\ 000 / 1\ \text{MW}\ \text{netto}) \times 0,2 = 290\ 000 / 1\ \text{MW}\ \text{netto}$;
4. Średnie wykorzystanie zdolności energetycznych elektrowni w części rezerwowej: 50%;
5. Rezerwa zdolności energetycznych nieobjętych CCS, utrzymywana na wypadek dużego załamania produkcji OZE: 80%;

Wyliczenia na podstawie analiz prognostycznych dla sektora energetycznego

Założenia wstępne

6. Zdolności produkcyjne OZE na poziomie 90% zdolności produkcyjnych elektrowni na węgiel 10%;
7. Proporcje podziału na elektrownie wiatrowe i słoneczne po 45%;
8. Koszt neutralizacji 1 tony CO₂: 50 EUR;
9. Nakłady inwestycyjne elektrowni wiatrowych na lądzie: 1 300 000 EUR / 1 MW netto;
10. Nakłady inwestycyjne elektrowni wiatrowych na morzu: 2 300 000 EUR /1 MW netto;

Wyliczenia na podstawie analiz prognostycznych dla sektora energetycznego

Założenia wstępne

11. Nakłady inwestycyjne ogniw fotowoltaicznych: 700 000 EUR / 1 MW netto;
12. 10% koszt utrzymania w stanie wygaszenia 80% zdolności energetycznych;
13. Pracownicy zarówno elektrowni i kopalń są wykorzystywani do innych zadań np. obsługa elektrowni OZE i innych zadań w ramach konglomeratów;
14. Przyjmuje się 15% narzut zysku na jednostkowe koszty wytwarzania;
15. Podstawą rachunku kosztów będą koszty stałe zmodyfikowane o uwzględnienie kosztów zmiennych i narzutu na koszty CCS oraz całkowite usunięcie CO₂.
16. Średni koszt usunięcia CO₂ wynosi 50 EUR / tonę CO₂ x 10% = 5 EUR / 1 tonę CO₂.

Wyliczenia na podstawie analiz prognostycznych dla sektora energetycznego

Wyliczenie kosztów u producenta energii wykorzystującego węgiel brunatny

1. $72\,000 \text{ EUR} / 1 \text{ MW netto} \times 10\% = 7\,200 \text{ EUR} / 1 \text{ MW netto}$ (CCS + neutralizacja 1 tony CO₂);
2. $48\,000 \text{ EUR} / 1 \text{ MW netto} \times 10\% = 4\,800 \text{ EUR} / 1 \text{ MW netto}$;
3. $48\,000 \text{ EUR} / 1 \text{ MW netto} \times 20\%$ (ekwiwalent 80% uśpionego potencjału elektrowni oraz rezerwy w kopalni);
4. Suma $7\,200 \text{ EUR} / 1 \text{ MW netto} + 4\,800 \text{ EUR} / 1 \text{ MW netto} + 9\,600 \text{ EUR} / 1 \text{ MW netto} = 21\,600 \text{ EUR} / 1 \text{ MW netto}$.

Wyliczenia na podstawie analiz prognostycznych dla sektora energetycznego

Wyliczenie nakładów u producenta energii wykorzystującego OZE - 90% potencjału producenta wykorzystującego węgiel brunatny

1. $45\% \times 50\,000 \text{ EUR} / 1 \text{ MW netto} = 22\,500 \text{ EUR} / 1 \text{ MW netto};$
2. $2.45\% \times 16\,000 \text{ EUR} / 1 \text{ MW netto} = 7\,200 \text{ EUR} / 1 \text{ MW netto};$
3. Suma: $22\,500 \text{ EUR} / 1 \text{ MW netto} + 7\,200 \text{ EUR} / 1 \text{ MW netto} = 29\,700 \text{ EUR} / 1 \text{ MW netto};$
4. $24\,000 \text{ EUR} / 1 \text{ MW netto} + 29\,700 \text{ EUR} / 1 \text{ MW netto} = 53\,700 \text{ EUR} / 1 \text{ MW netto};$
5. $53\,700 \text{ EUR} \times 4,57 \text{ PLN} / 1 \text{ EUR} = 243\,260 \text{ PLN}$

Wyliczenia na podstawie analiz prognostycznych dla sektora energetycznego

Nakłady kapitałowe niezbędne w celu zintegrowania elektrowni i kopalni węgla brunatnego z OZE dla zdolności 1 MW netto

1. 20% dla pokrycia nakładów CCS: $(3\,250\,000 \text{ EUR} / 1 \text{ MW netto} - 1\,800\,000 / 1 \text{ MW netto}) \times 20\% = 290\,000 \text{ EUR} / 1 \text{ MW netto}$;
2. $0,45 \times 1\,300\,000 \text{ EUR} / 1 \text{ MW netto} + 0,45 \times 700\,000 \text{ EUR} / 1 \text{ MW netto} = 585\,000 \text{ EUR} / 1 \text{ MW netto} + 315\,000 \text{ EUR} / 1 \text{ MW netto} = 900\,000 \text{ EUR} / 1 \text{ MW netto}$;
3. Suma nakładów: $290\,000 \text{ EUR} / 1 \text{ MW netto} + 900\,000 \text{ EUR} = 1\,190\,000 / 1 \text{ MW netto}$;

Wyliczenia na podstawie analiz prognostycznych dla sektora energetycznego

Ograniczoność szczegółowych danych była przyczyną wprowadzenia w zestawie założeń do przeprowadzonego rachunku uproszczeń i skoncentrowanie się na dwóch głównych wskaźnikach: wielkości kosztów stałych w przeliczeniu na 1 MW netto oraz wielkości nakładów inwestycyjnych na 1 MW netto. Łączne wyniki dla producenta energii bazującego na węglu brunatnym oraz OZE wyniosły odpowiednio: 53 700 EUR / 1 MW netto oraz

1 190 000 EUR / 1 MW netto i były niższe odpowiednio o 40% i 48,3% od wskaźników farmy wiatrowej na morzu. Jednocześnie należy podkreślić, że współpraca producentów, wykorzystujących węgiel brunatny oraz OZE daje wysokie gwarancje bezpieczeństwa dostaw energii i jest również zero emisyjna.

Podsumowanie

Reasumując, należy stwierdzić, iż przedstawione w niniejszym opracowaniu rozwiązania dla sektora energetycznego, oprócz zapewnienia gwarancji dostaw energii, posiadają potencjał zahamowania wzrostu cen energii z możliwością ich przyszłego obniżenia.

Podsumowanie

Składają się na to następujące czynniki:

1. Spadkowa tendencja kosztów produkcji i eksploatacji OZE.

Przewiduje się, że do 2040 roku ceny energii w elektrowniach wiatrowych zmaleją o 40%, a w przypadku instalacji fotowoltaicznych o 60%;

2. Spadkowa tendencja w zakresie kosztów CCS i utylizacji CO₂.

Szczególnie intensywne badania są w tym zakresie prowadzone w Japonii;

3. Rozszerzenie zakresu wykorzystywania węgla dla potrzeb przemysłu chemicznego. Prowadzone są intensywne badania nad obniżeniem kosztów zgazowywania węgla, co przy wzrostowej tendencji cen gazu ziemnego może poprawić efektywność górnictwa węgla;

Podsumowanie

Składają się na to następujące czynniki:

4. Powtarzające się wzrosty cen węgla na rynkach międzynarodowych;
5. W przypadku synergii działań producentów energii opartej na węglu i OZE istnieją duże szanse przyspieszenia wdrażania OZE, a w konsekwencji zredukowania kosztów opłat emisyjnych;
6. Zachowanie potencjału firm okołogórnich oraz potencjału naukowo-badawczego, jak też szkolnictwa średniego (szkoły górnicze);
7. Obniżenie kosztów i podniesienie efektywności zielonej transformacji w regionach górniczych, zgodnie z zasadami wzrostu zrównoważonego.

Literatura

1. Adlen E., Hepburn C., 10 Carbon Capture methods compared: costs, scalability, permanence, cleanness, Oxford 2019.
2. Gruchelski M., Możliwości wykorzystania doświadczeń z procesów industrializacji Korei Południowej ze szczególnym uwzględnieniem relacji pomiędzy sektorem publicznym a sektorem prywatnym jako czynnikiem wspomagającym realizację polityki społeczno-ekonomicznej państwa, w: „Sektor prywatny a sektor publiczny. Ujęcie interdyscyplinarne” pod red. Gruchelski M., Oficyna Wydawnicza ASPRA, Warszawa 2020.
3. 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 2018.
4. Kasztelewicz Z., Ptak M., Sikora M., Analiza porównawcza systemów elektroenergetycznych w Polsce i w Niemczech w kontekście wykorzystania zasobów węgla brunatnego, Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków 2018.

Literatura

5. Kasztelewicz Z., Ptak M., Sikora M., Tajduś A., Węgiel brunatny optymalnym paliwem dla krajowej energetyki w I połowie XXI wieku, w: „Węgiel brunatny – dziś i w przyszłości”, Agencja Wydawniczo-Poligraficzna ART.-TEKST, Kraków 2018.
6. Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 2 marca 2021 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r., Monitor Polski, 10 marca 2021 r.
7. Ministerstwo Energii, Program dla sektora górnictwa węgla brunatnego w Polsce, Warszawa 2018.
8. Ministerstwo Energii, Program dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce, Warszawa 2019.
9. Zawada S., Węgiel brunatny – dziś i w przyszłości, w: „Węgiel brunatny – dziś i w przyszłości”, Agencja Wydawniczo-Poligraficzna ART.-TEKST, Kraków 2018.

dr hab. Marek GRUCHELSKI Prof. WSM

**PRÓBA WŁĄCZENIA GÓRNICCTWA WĘGLA KAMIENNEGO I BRUNATNEGO
ORAZ OPARTEJ NA WW. SUROWCACH PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ
I CIEPŁA W PROCES ZIELONEJ TRANSFORMACJI**

WARSZAWA, 2021 R.