



**Ewaluacja ex-post Programu
„Blok 200+” innowacyjna
technologia zmiany reżimu
pracy bloków energetycznych
klasy 200 MWe**

SPIS TREŚCI

Streszczenie	4
1 Wprowadzenie	9
1.1 Przedmiot ewaluacji, cele badania i zakres	9
1.2 Pytania badawcze	10
2 Ogólna charakterystyka programu Bloki 200+	12
2.1 Założenia i cele programu	12
2.2 Konstrukcja programu	16
3 Adekwatność programu „Bloki 200+”	19
3.1 Wyzwania w sektorze, aktualność celów i założeń	20
3.2 Wsparcie w ramach programu a potrzeby interesariuszy	26
4 Model realizacji programu	29
4.1 Zamówienia przedkomercyjne – teoria i praktyka	30
4.2 Program „Bloki 200+” a zastosowana konstrukcja PCP	34
5 Efekty programu	40
5.1 Zidentyfikowane efekty programu	41
5.2 Komercjalizacja efektów prac B+R	48
5.2.1 Rynek krajowy	48
5.2.2 Rynki zagraniczne	50
5.2.3 Potencjał eksportowy wykonawców	52
5.2.4 Skalowanie metody na bloki 360/500 MW	53
5.2.5 Wdrożenie metody – perspektywy	54
5.3 Wpływ pandemii COVID-19	57
6 Zarządzanie programem	58
7 Zidentyfikowane dobre praktyki	64
8 Wnioski i rekomendacje	68
Załącznik 1 Podsumowanie realizowanych projektów	73
Załącznik 2 Przykłady zamówień publicznych realizowanych w formule PCP.	74
Załącznik 3 Rekomendacje	80

Wykaz skrótów

Skrót	Rozwinięcie
BAT	<i>Best Available Techniques</i> - Najlepsze dostępne technologie
BŚ	Bank Światowy
CAPEX	<i>Capital expenditures</i> (nakłady kapitałowe; w przypadku programu „Bloki 200+” CAPEX to nakłady na wykonanie prac B+R w ramach Fazy III)
CO ₂	Dwutlenek węgla
EBI	Europejski Bank Inwestycyjny
EBOR	Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju
GWh	Gigawatogodzina
IP	Intellectual property - Prawa własności intelektualnej
kJ	Kilodżul
KDM	Krajowa Dyspozycja Mocy
KSE	Krajowy system elektroenergetyczny
KWh	kilowatogodzina
MSP	Małe i średnie przedsiębiorstwo
MW / MWe	Megawaty, megawaty energii elektrycznej
NABE	Narodowa Agencja Bezpieczeństwa Energetycznego
NCBR	Narodowe Centrum Badań i Rozwoju
OPEX	<i>Operating expenditures</i> (wydatki/nakłady operacyjne; w programie „Bloki 200+” oznacza różnicę w jednostkowych kosztach zmiennych eksploatacji bloku w skali 1 roku)
OZE	Odnawialne źródła energii
PAN	Polska Akademia Nauk
PAIH	Polska Agencja Inwestycji i Handlu
PCP	<i>Pre-commercial Procurement</i> - Zamówienie przedkomercyjne
PI	Partnerstwo Innowacyjne
PSE	Polskie Sieci Elektroenergetyczne
TGPE	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie
TRL	<i>Technology Readiness Level</i> - Poziom gotowości technologicznej
URE	Urząd Regulacji Energetyki

Streszczenie

Raport prezentuje wyniki ewaluacji programu „Bloki 200+”. Celem tego programu było opracowanie technologii umożliwiających dokonanie zmiany charakterystyki pracy bloków parowych podkrytycznych klasy 200MWe opalanych węglem kamiennym lub brunatnym. Zmiana ta miała polegać na przystosowaniu ich do pracy w warunkach dużej zmienności obciążenia, czyli jako tzw. źródła podszczytowe. Działanie w takich warunkach bez przeprowadzenia odpowiedniej modernizacji wiązało się z ryzykiem szybkiej i całkowitej destrukcji urządzeń energetycznych.

Celem ewaluacji była ocena stopnia realizacji celów programu oraz skuteczności i użyteczności zastosowanego trybu realizacji prac B+R bazującego na tzw. zamówieniu przedkomercyjnym (PCP). Badanie obejmowało pięciu wykonawców zaangażowanych w realizację poszczególnych faz programu, NCBR jako podmiot wdrażający program oraz dwóch operatorów bloków energetycznych, u których przeprowadzane były badania w ramach fazy III.

Tematyka programu „Bloki 200+” została określona w sposób właściwy, odpowiadający wyzwaniom wywołanym systematyczną zmianą struktury rynku energii elektrycznej. W 2017 roku łączna moc zainstalowana elektrowni bazujących na OZE (wiatr, słońce, woda) wynosiła 6 341 MW, co stanowiło 14,6% całkowitej mocy zainstalowanej i dawało ponad ośmioprocentowy (8,44%) wkład do produkcji energii elektrycznej. Pojawienie się w strukturze wytwarzania energii elektrycznej źródeł odnawialnych (zgodnie z Europejskim Zielonym Ładem oraz strategią „Polityka Energetyczna Polski do 2040”) postawiło na porządku dziennym zagadnienie niestabilności tego źródła i konieczności zapewnienia jego okresowej substytucji i pewnej rezerwy mocy zainstalowanej. W efekcie wzrostu udziału OZE, szybka i całkowita rezygnacja z energetyki węglowej nie jest możliwa, dopóki źródła konwencjonalne nie zostaną zastąpione przez inne źródła o wysokim poziomie sterowalności, jak np. bloki zasilane gazem ziemnym, wodorem, elektrownie atomowe, czy magazyny energii. Tym samym zwiększenie elastyczności działania posiadanych aktywów energetycznych, w tym także działających bloków węglowych, które będą teraz traktowane jako źródła rezerwowe jest zgodne ze strategicznymi kierunkami krajowymi i szerzej UE.

Zastosowana formuła zamówienia przedkomercyjnego spowodowała, że wsparcie zaplanowane w ramach programu zostało przede wszystkim dopasowane do potrzeb wykonawców realizujących prace badawcze przy znacznie mniejszym dostosowaniu do potrzeb pozostałych interesariuszy (koncernów energetycznych). Mankamentem programu był brak operatorów energetycznych na etapie formułowania programu, a następnie na etapie monitorowania postępu prac. Spowodowało to problemy związane z wyborem bloków energetycznych do testów w ramach III fazy badań oraz może mieć wpływ na przyszłe wdrożenia. Kwoty desygnowane przez NCBR na realizację poszczególnych faz były adekwatne do potrzeb wykonawców, a mechanizm dodatkowej weryfikacji kosztów realizacji poszczególnych zadań umożliwił realizację badań nad

metodami o różnej kapitałochłonności. Problem na jaki wskazywali wykonawcy projektów dotyczył braku zaliczek w ramach III fazy, gdzie wartość zadań cząstkowych była najwyższa.

Tradycyjny model finansowania grantowego nie jest w przypadku programu „Bloki 200+” formułą umożliwiającą realizację założonych celów. Z kolei zamówienia przedkomercyjne oraz partnerstwo innowacyjne to dwa komplementarne instrumenty zamówień publicznych, służące stymulowaniu podaży innowacji i ich implementacji. Partnerstwo innowacyjne mogło być rozwiązaniem optymalnym do realizacji programu. Kluczowym argumentem mogącym przemawiać za partnerstwem jest poziom specyficzności opracowywanych metod. Tryb ten ostatecznie nie został zastosowany z powodu ryzyka wystąpienia nieuprawnionej pomocy publicznej. Pomijając ten argument wydaje się, że zastosowanie trybu partnerstwa innowacyjnego i tak nie byłoby wykonalne przede wszystkim ze względu na niepewność systemową.

Sposób organizacji programu w formule PCP wskazuje, że pod pewnymi względami (np. występowanie w roli zamawiającego podmiotu spoza sektora energetycznego, sposób uregulowania rozporządzania prawami własności intelektualnej) odbiega on od teoretycznego modelu, jak i praktyki spotykanej w programach zagranicznych. Największą wartością dodaną trybu PCP (ale także Partnerstwa Innowacyjnego) jest możliwość zastosowania rozwoju konkurencyjnego prowadzonego etapami, czyli tzw. „lejka”. Umożliwia on zakwalifikowanie do ostatecznego etapu jedynie jednej lub kilku metod co zwiększa prawdopodobieństwo wdrożenia.

Należy również zwrócić uwagę na sposób regulacji kwestii IP, który implikuje kilka problemów. Po pierwsze, w okresie 5 lat od zakończenia fazy III, wykonawca musi udzielać niewyłącznej i odpłatnej licencji na opracowaną metodę modernizacji. Po drugie, NCBR uzyskało licencję na metodę wraz z prawem do sublicencji oraz całkowitego przejęcia przychodów z tak realizowanej samodzielnej komercjalizacji pomimo braku możliwości realizacji wdrożenia (brak bloków energetycznych). Po trzecie, przekazanie zamawiającemu wraz z *foreground IP* i *background IP* wzbudziło kontrowersje i prawdopodobnie było też jednym z powodów rezygnacji z udziału w programie podmiotu zagranicznego. Powyższe kwestie wymagają zmian, gdyż osłabiają motywację wykonawców do efektywnego działania.

Dodatkowym problemem jest ustanowienie kary za niezrealizowanie któregokolwiek z parametrów projektu, co jest niezgodne z logiką realizacji prac B+R, gdzie ryzyko niezrealizowania lub odstępstwa od założonych wskaźników jest regułą. W pierwszej kolejności parametry powinny zostać oszacowane przedziałowo, a na zakończenie projektu powinna być przewidziana 10% premia za osiągnięcie wyników

W wyniku prowadzonych prac koncepcyjnych i testowych powstało pięć roboczych wersji metody modernizacji. Ostatecznie w wyniku realizacji fazy III opracowano trzy metody modernizacji co oznacza, że cel programu został osiągnięty. Niemniej jednak niepewność systemowa, która jest pochodną dużej zmienności warunków funkcjonowania sektora elektroenergetycznego (regulacje w zakresie emisyjności czy

możliwości finansowania inwestycji związanych z aktywami węglowymi) sprawia, że perspektywy szerokiego i efektywnego skonsumowania wyników programu (tj. wdrożenie opracowanych metod) na rynku krajowym są niepewne przynajmniej w krótkiej i średniej perspektywie czasu. Pomimo, że za granicą funkcjonuje stosunkowo duża liczba bloków węglowych, możliwości bardziej intensywnego eksportu opracowanych metod wydają się być niepewne. W związku z wdrożeniem zidentyfikowano także następujące bariery: klauzula poufności uniemożliwiająca na etapie realizacji prac badawczych rozpoczęcie rozmów handlowych przez wykonawców oraz brak wsparcia ze strony interesariuszy (właściciele koncernów energetycznych) w zakresie promocji opracowanych metod.

W wyniku ścierania się różnych czynników możemy mieć do czynienia z dwoma scenariuszami rozwoju sytuacji w zakresie aplikacji opracowanych metod: scenariusz 1 („wyczekiwanie”) - zmiany własnościowe związane z tworzeniem NABE mogą skłonić właścicieli bloków do wstrzymywania się z decyzjami inwestycyjnymi, gdyż aktywa te nie będą już traktowane jako „własne”; scenariusz 2 („małych kroków”) - zakładając, że jedna z opracowywanych metod okaże się bardzo tania w aplikacji operatorzy niektórych bloków pomimo toczących się przekształceń własnościowych mogą zdecydować się na jej wdrożenie, jeśli w ten sposób będzie możliwe np. zwiększenie sprawności i efektywności działania bloków węglowych.

Program „Bloki 200+” ze względu na złożoność merytoryczną zarówno w zakresie zagadnień elektroenergetycznych, jak i trybu PCP wymagał stworzenia rozbudowanej, wieloelementowej struktury zarządzania. Stworzony układ zarządzania charakteryzuje się wysokimi kosztami budowy i funkcjonowania (koszty pozyskania sił zewnętrznych) oraz ryzykiem słabej akumulacji know-how branżowego, które uprzedmiotowione jest w osobach i podmiotach zakontraktowanych na ściśle określony czas. Pomimo dużej złożoności stworzonego systemu zarządzania i merytorycznemu skomplikowaniu tematyki, wysoko należy ocenić sprawność zarządzania programem, jeśli za kryterium sprawności przyjąć czas procedowania poszczególnych etapów.

W realizacji programu można wyróżnić co najmniej dwa punkty krytyczne. Pierwszym był moment formowania się konsorcjów, z czym – oprócz pozyskania podmiotów o odpowiednich kompetencjach - wiązały się dwie kwestie formalno-prawne: przedłożenie z chwilą podpisania umowy weksła in blanco stanowiącego zabezpieczenie ewentualnych roszczeń ze strony NCBR oraz określenia *background IP*, mających stanowić wsad do realizowanych prac B+R. Drugim punktem krytycznym było spełnienie warunku umożliwiającego przystąpienie do realizacji Fazy III, czyli wykazanie posiadania uprawnień do przeprowadzenia referencyjnych prac B+R w skali rzeczywistej bloku energetycznego. Brak spełnienia tego warunku pomimo skutecznego zakończenia Fazy I oraz II oznaczał zakończenie udziału danego wykonawcy w całym Programie.

W wyniku zrealizowanego badania ewaluacyjnego sformułowano następujące rekomendacje:

1. Uruchomienie trybu PCP wymaga przygotowania bardzo dokładnej analizy różnych scenariuszy rozwoju sytuacji w zakresie możliwości pojawienia się (nowych) rozwiązań prawno-regulacyjnych na poziomie europejskim i krajowym i ich wpływu na realizację takiego programu. W ramach takich analiz konieczne jest także wskazywanie warunków prawnych (zmiany w regulacjach) i ekonomiczno-finansowych jakie muszą być wdrożone, aby efekty trybu PCP były możliwe do wdrożenia.
2. Obecny tryb realizacji PCP, gdzie NCBR jest jedyną instytucją zamawiającą i finansującą powinien być stosowany jedynie w przypadku takich problemów badawczych, gdzie efektem końcowym mają być produkty/usługi funkcjonujące na rynku konkurencyjnym o małym stopniu regulacji. W przypadku programów, gdzie problem badawczy dotyczy ograniczonego grona odbiorców (rynek monopolistyczny lub oligopolistyczny) a rynek jest silnie regulowany, ostateczni odbiorcy efektów prac B+R (JST, przedsiębiorcy) powinni wstępować jako współzamawiający lub obserwatorzy (analogicznie jak w programach zagranicznych). Kooptacja takich partnerów nie rodziłaby dla nich żadnych zobowiązań (co do obowiązku komercjalizacji), dawałaby wgląd w opracowywane rozwiązania (efekt zainteresowania/zachęty), umożliwiała skorzystanie z ich know-how, a jeśli wiązałyby się także z ich wkładem finansowym zmniejszałyby zobowiązania i ryzyko NCBR. Z czasem NCBR powinien – w programach w trybie PCP - zająć pozycję instytucji współfinansującej i odpowiedzialnej za zarządzanie sferą projektów B+R, przesuując odpowiedzialność za kwestie branżowe na partnerów (branżowych, przemysłowych).
3. Utworzenie dedykowanej komórki (np. W ramach Krajowego Punktu Kontaktowego PR Horyzont Europa (KPK) działającego w ramach NCBR), która będzie prowadzić działalność informacyjną i doradczą na temat wszystkich programów PCP realizowanych w Europie, zachęcając jednocześnie do udziału w nich co najmniej w roli obserwatorów. Komórka taka mogłaby także zostać wyposażona w instrumenty finansowe (dotacje) na pokrycie części kosztów funkcjonowania polskich podmiotów (np. JST) jako obserwator w zagranicznych programach.
4. NCBR powinien nawiązać kontakt z osobami odpowiedzialnymi za tworzenie NABE (pełnomocnik Ministra Aktywów) oraz samym Ministrem Aktywów w celu przekazania dokładnej informacji na temat efektów programu i korzyści jakie mogą wynikać z ich wdrożenia w kraju.
5. NCBR nie powinien stosować w umowach z wykonawcami, klauzuli poufności uniemożliwiającej na etapie kończenia projektów formułowanie przez wykonawców wstępnych ofert handlowych i podejmowanie rozmów w sprawie aplikacji metod. Rekomendujemy także, aby NCBR korzystając np. ze środków pomocy technicznej wsparł - w porozumieniu z wykonawcami i we współpracy np. z TGPE - proces promocji metody na wybranych rynkach zagranicznych poprzez zamieszczanie fachowych postów w branżowych mediach zagranicznych czy udział w imprezach branżowych; informacja o programie powinna być także przekazana PALiH oraz wybranym polskim placówkom dyplomatycznym.

6. Zapisy dotyczące IP powinny zostać zmodyfikowane w następującym kierunku: wykonawca powinien mieć prawo, a nie obowiązek do udzielania licencji podmiotom trzecim; należy zastosować klauzulę *call-back* na rzecz zamawiającego i wówczas ma on nieograniczone prawo do komercjalizacji i zachowania wszelkich pożytków z niej; we wzorcu umowy należy wyraźnie wskazać, że *background* IP należy do pierwotnych właścicieli, a zamawiający ma prawo do korzystania z nich tylko w takim zakresie w jakim jest to niezbędne do wykonywania praw z *foreground* IP; zamawiający powinien określić i opisać techniczno-organizacyjne zasady ochrony *background* i *foreground* IP jakie będzie stosował w sytuacji uzyskania dostępu do tych IP. Zasady te powinny być znane wykonawcom.
7. NCBR powinien zrezygnować z zapisu dotyczącego braku wypłaty 10% wartości zadania w sytuacji nieosiągnięcia parametrów punktowych. Jako alternatywa pozostawienie zapisu pod warunkiem zmiany brzmienia i traktowania go jako warunkowego i egzekwowanego wyłącznie w sytuacji, gdy nieosiągnięcie założonych parametrów wynikałoby z niedochowania należytej staranności, czyli zaniedbań wykonawcy w procesie badawczym i pomiarowym.
8. NCBR powinien stosować przedziały we wskaźnikach produktu i rezultatu w przypadku nowych programów w miejsce stosowanego w programie „Bloki 200+” systemu punktowego
9. NCBR powinien wprowadzić system dokumentowania przebiegu całego programu tj. wszystkich wydarzeń, czynności, procesów i dokumentów (regulaminy, wzorce dokumentów, protokoły, itd.) począwszy od etapu przygotowawczego aż po zamknięcie programu, tak, aby po kilku latach pomimo upływu czasu czy odejściu z Centrum osób zaangażowanych w jego realizację możliwe było jego wierne odtworzenie zarówno dla celów szkoleniowych jak i pod kątem tworzenia nowych programów.
10. Wprowadzenie przez PSE usługi systemowej elastycznego eksploatawania zmodernizowanych bloków węglowych jako elementu zwiększającego efektywność ekonomiczną wprowadzanych modernizacji.

1 Wprowadzenie

1.1 Przedmiot ewaluacji, cele badania i zakres

Niniejszy raport prezentuje wyniki ewaluacji programu "Bloki 200+". Celem tego programu było opracowanie technologii umożliwiających dokonanie zmiany charakterystyki pracy bloków parowych podkrytycznych klasy 200MWe opalanych węglem kamiennym lub brunatnym. Zakładana zmiana charakterystyki bloków miała polegać na przystosowaniu ich do pracy w warunkach dużej zmienności obciążenia, czyli jako tzw. źródła podszczytowe. Bloki te oryginalnie zostały zaprojektowane jako źródła wytwarzania energii elektrycznej do pracy w podstawie. Z technicznego punktu widzenia oznaczało to stosunkowo równomierne i stabilne obciążenie pracą. Wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w strukturze podaży energii elektrycznej umożliwia zmniejszenie zależności systemu elektroenergetycznego Polski od źródeł bazujących na paliwach kopalnych niekorzystnie wpływających na stan środowiska i klimatu. Bloki węglowe w takiej nowej sytuacji rynkowej mogą zatem pełnić wyłącznie rolę elementu stabilizującego (równoważącego) podaż w sytuacji, gdy źródła odnawialne z przyczyn naturalnych zmniejszą ilość wytwarzanej energii. Nowy reżim pracy bloków oznacza funkcjonowanie w warunkach bardzo dużej zmienności (częste włączanie i wyłączanie), do czego bloki te nie były przystosowane. Działanie w takich warunkach bez przeprowadzenia odpowiedniej modernizacji wiązało się z ryzykiem szybkiej i całkowitej destrukcji urządzeń energetycznych.

Celem ewaluacji była ocena stopnia realizacji celów programu oraz skuteczności i użyteczności zastosowanego trybu realizacji prac B+R bazującego na tzw. zamówieniu przedkomercyjnym. Badanie obejmowało pięciu wykonawców zaangażowanych w realizację poszczególnych faz programu (Faza I, II i III), NCBR jako podmiot wdrażający program oraz dwóch operatorów bloków energetycznych, u których przeprowadzane były badania w ramach fazy III.

Kluczowe obszary problemowe jakie obejmowała ewaluacja to:

- trafność założeń i użyteczności przyjętego modelu wsparcia działalności B+R,
- krótkoterminowy wpływ realizacji projektu na interesariuszy,
- skuteczność programu i zakładana trwałość wypracowanych efektów.

Ewaluacja została przeprowadzona w okresie wrzesień 2021 – luty 2022 r. W ramach badania przeprowadzono sześć wywiadów z przedstawicielami oferentów (w tym z pięcioma wykonawcami), jeden wywiad z przedstawicielem TGPE, trzy wywiady z przedstawicielami NCBR oraz dwa wywiady z operatorami bloków energetycznych, na których przeprowadzane były prace testowe (Faza III programu).

1.2 Pytania badawcze

Badanie zostało zorganizowane wokół pytań badawczych, których listę zamieszczamy poniżej wraz ze wskazaniem odpowiedniego miejsca w raporcie, gdzie uwzględniono odpowiedzi:

Tabela 1. Pytania badawcze

Pytanie	Rozdział/ Podrozdział	Pytanie	Rozdział/ Podrozdział
1. Jakie są efekty programu? Jakie są dodatkowe efekty realizacji prac zespołów badawczych (np. wzrost kompetencji, technologie odpryskowe)?	5.1	12. Czy kwestie związane z ochroną praw własności intelektualnej nie stanowią problemu we wdrażaniu programu? Jeśli tak, czy i w jaki sposób NCBR może minimalizować bariery i ryzyka związane z IPR?	4.2
2. Jakie niezamierzone/nieplanowane efekty wystąpiły przy realizacji prac w programie?	5.1	13. Czy wypracowane metody mają potencjał komercjalizacji międzynarodowej? Czy na rynku międzynarodowym doszukujemy się podobnych rozwiązań? Czy wypracowane rozwiązania są innowacyjne w skali międzynarodowej?	5.2.3 5.2.4
3. Jakie są najistotniejsze bariery i problemy związane z realizacją poszczególnych faz projektu po stronie Oferentów oraz NCBR? Jakiego typu bariery się pojawiają? Czy identyfikuje się bariery związane z kontynuacją prac oraz ich wdrożeniem? Jeśli tak, to czy NCBR może wpłynąć na ich neutralizację?	w każdym z rozdziałów 3-6 adekwatnie do zakresu rozdziału	14. Czy niedofinansowane projekty po fazie I i II są realizowane przy pomocy innych instrumentów/ w inny sposób? Czy doszło do połączenia się zespołów badawczych, w celu kontynuacji rozwoju metody, która nie uzyskała rekomendacji po fazie I i II?	5.1
4. Czy i w jaki sposób pandemia COVID-19 wpłynęła na realizację programu?	5.3	15. Jakie były motywacje do uruchomienia programu „Blok 200+” w formule PCP względem tradycyjnego modelu grantowego? Jak w konsekwencji przewagi generuje model PCP?	4.1 4.2
5. Czy realizacja udzielonych zamówień (ich skala i efekty) prowadzą do osiągnięcia celu programu? Czy istnieją ryzyka dla realizacji celu programu? Z czego wynikają?	5.1	16. Czy i w jakich aspektach model realizacji programu wpływa na zidentyfikowane efekty programu?	4.2
6. Czy można wnioskować o trwałości efektów udzielonych zamówień oraz prac zespołów badawczych?	5.2.5	17. Czy model (lejka) realizacji programu umożliwia skuteczne wdrażanie programu? Czy i co można poprawić w ramach systemu realizacji zamówień przedkomercyjnych?	4.2
7. Czy jest możliwe skalowanie rozwiązań wypracowanych w ramach prac zespołów projektowych w celu zapewnienia efektów synergii i rozwiązania głównego problemu programu? W jaki sposób zwiększyć skalowalność efektów?	5.2	18. Czy i jakie czynniki zewnętrzne wpływają na wdrożenie rezultatów prac zespołów projektowych (np. zaangażowanie instytucji centralnych, zmiana ustawodawstwa, zmiana strategii w zakresie energetyki)?	5.2.5
8. Czy cele i założenia programowe pozostają aktualne względem dokumentów strategicznych polityk krajowych i UE oraz kontekstu prawnego?	3.1	19. Jak wygląda zarządzanie projektem systemowym z punktu widzenia NCBR? Co należałoby usprawnić, a jakie dobre praktyki można wyróżnić?	6
9. Czy tematyka programu jest właściwa pod względem obecnych wyzwań w sektorze energetycznym w Polsce? Czy i w jakim kierunku należałoby go zmodyfikować?	3.1	20. Jakie są krytyczne momenty zarządzania programem? Co zrobić, by minimalizować ryzyka?	6

10. Czy wsparcie jest dopasowane do potrzeb interesariuszy działających w sektorze energetycznym – potencjalnych wykonawców i potencjalnych odbiorców rozwiązań? Jakie były motywacje do przystąpienia do programu wśród interesariuszy?	3.2	21. Jakie dobre praktyki w zakresie wdrażania programu w formule PCP można wyróżnić na przykładzie realizacji programu „Bloki 200+”?	7
11. Jak wygląda wewnętrzna współpraca w konsorcjum zespołów projektowych oraz ich kooperacja z instytucjami publicznymi, aktorami sektora wytwarzania energii (elektrownie – zarządcy bloków energetycznych), operatorem systemu przesyłowego (PSE)? Czy i jakie problemy można zaobserwować we współpracy?	3.2		

Nr pytania	Pytanie oryginalne	Proponowane uszczegółowienie
13	Czy wypracowane metody mają potencjał komercjalizacji międzynarodowej? Czy na rynku międzynarodowym doszukujemy się podobnych rozwiązań? Czy wypracowane rozwiązania są innowacyjne w skali międzynarodowej?	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Jak duży może być zagraniczny rynek zbytu na usługę modernizacyjną bloków klasy 200 MW? ➤ Czy podmioty które uzyskają licencję na metodę mają potencjał do komercjalizacji międzynarodowej? ➤ Czy zasadne jest, aby NCBR udzielał licencji podmiotom spoza grona uczestników Programu?
17	Czy model (lejka) realizacji Programu umożliwia skuteczne wdrożenie Programu? Czy i co można poprawić w ramach systemu realizacji zamówień przedkomercyjnych?	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Czy poziomy i zasady dofinansowania przewidziane dla poszczególnych faz były adekwatne z punktu widzenia skuteczności trybu zamówienia przedkomercyjnego? ➤ Czy zakładany sposób zawężania lejka (eliminacja po 1 fazie..., po 2 fazie...) był adekwatny w relacji do wysoce specjalistycznej tematyki Programu i istoty zamówień przedkomercyjnych?

2 Ogólna charakterystyka programu Bloki 200 +

Podsumowanie

- **Uruchomienie programu „Bloki 200+” miało wyjść naprzeciw oczekiwany zmianom w strukturze rynku elektroenergetycznego (wzrost udziału źródeł odnawialnych, wzrost zmienności podaży energii elektrycznej).**
- **Celem programu było opracowanie niskonakładowej metody modernizacji bloków energetycznych zasilanych węglem tak, aby były one w stanie sprostać pracy charakteryzującej się dużą zmiennością obciążenia.**
- **Realizacja programu została oparta o formułę zamówienia przedkomercyjnego tj. zamówienia publicznego obejmującego wyłącznie realizację prac B+R.**

2.1 Założenia i cele programu

Planowane zmiany w strukturze wytwarzania energii elektrycznej mające być odpowiedzią na kryzys klimatyczny postawiły na porządku dziennym konieczność zmiany podejścia do roli, jaką w systemie elektroenergetycznym pełniły bloki węglowe klasy 200 MW. Do tej pory stanowiły one bazę wytwarzania energii elektrycznej działając w tzw. podstawie rynku. W nowej sytuacji, czyli systematycznego przyrostu instalacji OZE i jednocześnie bardzo czasochłonnej budowy nowych mocy wytwórczych muszą one zająć na rynku pozycję źródła uzupełniającego, dopełniającego podaż w sytuacji pojawienia się szczytowego zapotrzebowania, które z różnych przyczyn nie może być zaspokojone z innych źródeł (nie bazujących na węglu).

Bloki klasy 200 MW, których dotyczy ta zmiana strukturalna to tzw. ciepłe jednostki wytwórcze energii elektrycznej, których podstawowym elementem jest trykadłubowa kondensacyjna turbina parowa współpracująca z kotłem parowym i generatorem prądu oraz podsystemami wejścia i wyjścia (zasobniki węglowe, młyn węglowy, wentylatory spalin, kondensatory, elektrofiltry, systemy automatyki i monitorowania, itd.)¹. Kotły tych bloków zasilane są węglem kamiennym lub brunatnym. Pierwszy blok tej klasy został oddany do eksploatacji w 1961 roku w elektrowni Turów. Ostatni uruchomiono w elektrowni Połaniec w 1983 roku. Łącznie w Polsce wybudowano 63 bloki energetyczne klasy 200 MW. W momencie uruchomienia przez NCBR programu modernizacji eksploatowane były 54 bloki² w dziewięciu lokalizacjach:

¹ Podstawowe charakterystyki techniczne kotłów i turbozespołów wchodzących w skład Bloków 200 MW przedstawia J. Trzszczyński w artykule „Bezpieczny i dyspozycyjny blok klasy 200 MW”. Energetyka, grudzień 2019 r. str. 815.

² Liczbę 54 eksploatowanych bloków podaje prezentacja „Program „Bloki 200+”. Zakres techniczny” Towarzystwa Gospodarczego Polskie Elektrownie z października 2017 r. Dr inż. J. Trzszczyński w artykule „Bezpieczny i dyspozycyjny blok klasy 200 MW”. Energetyka, grudzień 2019 r., str. 815 mówi o 48 eksploatowanych blokach. Z kolei w notatce informacyjnej ze stycznia 2020 r. Rafako podaje, że w Polsce funkcjonuje 47 takich bloków.

Dolna Odra, Pątnów, Turów, Rybnik, Łaziska, Jaworzno III, Połaniec, Koźlenice i Ostrołęka. Najwięcej bloków 200 MW funkcjonuje w ramach koncernu Tauron Wytwarzanie SA (10) oraz Enea Wytwarzanie i PGE Energia Ciepła (po 8)³.

Eksploatowane bloki mają za sobą od 38 lat do 60 lat pracy i średnio ok. 220-300 tys. godzin pracy i 1100-1600 uruchomień. Pomimo wielu lat eksploatacji ich stan techniczny jest zadowalający, gdyż kluczowe elementy konstrukcyjne i urządzenia pomocnicze były wielokrotnie poddawane modernizacjom poprawiającym parametry eksploatacyjne. Przykładowo, blok energetyczny oddany do eksploatacji w 1968 roku po dwóch modernizacjach (2000 r. i 2010 r.) zwiększył swoją moc z 200 MW do 238 MW przy spadku zużycia energii chemicznej paliwa z 10 287 kJ/kWh do 8968 kJ/kWh i spadku emisji CO₂ z 1 137 kg/MWh do 991 kg/MWh. Blok uruchomiony w 1981 roku po modernizacji w 1993 r. i 2015 r. zwiększył swoją moc znamionową z 215 MW do 242 MW przy spadku zużycia paliwa z 9 385 kJ/kWh do 8 791 kJ/kWh oraz zmniejszeniu emisji CO₂ o 7%⁴. Dzięki tym modernizacjom, bloki spełniły wymagania dyrektywy IED⁵ implementowanej Rozporządzeniem Ministra Środowiska⁶ oraz wymogi tzw. konkluzji BAT⁷, które obowiązują od sierpnia 2021 r.⁸

Znaczne nakłady finansowe już poniesione przez koncerny energetyczne na modernizację bloków klasy 200+⁹, konieczność finansowania budowy nowych jednostek wytwórczych oraz duża niepewność co do dalszych warunków pracy bloków węglowych (cena energii elektrycznej, pojawienie się kolejnych wymogów środowiskowych, cena uprawnień do emisji CO₂, czas eksploatacji) mocno ograniczyły pole manewru co do

<https://www.money.pl/gielta/rafako-modernizacji-bedzie-podlegac-ok-30-blokow-200-chcemy-pozyskac-30-40-6472188665394817a.html>

³ Przedmiotem modernizacji nie mają być jednak wszystkie bloki klasy 200 MW, gdyż część bloków najstarszych ma stanowić tzw. zimną rezerwę (bloki takie będą konserwowane w celu zachowania ich sprawności eksploatacyjnej, a ich uruchomienie będzie wymagać kilku dni).

⁴ Powyższe przykłady efektów modernizacji zaczerpnięto z prezentacji p. Adama Smolika „Rewitalizacja bloków 200 MW” przedstawionej na konwersatorium „Inteligentna energetyka” (wrzesień 2018 r.). Inny przykład modernizacji turbozespołu bloku 200 MW omawia artykuł R. Nowaka i R. Wiśniewskiego „Modernizacja bloków 200 MW”. Energetyka Ciepła i Zawodowa, nr 7-8/2012 str. 112.

⁵ Chodzi o Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontroli). (tekst Dyrektywy dostępny pod adresem <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=celex%3A32010L0075>).

⁶ Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 4 listopada 2014 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów. (tekst rozporządzenia dostępny pod adresem: <http://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU20140001546/O/D20141546.pdf>

⁷ Decyzja wykonawcza Komisji (UE) 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017 r. ustanawiająca konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE.

⁸ Są to przepisy nakładające na elektrownie rygorystyczne wymogi dotyczące dopuszczalnych poziomów emisji dwutlenku siarki, tlenków azotu, chloru, rtęci, fluorowodoru, pyłów.

⁹ S. Tokarski podaje, że w związku z przyjęciem dyrektywy IED dostosowanie jednostek klasy 200 i 360 MW do nowych wymogów wymagało poniesienia nakładów rzędu 100-150 mln na jeden blok. S. Tokarski „Po co modernizować stare bloki węglowe”. Nowa Energia 3/2017.

skali nakładów finansowych, jakie na taką modernizację mogłyby być przeznaczone (ryzyko nieodzyskania nakładów poniesionych na modernizację).

Przy takich uwarunkowaniach konstrukcja programu „Bloki 200+” musiała bazować na następujących czterech założeniach:

1. Modernizacja ma umożliwić funkcjonowanie bloków w trybie pracy jako tzw. jednostki szczytowo-rezerwowe, podszczytowe i regulacyjne lub jednostki podstawowe. Są to tryby pracy charakteryzujące się dużą liczbą uruchomień, a następnie wyłączeń - tzw. odstawienia (liczba uruchomień może wahać się od 50 w przypadku pracy szczytowo-rezerwowej do 300 rocznie w przypadku pracy podszczytowej i regulacyjnej), skróconym czasem pracy w ciągu roku (od 1500 do 3000 h/rok; w przypadku jednostek eksploatowanych w trybie „podstawy” nawet 4000 h/rok), dużą nieregularnością pracy (przerwy kilkudniowe), bardzo szybkimi przyrostami mocy (szybki rozruch) i następnie szybkimi jej redukcjami (zrzuty mocy), obniżonym do około 40% mocy nominalnej minimum technicznym bloku¹⁰;
2. Modernizacja powinna umożliwić wydłużenie ресурсu technicznego (czas pracy) bloku o kilkadziesiąt tysięcy godzin (ok. 15 lat; w przypadku jednostek, które pracowałyby w podstawie obciążenia do 20 lat), tak aby bloki te mogły pracować do momentu oddania do użytkowania nowych mocy wytwórczych;
3. Opracowany sposób modernizacji powinien być efektywny kosztowo tj. prowadzić do osiągnięcia założonych parametrów i funkcjonalności przy jak najniższych nakładach finansowych. Z tego punktu widzenia modernizacja zasadniczo powinna być realizowana bez ponoszenia nakładów na wymianę kluczowych elementów konstrukcyjnych bloku;
4. Modernizacja oprócz uzyskania znacznego wzrostu elastyczności pracy może także (ale nie jest to warunek konieczny) prowadzić do zmniejszenia emisyjności poniżej poziomów wynikających z obowiązujących norm (szczególnie w zakresie Konkluzji BAT).

Przy tak zdefiniowanych założeniach brzegowych, cel programu „Bloki 200+” został sformułowany jako opracowanie metody będącej:

„innowacyjną (rozumianą jako technologia nowopowstała lub w sposób znaczny zmodyfikowana, adoptowaną do potrzeb programu), referencyjną, testową nowatorską, niskonakładową technologią zmiany reżimów pracy (charakterystyki pracy) Bloków, rozumianą jako zbiór rozwiązań technicznych zmierzających do zmiany podstawowych parametrów pracy i utrzymania Bloków dostosowujących

¹⁰ Założenia do programu „Innowacyjna modernizacja węglowych bloków energetycznych klasy 200+ pod kątem wymogów środowiskowych i eksploatacyjnych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym w latach 2018-2040”. Maszynopis niedatowany. NCBR.

je do nowych wymagań i określonego reżimu pracy z większą zmiennością obciążenia i z dużą liczbą odstawień i uruchomień, a także zbiór rozwiązań organizacyjnych, prawnych, biznesowych ...”¹¹.

Dodatkowo wskazano, że tak zdefiniowany cel nie dopuszcza opracowania technologii, która zakładałaby wymianę Bloków na inne bloki energetyczne, ani wymiany podstawowych urządzeń. Opracowywana technologia powinna charakteryzować się walorem nowości – powinna być niedostępna na rynku, innowacyjna i nowatorska. Wskazano także, aby proponowane rozwiązanie (technologia) uwzględniała możliwość skalowania tj. możliwość zastosowania w innych blokach parowych, w szczególności tzw. blokach podkrytycznych klasy 360 MWe i 500 MWe.

Ponieważ do realizacji programu zastosowano rzadko do tej pory stosowany tryb PCP, to dodatkowym, niewskazanym w dokumentach formalnych (tj. w regulaminie postępowania konkursowego) celem było przetestowanie tego trybu realizacji prac B+R.

¹¹ Regulamin przeprowadzania postępowania konkursowego pod nazwą: „Program „Bloki 200+” Innowacyjna technologia zmiany reżimu pracy bloków energetycznych klasy 200MWe”. NCBR, Warszawa 22 lutego 2018 r. str. 5.

2.2 Konstrukcja programu

Konstrukcja programu została zdefiniowana w regulaminie przeprowadzania postępowania konkursowego. Jego przygotowanie poprzedziły kilkunastomiesięczne prace przygotowawcze, w które zaangażowane było grono ekspertów prawnych i branżowych. Kluczowe elementy konstrukcji programu przedstawiają się następująco.

1. Do udziału w postępowaniu konkursowym zostały dopuszczone m.in. jednostki naukowe uczelni wyższych, instytuty PAN, konsorcja naukowo-przemysłowe, przedsiębiorcy mający status centrum badawczo-rozwojowego¹².
2. Wnioskodawca musiał dysponować kompetencjami w realizacji prac B+R w zakresie ośmiu obszarów (m.in. budowa maszyn i urządzeń energetycznych, chemia spalania, modelowanie matematyczne, badania wytrzymałościowe itd.)¹³ oraz zespołem legitymującym się określonym dorobkiem literaturowym we wspomnianych zakresach problemowych (budowa maszyn i urządzeń energetycznych itd.)¹⁴
3. Udział w Programie mogli wziąć wykonawcy, którzy pozytywnie przeszli fazę kwalifikacji. Kwalifikacja polegała na formalnej i merytorycznej ocenie wniosków, w których wnioskodawcy przedstawiali innowacyjny sposób podejścia do realizacji określonych w Regulaminie tzw. zadań cząstkowych, efektem czego powinno być osiągnięcie minimalnych parametrów technicznych pracy bloku energetycznego¹⁵.
4. Wnioskodawcy, którzy pozytywnie przeszli kwalifikację, i z którymi podpisano umowy mogli przystąpić do realizacji prac badawczych. Program pod tym względem został podzielony na trzy fazy¹⁶:
 - a. w fazie I wykonawcy mieli za zadanie – w oparciu o przeprowadzone badania przemysłowe - przedstawić uszczegółowienie pomysłów zaprezentowanych we wniosku w zakresie sposobu osiągnięcia minimalnych parametrów technicznych oraz sposobu spełnienia wymagań fakultatywnych głównie w zakresie wymogów środowiskowych¹⁷. Efektem końcowym tej fazy powinna być Koncepcja wykazująca poziom TRL II.

¹² Rodzaj podmiotów mogących uczestniczyć w postępowaniu konkursowym został dokładnie zdefiniowany w art. 9.1 par 1 pkt. 1 Regulaminu.

¹³ Art. 9.1 par. 1 pkt. 4 Regulaminu.

¹⁴ Art. 9.1 par. 1 pkt. 6 Regulaminu.

¹⁵ Parametry te wymienione zostały w tabeli 9.1 Regulaminu: czas rozruchu ze stanu zimnego – nie dłużej niż 5 godzin, ze stanu ciepłego <2,5 h, ze stanu gorącego <1,5 h, gradient przyrostu mocy – 4% mocy osiągalnej (MW/min), minimum techniczne jednostki wytwórcze – 40% mocy osiągalnej, rozwiązanie informatyczne i kontrolno-pomiarowe umożliwiające prognozowanie wpływu szybkich startów, odstawień i zmienności obciążenia na wskaźniki awaryjności i dyspozycyjności, itd.

¹⁶ Zakres tych prac określał art. 3.4.2 oraz art. 12, 13 i 14.

¹⁷ Tabela 12.1 Regulaminu.

- b. w fazie II rozwiązania zaprezentowane w koncepcji będą weryfikowane w skali laboratoryjnej. Ta faza programu powinna doprowadzić opracowywaną metodę modernizacji bloków klasy 200+ do poziomu TRL IV.
 - c. w fazie III zaproponowana przez wykonawców metoda zostanie poddana weryfikacji w skali rzeczywistej na dwóch blokach energetycznych. Końcowym efektem badań ma być metoda spełniająca kryteria TRL VIII. Potwierdzenie jej skuteczności zostanie dokonane przez niezależną od wnioskodawców tzw. firmę pomiarową, która wykona pomiary parametrów pracy bloku testowego przed wdrożeniem na nich rozwiązań przewidzianych metodą oraz po jej aplikacji.
5. Budżet programu został określony na poziomie 190 mln zł. Maksymalna kwota dofinansowania przypadająca na jednego wykonawcę – przy założeniu, że uczestniczy on w realizacji wszystkich trzech faz – wynosiła 89,5 mln zł. Wykonawcy, których koncepcje zostały pozytywnie ocenione w fazie I mogli otrzymać dofinansowanie w wysokości maksymalnie 100 tys. zł (brutto). W fazie II dofinansowanie to mogło wynieść nie więcej niż 2,5 mln zł (brutto), a w fazie III 86,9 mln zł (brutto)¹⁸.
6. W przypadku fazy I oraz II zasady finansowania przewidywały zapłatę wyłącznie po złożeniu projektu Koncepcji (Faza I) i Raportu¹⁹ (Faza II) oraz uzyskaniu pozytywnej oceny merytorycznej (odpowiednio projektu Koncepcji lub Raportu). Przyjęty system oceny przewidywał przyznanie Koncepcji oceny negatywnej²⁰, jeśli co najmniej jedno zadanie cząstkowe w ramach kryteriów obligatoryjnych zostało ocenione negatywnie (tj. przyznanie zera punktów przy skali oceny 0-3) przez co najmniej 2/3 osób oceniających. W fazie II przyznanie co najmniej jednej oceny negatywnej („0” punktów) dla któregośkolwiek zadania cząstkowego obligatoryjnego (z powodu przeprowadzenia go niezgodnie z założeniami fazy I) skutkowało negatywną oceną całego Raportu²¹. Ocena Fazy III nie miała już charakteru dyskryminacyjnego i powiązana była z wynikami pomiaru osiągnięcia zakładanych wyników. Mechanizm finansowania w tej fazie zakładał warunkową wypłatę dwóch ostatnich rat płatności (po 10% wartości danego zadania cząstkowego) uzależnioną od odbioru wyników Fazy III i przedłożenia do NCBR Dokumentacji Metody oraz w zależności od uzyskania pozytywnej oceny wyników Pomiarów II (drugie 10%).
7. Mechanizm selekcji zastosowany w Programie oparty został na rozwoju konkurencyjnym prowadzonym etapami (tzw. „lejek”). Taki algorytm selekcji umożliwiło zastosowanie trybu

¹⁸ Koszty planowanych prac B+R jakie miały być realizowane w kolejnych fazach (II i III) były wykazywane w raportach z realizacji danej fazy (I i II) i podlegały ocenie przez niezależnego rzeczoznawcę.

¹⁹ Raport stanowiący podsumowanie wyników prac B+R przeprowadzonych w fazie II.

²⁰ Oznaczało to tym samym wykluczenie danego wykonawcy z udziału w kolejnej fazie.

²¹ Należy nadmienić, że bardzo istotnym warunkiem dopuszczenia do udziału w Fazie III było – oprócz pozytywnej oceny Raportu – także zawarcie z właścicielem bloku energetycznego, na którym miałyby być przeprowadzone referencyjne prace B+R porozumienia w sprawie udostępnienia takiego bloku.

zamówienia przedkomercyjnego opartego na tzw. Zasadach Ramowych (2014/24/UE)²² oraz Komunikacie Komisji Europejskiej w sprawie zamówień przedkomercyjnych²³. Oznaczało to, że odmiennie niż w „klasycznym” mechanizmie konkursów dotacyjnych do równoległej realizacji swoich pomysłów i prowadzenia prac B+R mogło być dopuszczonych kilku wykonawców, aby wraz z kolejnymi uszczegółowieniami zaproponowanych rozwiązań dokonywać wyboru projektów najlepszych. W Programie „Blok 200+” do realizacji fazy I przystąpiło pięciu wykonawców, a następnie wszyscy oni zostali dopuszczeni do fazy II. Do ostatniej fazy dopuszczono trzech wykonawców.

8. Wykonawcy, którzy skutecznie ukończyliby fazę III zostali zobowiązani do udzielenia NCBR nieodpłatnej licencji wraz z prawem do sublicencji na korzystanie z wyników prac B+R (oraz tzw. przedmiotów *background IP*). Wraz z udzieleniem licencji NCBR nabywa także prawo do dokonywania komercjalizacji oraz wyłącznego czerpania z tego tytułu korzyści. Natomiast wykonawcy zostali zobowiązani do dokonywania komercjalizacji²⁴ opracowanej metody przez okres co najmniej 5 lat oraz udzielania odpłatnej i niewyłącznej licencji każdemu podmiotowi, który zaakceptuje rynkowe warunki licencji. Część przychodów z komercjalizacji (tj. procent ustalony w umowie) powinien być przekazywany na rachunek NCBR.

²² Komunikat Komisji „Zasady ramowe dotyczące pomocy państwa na działalność badawczą, rozwojową i innowacyjną”. (2014/C 198/01).

²³ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów: „Zamówienia przedkomercyjne: wspieranie innowacyjności w celu zapewnienia trwałości i wysokiej jakości usług publicznych w Europie”. Bruksela, dnia 14.12.2007 r.

²⁴ Rozumianej np. jako wdrożenie metody w działalności danego operatora bloku energetycznego. Za komercjalizację nie uważa się jednak jednorazowe zbycie całości *foreground* i *background IP*.

3 Adekwatność programu „Bloki 200+”

Podsumowanie

- Tematyka programu „Bloki 200+” została określona w sposób właściwy, odpowiadający wyzwaniom wywołanym systematyczną zmianą struktury rynku energii elektrycznej.
- W 2017 roku łączna moc zainstalowana elektrowni bazujących na OZE (wiatr, słońce, woda) wynosiła 6 341 MW, co stanowiło 14,6% całkowitej mocy zainstalowanej i dawało ponad ośmioprocentowy (8,44%) wkład do produkcji energii elektrycznej.
- Pojawienie się w strukturze wytwarzania energii elektrycznej źródeł odnawialnych (zgodnie z Europejskim Zielonym Ładem oraz strategią „Polityka Energetyczna Polski do 2040”) postawiło na porządku dziennym zagadnienie niestabilności tego źródła i konieczności zapewnienia jego okresowej substytucji i pewnej rezerwy mocy zainstalowanej.
- W efekcie wzrostu udziału OZE, szybka i całkowita rezygnacja z energetyki węglowej nie jest możliwa, dopóki źródła konwencjonalne nie zostaną zastąpione przez inne źródła o wysokim poziomie sterowalności, jak np. bloki zasilane gazem ziemnym, wodorem, elektrownie atomowe, magazyny energii. Tym samym zwiększenie elastyczności działania posiadanych aktywów energetycznych, w tym także działających bloków węglowych, które będą teraz traktowane jako źródła rezerwowe jest zgodne ze strategicznymi kierunkami krajowymi i szerzej UE.
- Zastosowana formuła zamówienia przedkomercyjnego spowodowała, że wsparcie zaplanowane w ramach programu zostało przede wszystkim dopasowane do potrzeb wykonawców realizujących prace B+R przy znacznie mniejszym dostosowaniu do potrzeb pozostałych interesariuszy (koncernów energetycznych) z uwagi na ich nieobecność przy planowaniu i monitorowaniu efektów tych prac.
- Kwoty desygnowane przez NCBR na realizację poszczególnych faz były adekwatne do potrzeb wykonawców, a mechanizm dodatkowej weryfikacji kosztów realizacji poszczególnych zadań umożliwił realizację badań nad metodami o różnej kapitałochłonności. Problem na jaki wskazywali wykonawcy projektów dotyczył braku zaliczek w ramach III fazy, gdzie wartość zadań cząstkowych była najwyższa.

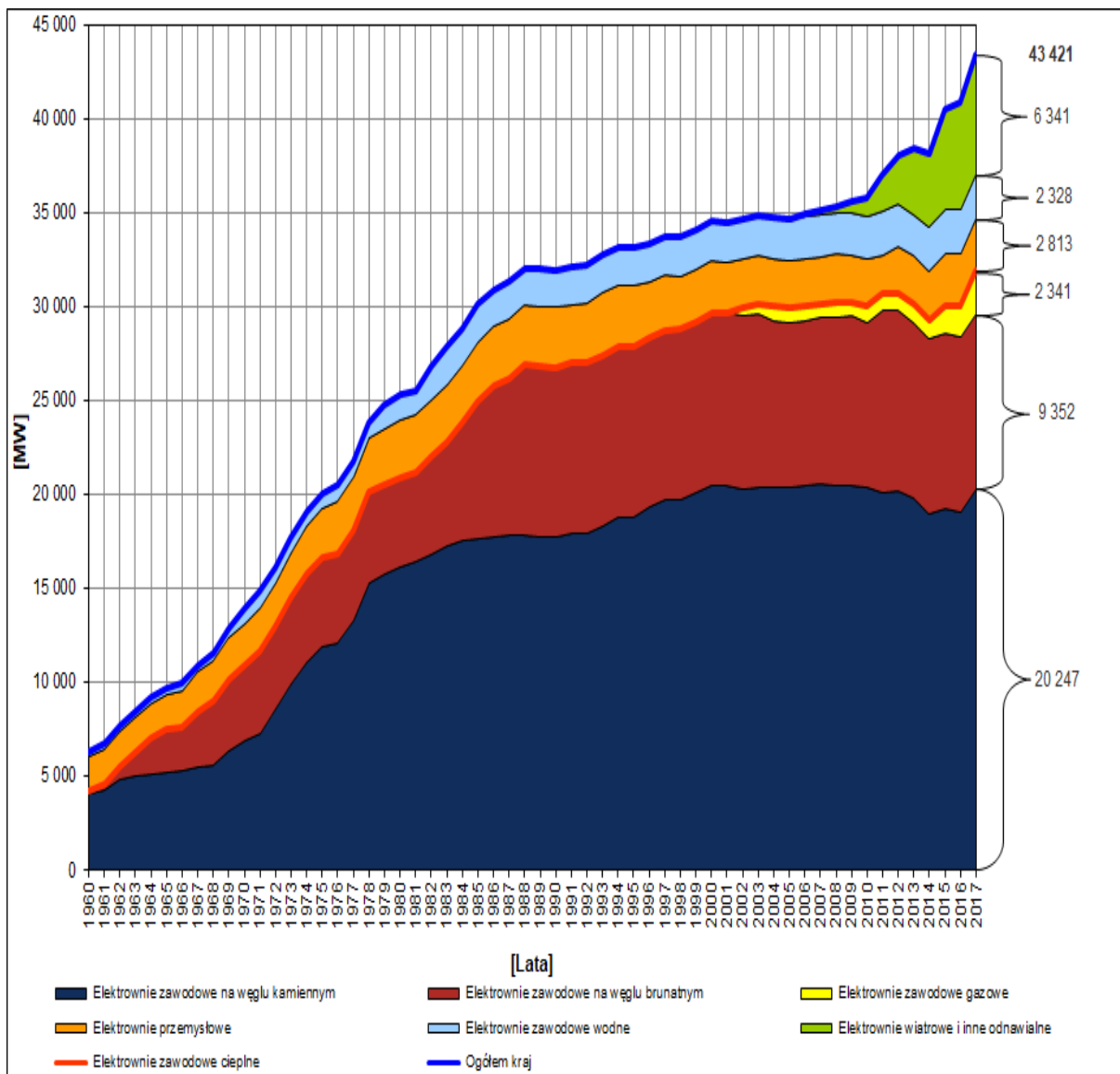
3.1 Wyzwania w sektorze, aktualność celów i założeń

Tematyka programu „Bloki 200+” została określona w sposób właściwy, odpowiadający wyzwaniom wywołanym systematyczną zmianą struktury rynku energii elektrycznej. W ciągu ostatnich 25 lat systemy elektroenergetyczne krajów Unii Europejskiej podlegały systematycznej transformacji. Polegała ona na coraz szerszym wykorzystywaniu w procesie wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej źródeł odnawialnych, takich jak energia wody, słońca i wiatru. Czynnikiem inicjującym tą transformację był w pierwszej kolejności postęp technologiczny, dzięki któremu na rynku pojawiły się efektywne kosztowo i wydajne ogniwa fotowoltaiczne oraz wysokosprawne turbiny wiatrowe, a następnie innowacje organizacyjne powodujące wzrost efektywności projektów energetycznych dzięki uzyskiwaniu ekonomicznych efektów skali (farmy wiatrowe, farmy fotowoltaiczne). Ważną zmianą organizacyjną było powstanie koncepcji zdecentralizowanego wytwarzania energii elektrycznej w oparciu o tzw. prosumentów (producent i konsument jednocześnie), którym może być gospodarstwo domowe, co jeszcze bardziej zwiększyło popyt na inwestycje w źródła odnawialne (tzw. mikroinstalacje).

Procesy transformacji rynku energii nie ominęły polskiego sektora elektroenergetycznego. Przez kilka dziesięcioleci podaż energii elektrycznej w Polsce opierała się praktycznie wyłącznie na blokach wytwórczych wykorzystujących jako paliwo węgiel kamienny lub brunatny. O takiej strukturze nośników energii decydowała obfitość pokładów węgla. Struktura ta przez wiele dziesięcioleci była praktycznie niezmienna. Istotniejsze zmiany zaczęły się pojawiać pod koniec XX wieku, kiedy to uruchomiono jednostki wytwórcze opalane gazem ziemnym, a następnie intensywnie zaczęto inwestować w farmy wiatrowe i fotowoltaiczne (Wykres 1 i 2). Pod koniec pierwszej dekady XXI wieku łączna moc elektrowni wiatrowych zainstalowanych na lądzie wynosiła 1 180,3 MW, aby pod koniec 2017 roku powiększyć się pięciokrotnie do poziomu 5 858,2 MW. Równie dynamicznie przyrosły moce wytwórcze w sektorze energetyki słonecznej. Na koniec 2017 roku instalacje fotowoltaiczne dysponowały mocą 107,7 MW co w porównaniu z poziomem z 2010 roku (0,033 MW) oznaczało wzrost o 32 tys. procent²⁵. W efekcie tych zmian w 2017 roku – kiedy Program „Bloki 200+” nabierał kształtu – łączna moc zainstalowana elektrowni bazujących na OZE (wiatr, słońce, woda) wynosiła 6 341 MW co stanowiło 14,6% całkowitej mocy zainstalowanej i dawało ponad ośmioprocentowy (8,44%) wkład do produkcji energii elektrycznej (Wykres 3 i 4).

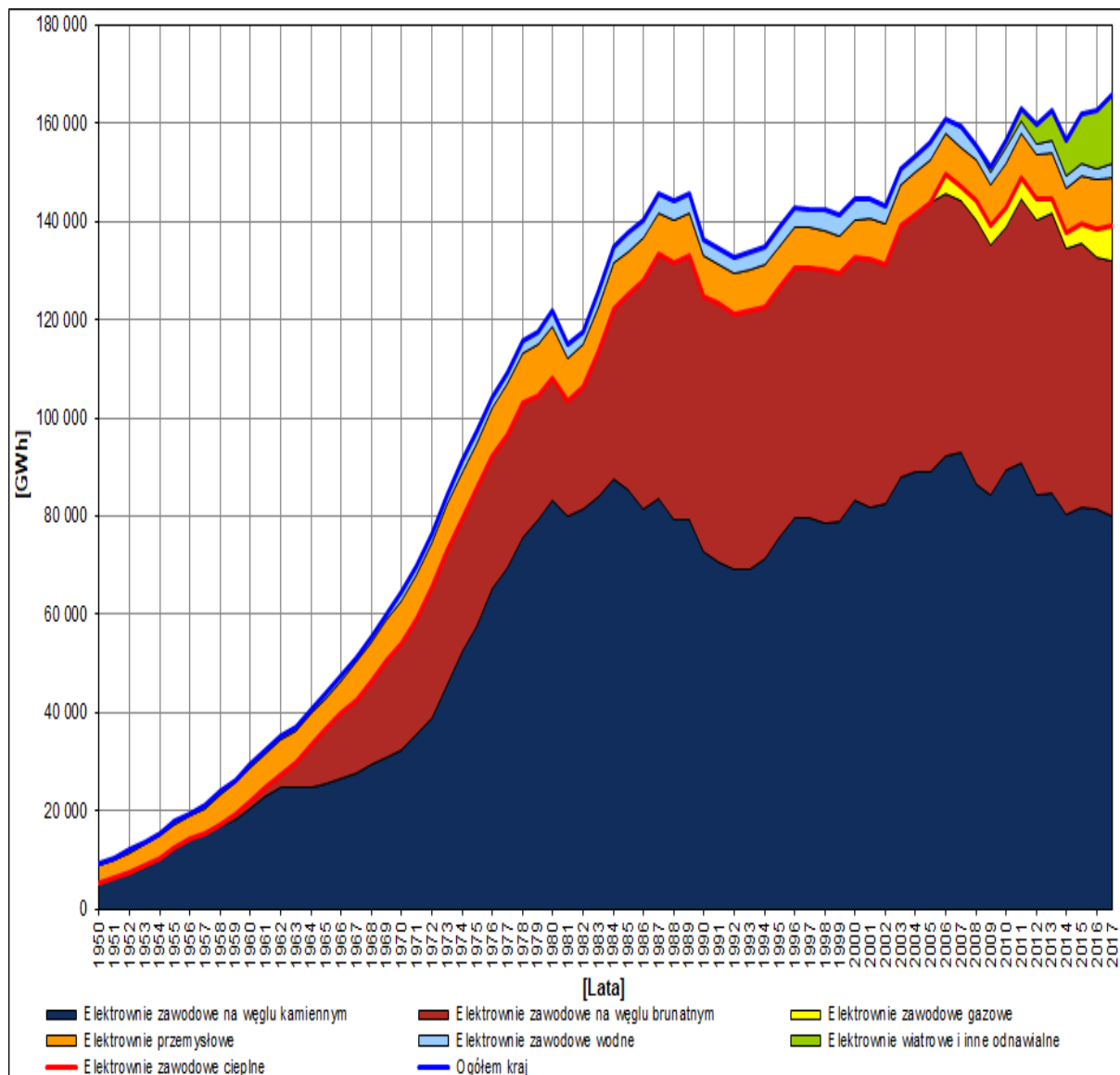
²⁵ Dane URE.

Wykres 1. Moc zainstalowana w krajowym systemie elektroenergetycznym w latach 1960-2017.



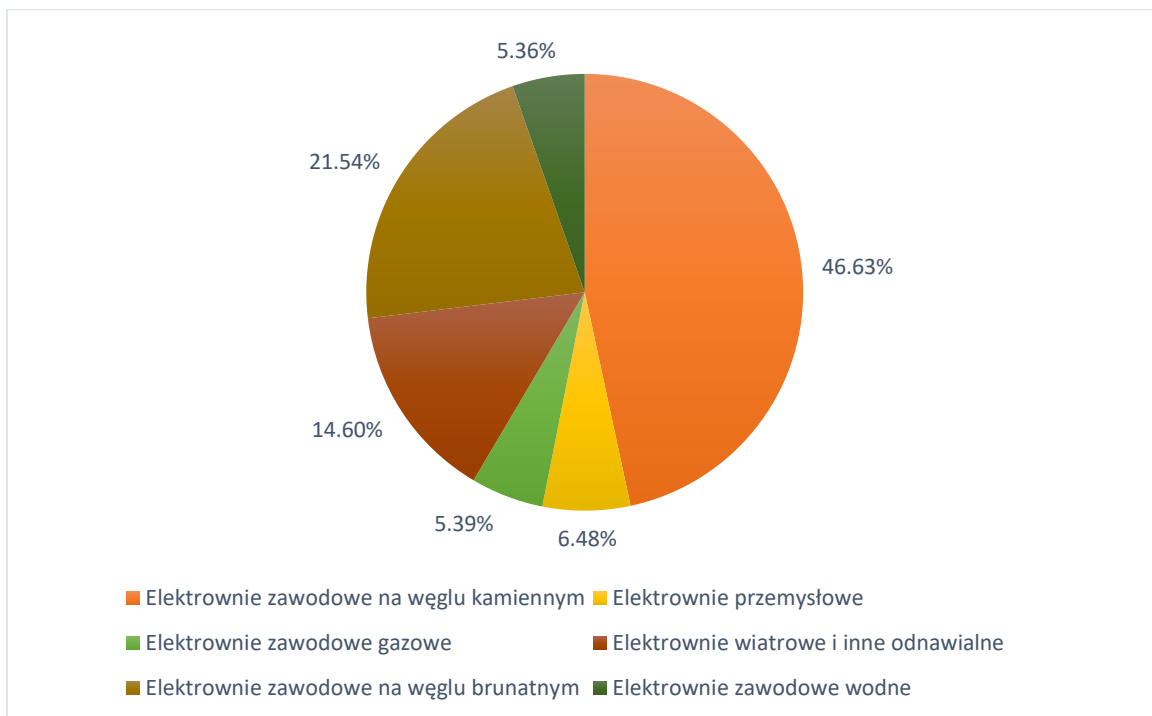
Źródło: Raport 2017 KSE, Polskie Sieci Elektroenergetyczne https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-rocne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2017#r6_3

Wykres 2. Produkcja energii elektrycznej w latach 1950-2017.



Źródło: Raport 2017 KSE, Polskie Sieci Elektroenergetyczne https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2017#r6_3

Wykres 3. Struktura mocy zainstalowanej w KSE stan na 31.12.2017 roku.



Źródło: Raport 2017 KSE, Polskie Sieci Elektroenergetyczne https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2017#r6_3

Wykres 4. Struktura produkcji energii elektrycznej według rodzajów paliw w 2017 roku.



Źródło: Raport 2017 KSE, Polskie Sieci Elektroenergetyczne https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2017#r6_3

Wzrost udziału źródeł odnawialnych w produkcji energii elektrycznej zmienił nie tylko strukturę podaży, ale przede wszystkim warunki funkcjonowania i eksploatacji poszczególnych źródeł konwencjonalnych. Wytwarzanie energii elektrycznej przed pojawieniem się źródeł odnawialnych bazowało na blokach energetycznych wykorzystujących jako paliwo węgiel kamienny i brunatny. Bloki te funkcjonowały praktycznie w trybie ciągłym przy bardzo małej zmienności parametrów technicznych. Z myślą o takich warunkach pracy – w tzw. podstawie krzywej obciążenia – bloki te były projektowane i budowane. Wśród tego typu bloków węglowych bloki klasy 200 MW stanowią większość. Z danych publikowanych przez Agencję Rynku Energii wynika, że na koniec czerwca 2021 roku całkowita elektryczna moc zainstalowana w kraju wyniosła 52,7 tys. MW, z czego 61,3% mocy przypadało na elektrownie zawodowe ciepłe zasilane węglem kamiennym i brunatnym²⁶. Przy sumarycznej mocy bloków 200 MW wynoszącej ok. 12,3 tys. MW ich udział w mocy całkowitej wynosi zatem ok. 26%. W przypadku produkcji energii ich udział jest jeszcze większy i zakłada się, że sięga poziomu ok. 48-50%²⁷.

Pojawienie się w strukturze wytwarzania energii elektrycznej źródeł odnawialnych postawiło na porządku dziennym zagadnienie niestabilności tego źródła i konieczności zapewnienia jego okresowej substytucji i pewnej rezerwy mocy zainstalowanej. Ze wszystkich źródeł energii źródła odnawialne, korzystające wprost z czynników atmosferycznych, z oczywistych powodów, charakteryzują się największą „niesterowalnością”. Obrazuje to tzw. korekcyjny współczynnik dyspozycyjności²⁸, który np. dla lądowych turbin wiatrowych i morskich wynosi odpowiednio 13,93% i 20,34, dla elektrowni słonecznych 2,27%, a dla źródeł konwencjonalnych ponad 90%. W efekcie pojawienia się w strukturze wytwarzania energii elektrycznej coraz większej ilości źródeł odnawialnych i systematycznego wzrostu tego udziału całkowita rezygnacja z energetyki węglowej nie jest możliwa, dopóki źródła te nie zostaną zastąpione przez inne źródła o wysokim poziomie sterowalności (bloki zasilane gazem ziemnym, wodorem, elektrownie atomowe, magazyny energii).

Uruchomiony program, odpowiadając na zmiany w strukturze rynku elektroenergetycznego, tym samym jest w pełni aktualny względem dokumentów strategicznych polityk krajowych i UE. Aktualność tę pokazuje schemat 1. Cel klimatyczny zdefiniowany w dokumencie programowym Europejski Zielony Ład (tj. redukcja emisji gazów cieplarnianych, osiągnięcie neutralności klimatycznej) na poziomie krajowym w postaci strategii „Polityka Energetyczna Polski do 2040” został zoperacjonalizowany w formie konkretnych działań inwestycyjnych mających na celu zwiększenie udziału OZE w produkcji energii. To z kolei w sytuacji, gdy nadrzędnym celem polityki krajowej jest zapewnienie stabilności systemu (czyli zapewnienie ciągłości podaży

²⁶ Informacja statystyczna o rynku energii elektrycznej. Biuletyn miesięczny. Nr 6 (330) czerwiec 2021. Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Agencja Rynku Energii S.A., str. 14.

²⁷ Wg. danych Agencji Rynku Energii w czerwcu 2021 roku wyprodukowano 13 684 GWh energii z czego 72,5% przypadło na elektrownie ciepłe zasilane węglem. Adam Smolik podaje, że na bloki 200+ średnio przypada 48-50% produkcji całej energii. Porównaj: Sprawozdanie z debaty na temat „Przyszłość konwencjonalnej energetyki w Polsce”. Gliwice, 22 marca 2017 r.

²⁸ Korekcyjny współczynnik dyspozycyjności odzwierciedla uśrednioną dostępną moc dla poszczególnych technologii wytwarzania. Korekcyjny współczynnik dyspozycyjności odniesiony do mocy osiągalnej netto, wyznacza maksymalny poziom mocy, jaki źródło reprezentujące dany typ technologii, może zaoferować na rynku. Korekcyjny współczynnik dyspozycyjności uwzględnia planowane i nieplanowane ubytki mocy osiągalnej. Może przyjmować wartość od 0 do 1 (0-100%); im wyższa wartość współczynnika tym jego stabilność i pewność pracy wyższa.

energii), w którym dużą rolę będą pełnić źródła niestabilne (OZE), oznacza konieczność zwiększenia elastyczności działania posiadanych aktywów energetycznych, w tym także działających bloków węglowych, które będą teraz traktowane jako źródła rezerwowe.

Schemat 1. Program „Bloki 200+” a dokumenty strategiczne

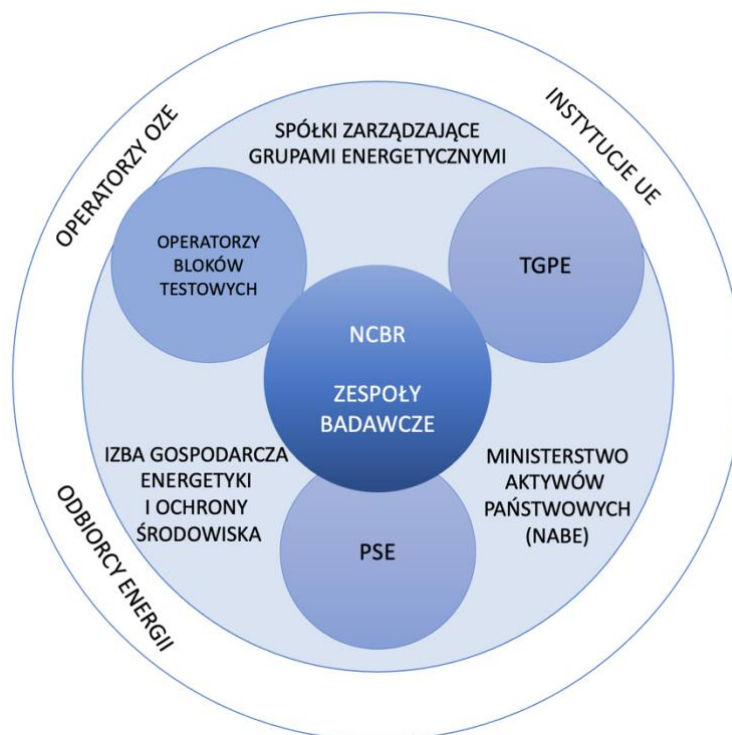


Źródło: Taylor Economics

3.2 Wsparcie w ramach programu a potrzeby interesariuszy

Bezpośrednimi interesariuszami w programie Bloki 200+ są NCBR i zespoły badawcze realizujące prace badawcze. W gronie interesariuszy, którzy w program zostali zaangażowani w mniejszym stopniu jest TGPE, PSE i operatorzy bloków energetycznych udostępnianych do testów w ramach III fazy badania. TGPE jako reprezentant sektora energetycznego zaangażowane było w definiowanie przyszłych warunków technicznych, jakie powinny być możliwe do osiągnięcia w wyniku aplikacji opracowywanej metody modernizacji. PSE brało udział przy określaniu grafika wyłączeń dla prowadzenia testów w fazie III. Z kolei operatorzy bloków energetycznych byli wybierani przez wykonawców prac B+R do testów w ramach III fazy. Pozostali interesariusze nie znaleźli się wśród podmiotów zaangażowanych w przygotowanie, monitorowanie czy nadzór projektów realizowanych w ramach programu „Bloki 200+”.

Schemat 2. Interesariusze programu „Bloki 200+”



Źródło: Taylor Economics na podstawie Prezentacja programu „Bloki 200+”, III Seminarium nt. Programu 200+, Warszawa 26 października 2017 r.

Zastosowana formuła zamówienia przedkomercyjnego spowodowała, że wsparcie zaplanowane w ramach programu zostało przede wszystkim dopasowane do potrzeb wykonawców realizujących prace B+R przy znacznie mniejszym dostosowaniu do potrzeb pozostałych interesariuszy - koncernów energetycznych oraz podmiotów zarządzających systemem elektroenergetycznym.

Dopasowanie do potrzeb wykonawców przejawiało się przede wszystkim w warunkach dostępu do postępowania konkursowego, które ograniczały się do kilku zespołów w Polsce (wymogi merytoryczne dotyczące stopnia zaawansowania projektu metody) oraz kwot finansowania przeznaczonych na poszczególne etapy prac (fazy). Oba parametry tj. spełnianie warunków przewidzianych w art. 9 regulaminu postępowania²⁹ oraz kwoty finansowania faz, były wskazywane przez respondentów jako adekwatne do potrzeb programu. Kwota 100 tys. zł przewidziana w ramach fazy I była adekwatna dla podmiotów, które wcześniej już realizowały prace badawcze dotyczące zwiększenia elastyczności bloków energetycznych 200+. Celem Zamawiającego było jednak wybranie do realizacji podmiotów, które już posiadały doświadczenie badawcze w tym obszarze na co wskazują pozostałe kryteria merytoryczne. Przeznaczenie do 2,5 mln zł na realizację II fazy badawczej i do 86,9 mln zł na realizację III fazy badania było również adekwatne. Kwoty zostały oszacowane na podstawie ekspertyz zrealizowanych przez Zespół ds. Nowych Technologii Wytwarzania Energii a ich adekwatność potwierdzona w trakcie IDI. Niemniej jednak, należy zwrócić uwagę na ostateczną kwotę kosztów w ramach III fazy wskazaną przez Pro Novum tj. 12,4 mln zł³⁰, która w znacznym stopniu odbiega od wartości wskazanych przez dwa pozostałe konsorcja (Tabela 9). Związane jest to z niską kapitałochłonnością opracowanej metody i innym podejściem do rozwiązania problemu badawczego. Wyznaczenie wysokiej górnej granicy nakładów w ramach III fazy i następnie weryfikacja kosztów przez zewnętrzny podmiot wybrany przez NCBR było efektywnym rozwiązaniem. W kontekście finansowania III fazy wykonawcy projektów zwracali uwagę na brak zaliczek. Z uwagi na wartość poszczególnych zadań częściowych ma to bezpośredni wpływ na płynność finansową wykonawców - przedsiębiorców, którzy przystępując do konsorcjów muszą dysponować odpowiednią kwotą na sfinansowanie tej fazy projektu. W sytuacji wystąpienia jakichkolwiek zaburzeń finansowych u wykonawców, płynność finansowa i realizacja projektu B+R mogą być zagrożone.

Potrzeby pozostałych interesariuszy nie zostały adekwatnie uwzględnione w warunkach programu. W szczególności należy wskazać tutaj na brak odbiorców technologii tj. operatorów bloków 200+ MWe czy w szerszym kontekście spółek zarządzających koncernami energetycznymi. Jak wskazano w Ekspertyzie branżowej (Załącznik), brak przedstawicieli sektora energetycznego może wpłynąć w przyszłości na sensowność wdrożenia zarówno w kontekście technologicznym (zakres i warunki metody) jak i ekonomicznym (opłacalność wdrożenia). Właściwe uwzględnienie potrzeb odbiorców opracowywanych rozwiązań (elektrowni) wymagałoby z jednej strony opracowania adekwatnej metody modernizacji oraz sformułowania warunków cenowych w ramach tzw. usługi systemowej finansowanej przez PSE, przy których posiadanie w swoich aktywach energetycznych bloków o dużej elastyczności działania byłoby opłacalne. Definicja metody faktycznie zakładała, że w jej "skład" będą także wchodzić "...rozwiązania organizacyjne, prawne i biznesowe...", jednakże z posiadanych informacji wynika, że wykonawcy skoncentrowali się wyłącznie na kwestiach technicznych i technologicznych. Z drugiej strony, prace modernizacyjne w ramach bloków energetycznych są stale realizowane, a tam gdzie jest to nieefektywne bloki są wyłączane. Brak

²⁹ Obok kompetencji w zakresie wykonywania analiz i rozwiązań problemów B+R w specyficznych obszarach Wnioskodawcy musieli przedstawić projekt obejmujący zadania częściowe i sposób ich rozwiązania, co wymagało prowadzenia wcześniejszych prac badawczych w tym obszarze.

³⁰ W ramach wniosku złożonego w konkursie Pro Novum szacowało wartość całego projektu na 77,5 mln zł.

wiedzy w tym zakresie ze strony wykonawców prac B+R będzie utrudniać przyszłe wdrożenia i skalowanie metody. Należy tutaj zwrócić uwagę na fakt, że wykonawcy prac B+R w niewielkim stopniu uwzględnili kwestię emisyjności (które pojawią się w konsekwencji realizacji Europejskiego Zielonego Ładu), która jest podstawą obecnych modernizacji.

W ramach realizowanego programu nie uwzględniono także udziału właściciela i regulatora rynku w postaci odpowiedniego Ministerstwa (na moment przygotowania programu było to Ministerstwo Energii a obecnie jest to Ministerstwo Aktywów Państwowych i tworzące się NABE (szerzej na ten temat w Załącznik/Ekspertyza branżowa). Podmioty te kształtują warunki w jakich ma funkcjonować system elektroenergetyczne w kraju (strategia, regulacje) dlatego udział tych podmiotów w kształtowaniu warunków programu jest kluczowy. Znaczenie ma tutaj chociażby termin wyłączenia bloków węglowych lub kwestia finansowania modernizacji. Istotne jest także chociażby wiedza o realizowanych pracach B+R, co może być następnie uwzględnione w planach strategicznych dla kraju.

Brak możliwości dopasowania wsparcia do potrzeb takich interesariuszy, jak odbiorcy usługi wynikający z przyjętej formuły zamówienia przedkomercyjnego, może być jednak "naprawiony" na etapie post-realizacyjnym. Wymaga to przeprowadzenia ustaleń na linii: wykonawcy metody, zainteresowane elektrownie i PSE, co do warunków cenowych usługi systemowej elastycznego eksploataowania zmodernizowanych bloków węglowych.

W przypadku pozostałych interesariuszy ich bezpośrednie uwzględnienie w Programie nie jest wymagane.

4 Model realizacji programu

Podsumowanie

- Tradycyjny model finansowania grantowego nie jest w przypadku programu „Bloki 200+” formułą umożliwiającą realizację założonych celów. Z kolei zamówienia przedkomercyjne oraz partnerstwo innowacyjne to dwa komplementarne instrumenty zamówień publicznych, służące stymulowaniu podaży innowacji i ich implementacji.
- Oba instrumenty (PCP i PI) różnią się nie tylko pod względem swojej podstawy prawnej i zakresu uregulowania, ale przede wszystkim rodzaju i siły bodźców jakie oddziałują na wykonawców (fazy B+R, fazy produkcji/wytwarzania)
- Wybór trybu zamówienia jest funkcją charakteru opracowywanej innowacji (specyficzna, niespecyficzna dla zamawiającego), rozwiązań zastosowanych w odniesieniu do praw własności przemysłowej oraz struktury sektora potencjalnych wykonawców zamówienia.
- Partnerstwo innowacyjne mogło być rozwiązaniem optymalnym do realizacji programu. Kluczowym argumentem mogącym przemawiać za partnerstwem jest poziom specyficzności opracowywanych metod. Tryb ten ostatecznie nie został zastosowany z powodu ryzyka wystąpienia nieuprawnionej pomocy publicznej. Pomijając ten argument wydaje się, że zastosowanie trybu partnerstwa innowacyjnego i tak nie byłoby wykonalne przede wszystkim ze względu na niepewność systemową.
- Mankamentem programu był brak operatorów energetycznych na etapie formułowania programu a następnie na etapie monitorowania postępu prac. Spowodowało to problemy związane z wyborem bloków energetycznych do testów w ramach III fazy badań oraz może mieć wpływ na przyszłe wdrożenia.
- Sposób organizacji programu w formule PCP wskazuje, że pod pewnymi względami (np. występowanie w roli zamawiającego podmiotu spoza sektora energetycznego, sposób uregulowania rozporządzania prawami własności intelektualnej) odbiega on od teoretycznego modelu, jak i praktyki spotykanej w programach zagranicznych.
- Największą wartością dodaną trybu PCP (i partnerstwa innowacyjnego) jest możliwość zastosowania rozwoju konkurencyjnego prowadzonego etapami, czyli tzw. „lejka”. Umożliwia on zakwalifikowanie do ostatecznego etapu jedynie jednej lub kilku metod co zwiększa prawdopodobieństwo wdrożenia.
- Sposób regulacji kwestii IP implikuje kilka problemów. Po pierwsze, w okresie 5 lat od zakończenia fazy III, wykonawca musi udzielać niewyłącznej i odpłatnej licencji na opracowaną metodę modernizacji. Po drugie, NCBR uzyskało licencję na metodę wraz z prawem do sublicencji oraz całkowitego przejścia przychodów z tak realizowanej samodzielnej komercjalizacji pomimo braku możliwości realizacji wdrożenia (brak bloków energetycznych). Po trzecie, przekazanie zamawiającemu wraz z *background IP* i *foreground IP* wzbudziło kontrowersje i prawdopodobnie

było też jednym z powodów rezygnacji z udziału w programie podmiotu zagranicznego. Powyższe kwestie wymagają zmian na co wskazano w Rekomendacjach.

- **Ustanowienie kary za niezrealizowanie któregokolwiek z parametrów projektu jest niezgodne z logiką realizacji prac B+R, gdzie ryzyko niezrealizowania lub odstępstwa od założonych wskaźników jest regułą. W pierwszej kolejności parametry powinny zostać oszacowane przedziałowo, a na zakończenie projektu powinna być przewidziana 10% premia za osiągnięcie wyników**

4.1 Zamówienia przedkomercyjne – teoria i praktyka

Zamówienia przedkomercyjne oraz partnerstwo innowacyjne (gdzie do fazy PCP dołączany jest proces wytwarzania) to dwa komplementarne instrumenty zamówień publicznych, służące stymulowaniu podaży innowacji i ich implementacji. Oba instrumenty różnią się nie tylko pod względem swojej podstawy prawnej i zakresu uregulowania, ale przede wszystkim rodzaju i siły bodźców, jakie oddziałują na wykonawców (fazy B+R, fazy produkcji/wytwarzania). Poniżej przedstawiamy teoretyczny oraz praktyczny kontekst funkcjonowania PCP, co umożliwi dokonanie analizy rozwiązań zastosowanych w Programie „Blok 200+”.

Zamówienie przedkomercyjne posiada następujące cechy. Po pierwsze, faza prac B+R jest po względem prawnym – w formie osobnej umowy - oddzielona od zamówienia na wytwarzanie uzyskanych wyników w postaci usług lub produktów. Oba etapy są więc realizowane w oparciu o dwie niezależne od siebie umowy, z których każda poprzedzona jest osobnym postępowaniem przetargowym. Po drugie, korzyści powstałe w wyniku realizacji prac B+R (tj. tworzenie innowacji) są dzielone pomiędzy podmiot zamawiający oraz wykonawcę fazy B+R. Tym samym podmiot publiczny występujący w roli zamawiającego nie uzyskuje wyłącznego dostępu do powstałej innowacji. Oznacza to między innymi fakt, że efekty trybu PCP (stworzone innowacje) mogą być dzielone pomiędzy wykonawcę i rynek. Po trzecie, realizacja fazy B+R prowadzona jest w formie rozwoju konkurencyjnego prowadzonego etapami - mechanizm tzw. „lejka”. Zastosowanie „lejka” umożliwia więcej niż jednemu wykonawcy udział w każdej fazie realizacji zamówienia (jest to tzw. *multiple sourcing*).

Dołączenie do trybu PCP w ramach jednego kontraktu (umowy) zamówienia na wytworzenie pewnej partii opracowanych (innowacyjnych) produktów/usług oznacza przekształcenie trybu zamówienia przedkomercyjnego w tryb partnerstwa innowacyjnego. Zatem w ramach PI prace B+R są ściśle powiązane z komercjalizacją otrzymanych efektów. Analogicznie jak w PCP, także w partnerstwie innowacyjnym istnieje możliwość rozwoju projektów (faza B+R) w cyklu rozwoju konkurencyjnego prowadzonego etapami (tzw. lejki). Obowiązujące przepisy dają możliwość zawarcia porozumienia z jednym lub z wieloma partnerami.

Ponieważ nadrzędnym celem partnerstwa innowacyjnego jest wzbudzenie rynku, faza wykonawstwa jest ograniczona co do swojej skali po to, by nie spowodować „zablokowania” dostępu do rynku (tj. w sytuacji, jeśli zamówiona ilość produktów/usług będzie na tyle duża, że spowoduje to ograniczenie w dostępie do rynku dla innych wytwórców)³¹.

Istotą obu instrumentów jest więc rozdzielenie prac B+R (PCP) od produkcji lub związanie B+R z komercjalizacją (PI). Ponieważ faza komercjalizacji daje możliwość skonsumowania efektów prowadzonych prac B+R, jej występowanie lub nie rzutuje na sposób zachowania się wykonawców³². W przypadku, gdy opracowywane innowacje mają charakter rozwiązań specyficznych dla danego publicznego zamawiającego lub stosunkowo wąskiego grona instytucji publicznych (tj. poza kilkoma podmiotami publicznymi nie ma na niego rynku³³), a dodatkowo pomiędzy poszczególnymi etapami procesu badawczego istnieją synergie, to złączenie fazy B+R z wytwarzaniem (czyli tryb partnerstwa) będzie bodźcem dla wykonawcy do większego wysiłku w fazie B+R, gdyż tym większą korzyść będzie można osiągnąć w fazie wytwarzania. Bodziec w postaci ujęcia w jednej umowie (partnerstwa) zlecenia na wykonawstwo ma dodatkowe znaczenie, gdy wykonawca nie może np. korzystać z pełni praw własności przemysłowej, gdyż musi się tymi prawami dzielić z zamawiającym, a także podmiotami trzecimi. W sytuacji odwrotnej, gdy innowacje mają (mogą mieć) dużą wartość rynkową (tj. nie są specyficzne wyłącznie dla publicznego zamawiającego), wówczas bodźcem do należytego przeprowadzenia fazy B+R będzie możliwość komercjalizacji na rynku (i brak ograniczeń kontraktowych w tym zakresie). W takim wypadku tryb PCP staje się bardziej optymalny niż partnerstwo innowacyjne.

Kompleksowość trybu partnerstwa innowacyjnego, czyli ścisłe połączenie badań z wykonawstwem ma jednak istotną słabość, gdyż znacznie podwyższa koszty dostępu do takich projektów (zleceń). W praktyce może to oznaczać dyskryminację MSP mogących posiadać znaczny potencjał do kreowania innowacji, ale bardzo mały potencjał do realizacji procesów wytwórczych (MSP może nie być w stanie ani samodzielnie sfinansować wytwarzania, ani pozyskać na to środków zewnętrznych³⁴).

³¹ Takie zabezpieczenie zawiera art. 73h ust. 3 ustawy Prawo zamówień publicznych jaka obowiązywała w momencie ogłaszania programu „Bloki 200+” (ustawa z dnia 29 stycznia 2004 r. Prawo zamówień publicznych). W aktualnie obowiązującej ustawie (ustawa z dnia 11 września 2019 r.) jest to art. 206 ust.2.

³² Iossa, E., Biagi, F., & Valbonesi, P. (2018). „Pre-commercial procurement, procurement of innovative solutions and innovation partnerships in the EU: rationale and strategy”. *Economics of Innovation and New Technology*, 27(8), 730-749.

³³ Przykładem mogą być złożone systemy sterowania ruchem ulicznym w dużych miastach.

³⁴ Wymóg łącznego wzięcia pod uwagę – w przypadku partnerstwa – zdolności do generowania innowacji i wdrażania wyniku wprost z brzmienia art. 73d ustawy jaka obowiązywała w momencie ogłaszania programu „Bloki 200+”. W aktualnie obowiązującej ustawie jest to art. 193 ust. 1.

Reasumując powyższe uwagi, można stwierdzić, że wybór trybu zamówienia jest funkcją charakteru opracowywanej innowacji (specyficzna, niespecyficzna dla zamawiającego), rozwiązań zastosowanych w odniesieniu do praw własności przemysłowej oraz struktury sektora potencjalnych wykonawców zamówienia. Trzymając się takiego modelu teoretycznego można stwierdzić, że partnerstwo innowacyjne jest trybem bardziej optymalnym, gdy występują znaczne korzyści skali i zakresu lub tzw. pozytywne efekty zewnętrzne pomiędzy B+R, a procesem wytwarzania, innowacja jest specyficzna dla zamawiającego i ma małą wartość rynkową (ograniczony rynek prywatny), a MSP jako potencjalne źródło innowacji pełnią małą rolę na tym rynku. Jeśli uchylić te założenia, a szczególnie to dotyczące wartości rynkowej innowacji i odpowiedniego skonfigurowania praw własności przemysłowej (dającego nawet pewien czasowy monopol na komercjalizację), to wówczas PCP oferuje większe optimum i bodźce do skutecznego prowadzenia fazy B+R.

Oprócz właściwości PCP wynikających z analizy modelu teoretycznego, ciekawych wniosków dostarcza przegląd projektów realizowanych w trybie PCP w Europie (Załącznik 2). We wszystkich przytoczonych tu przykładach w roli zamawiającego występowały te podmioty, które - jak można się domyślać z ich charakterystyki - są bezpośrednio zainteresowane zakupem (wdrożeniem) efektów fazy B+R w ramach odrębnego zamówienia, o ile faza B+R zakończy się osiągnięciem założonych celów. Dostępne informacje na temat budżetu i jego struktury wskazują też, że w każdym projekcie podmioty zamawiające uczestniczyły w finansowaniu zamówienia. Pojawiał się tam także inwestor „finansowy”, jednakże za każdym razem (przy finansowaniu środkami funduszy strukturalnych lub innymi środkami publicznymi) jego zadaniem było wyłącznie dostarczenie finansowania i wzięcie na siebie znacznej części ryzyka (ale nie całego). Z charakterystyki przedmiotu poszczególnych zamówień PCP można wnosić, że większości przedstawionych przykładów poziom specjalizacji (specyficzności) opracowywanych rozwiązań był duży (np. eliminacja przecieków sieci wodociągowej, wykrywanie materiałów wybuchowych, rekultywacja terenów skażonych, analiza ruchu pieszych w Brukseli) co – jak wynika z modelu teoretycznego – preferowałoby tryb partnerstwa - podczas gdy faktycznie wybrano tryb PCP. Trzeba jednak zaznaczyć, że pomimo tej specyficzności przedmiotu rynek publiczny jest na tyle duży, że niski poziom uniwersalności wcale nie powinien być przeszkodą do szerokiej komercjalizacji (co wskazuje na zasadność zastosowania trybu PCP). Jeszcze lepiej to widać na kilku przykładach partnerstwa innowacyjnego (Załącznik 2). Tu faktycznie poziom specyficzności opracowywanych rozwiązań jest niezwykle wysoki, a zastosowanie trybu PCP nie otwierałoby pola do szerokiego, opłacalnego zastosowania opracowanej innowacji.

Tabela 2. Czynniki determinujące wybór trybu zamówienia

Czynniki preferujące zastosowanie trybu Partnerstwa Innowacyjnego	Czynniki preferujące zastosowanie trybu PCP
Niski poziom uniwersalności przedmiotu zamówienia	Wysoka wartość rynkowa innowacji; popyt z sektora prywatnego
Wysoki poziom tzw. ekonomii zakresu oraz pozytywne efekty zewnętrzne pomiędzy fazą B+R a produkcją	Brak ekonomii zakresu czy pozytywnych efektów zewnętrznych pomiędzy badaniami a wytwarzaniem
Mało istotna rola MSP na danym rynku	Duża liczba MSP na rynku
Ograniczona konkurencja rynkowa	Konkurencyjny rynek
Brak istotnego ryzyka ograniczenia dostępu do rynku (w wyniku rozpoczęcia produkcji na dużą skalę)	Możliwość intensyfikacji konkurencji dla eliminacji dominacji zwycięzcy fazy B+R
Dokładne zdefiniowanie parametrów i celów poszczególnych etapów projektu	Trudność w zdefiniowaniu parametrów i celów poszczególnych etapów projektu
Wysoki poziom sprawności działania podmiotu ogłaszającego zamówienie	Niski poziom sprawności podmiotu organizującego zamówienie

Źródło: Iossa E., F. Biagi, P. Valbonesi (2018) "Pre-commercial Procurement of Innovative Solutions and Innovation Partnerships in the EU: Rationale and Strategy". *Economics of Innovation and new Technology*, 27 (8), s. 730

4.2 Program „Bloki 200+” a zastosowana konstrukcja PCP

Analiza sposobu organizacji programu „Bloki 200+” w kontekście zarysowanych teoretycznych podstaw funkcjonowania trybu PCP oraz praktyki aplikacji tego typu instrumentu pozwala na sformułowanie następujących wniosków.

1. Realizacja programu „Bloki 200+” w trybie partnerstwa innowacyjnego była teoretycznie możliwa, lecz z powodów praktycznych okazała się niewykonalna³⁵. Program według pierwotnych założeń miał być zorganizowany w takim trybie z udziałem operatorów bloków energetycznych klasy 200 MW, którzy zgłosiliby gotowość udostępnienia wybranych bloków do przeprowadzenia testów pilotażowych jednocześnie deklarując podpisanie umów na modernizację (zastosowanie metody opracowanej w fazie B+R). W założeniach Program miał być finansowany zarówno przez NCBR (w większej części), jak i operatorów bloków. Wkład finansowy tych ostatnich miał dotyczyć przede wszystkim finansowania tych prac, które nie miałyby znamion innowacji³⁶. Ponieważ środki inwestowane w Program przez NCBR miały pochodzić z funduszy strukturalnych, istniałaby też konieczność zaangażowania środków wykonawców dla uniknięcia pomocy publicznej.
2. Przedstawione wcześniej uwagi na temat modelu teoretycznego mogą wskazywać, że partnerstwo innowacyjne mogło być rozwiązaniem optymalnym do realizacji programu. Kluczowym argumentem mogącym przemawiać za partnerstwem jest poziom specyficzności opracowywanych metod. Metody są dedykowane blokom węglowym określonej klasy, a dodatkowo ich ukierunkowanie na uelastycznienie pracy bloków raczej zawęża zakres ich zastosowania niż poszerza. Wymóg niskiego kosztu wdrożenia niewątpliwie poprawia aplikacyjność, ale wcale nie poszerza możliwości ich zastosowania (tj. nadal są to bloki węglowe i należałoby zmienić tryb pracy). Poza tym kwestią najważniejszą jest to, że rynek, na którym metody mogą zostać użyte nie jest rynkiem konkurencyjnym o niskich barierach wejścia, co mogłoby zapewnić duży popyt. Sektor elektroenergetyczny to rynek wysoce regulowany zarówno pod względem stanowienia cen, jak i kształtowania podaży oraz dostępu do infrastruktury przesyłowej. Z tych powodów oferowanie usługi modernizacyjnej bloków na rynku krajowym czy zagranicznym będzie procesem bardzo trudnym, dodatkowo nieufatwionym przez głębokie przemiany tego sektora związane z wyzwaniami klimatycznymi. Ta wysoka specyficzność usługi modernizacyjnej i znaczna specyfika sektora przemawiałyby na rzecz trybu partnerstwa, gdzie naturalnymi kandydatami do roli członków partnerstwa innowacyjnego i współzamawiających powinny być te koncerny energetyczne, które w swoich aktywach miały najwięcej takich bloków (np. Enea – 8 bloków, PGE Energia – 8 bloków)³⁷.

³⁵ Opis programu „„Bloki 200+””. NCBR, Warszawa, kwiecień 2017 r. Maszynopis.

³⁶ Ustawa z dnia 29 stycznia 2004 r. Prawo zamówień publicznych w art. 73a wymagała, aby przedmiotem partnerstwa było opracowanie innowacyjnego produktu, usługi lub robót budowlanych.

³⁷ A. Smolik „Rewitalizacja bloków 200 MW”. Warszawa, 17 listopada 2016 r.

3. Tryb partnerstwa innowacyjnego ostatecznie nie został zastosowany, choć rozwiązanie to należałoby uznać za optymalne. Z uzyskanych informacji wynika, że zrezygnowano z niego z powodu ryzyka wystąpienia nieuprawnionej pomocy publicznej. Pomijając te argumenty wydaje się, że zastosowanie trybu partnerstwa innowacyjnego i tak nie byłoby wykonalne przede wszystkim ze względu na niepewność systemową. Założenia programu były formułowane w odpowiedzi na zmieniające się warunki funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego (wzrost roli OZE, presja regulacji klimatycznych), które wymuszały zmianę funkcji pełnionej przez bloki węglowe z przejścia z roli podstawowego źródła energii elektrycznej do roli elementu stabilizującego podaż. Zmianom tym towarzyszyła jednak zarówno niepewność co do roli i miejsca bloków w całym systemie, jak i niepewność co do parametrów ekonomicznych determinujących opłacalność eksploatacji tych bloków (cena energii elektrycznej, zasady funkcjonowania rynku mocy, dostępność innych mechanizmów finansowych zapewniających pokrywanie kosztów eksploatacji). Ta niepewność systemowa znalazła wyraz w cytowanym raporcie URE³⁸, z którego wynika, że koncerny - nie mając jasności co do warunków funkcjonowania bloków - nie wykazują większego zainteresowania inwestowaniem w nie. Taka niepewność systemowa najprawdopodobniej skutkowałaby niemożnością pozyskania kogokolwiek do roli partnera w partnerstwie innowacyjnym, czyli podmiotu, który musiałby *ex-ante* zadeklarować zaangażowanie własnych środków w niepewną co do efektów fazę B+R, a następnie we wdrożenie wyników (tj. ponieść nakłady inwestycyjne w niewiadomej wielkości i nie mając gwarancji ich odzyskania), a także obowiązujące w spółkach energetycznych z przewagą udziału kapitału Skarbu Państwa zasady postępowania przetargowych przy zamawianiu usług.
4. Sposób organizacji programu w formule PCP wskazuje, że pod pewnymi względami odbiega on od teoretycznego modelu, jak i praktyki spotykanej w programach zagranicznych (Załącznik 2). Przede wszystkim w roli zamawiającego występuje instytucja (NCBR), która nie może być bezpośrednim beneficjentem opracowywanych rozwiązań, a także charakteryzuje się małym potencjałem do przeprowadzenia skutecznej komercjalizacji na rynku prywatnym. Istotnie różni się to od praktyki programów zagranicznych realizowanych w trybie PCP, gdzie zamawiającym jest podmiot lub grupa podmiotów stanowiących źródło potencjalnego popytu. W programach tych często pojawia się także instytucja pasywna z punktu widzenia celów programu pełniąca jedynie rolę „inwestora finansowego” (np. Komisja Europejska wspierająca finansowo tryb PCP za pomocą programu Horyzont, lokalne agencje wsparcia rozwoju). Poprzez udział w finansowaniu budżetu przejmuje ona na siebie część – ale nie całość - ryzyka porażki fazy B+R. Z niezrozumiałych powodów taki wariant PCP tj. z udziałem NCBR oraz operatorów bloków jako współzamawiających nie był brany pod uwagę. Rozwiązanie takie mogło być bardziej praktyczne z punktu widzenia np. dostępu NCBR do branżowego know-how³⁹ oraz by umożliwić sprawniejsze i szybsze uruchomienie programu

³⁸ „Informacja na temat planów inwestycyjnych w nowe moce wytwórcze w latach 2020-2034”. Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa czerwiec 2021.

³⁹ Które, w realizowanym modelu (bez udziału branżowych współzamawiających) jest kupowane z zewnątrz w postaci usługi doradczej/analizyjnej.

jednocześnie nie nakładając na operatorów bloków istotnych zobowiązań finansowych (ich wkład mógł mieć charakter wycenionego w pieniądzu „aportu” rzeczowego⁴⁰ w formie udostępnienia bloków do testów metody w Fazie III). Był to jeden z najpoważniejszych problemów w programie, którego konsekwencją były trudności organizacyjne na etapie II fazy w związku z wycofaniem się niektórych operatorów (zmiana strategii co do zasilania węglem, zmiany kadrowe). Kolejny element dotyczył niepewności operatorów co do metody, która miała być testowana na bloku. Z uwagi na brak udziału w projektowaniu parametrów, jakie miały być osiągnięte w programie, operatorzy nie mieli pewności co do zakresu metody i jej wpływu na bezpieczeństwo bloków energetycznych. Miało to swoje konsekwencje we wprowadzeniu zabezpieczeń i polis dla wykonawców testujących metody.

5. Bardzo istotną kwestią jest sposób podejścia do rozwiązań w zakresie IP i wynikających stąd mechanizmów komercjalizacji. Choć trudno w tej kwestii wskazać jednolitą praktykę europejską, to przyjęte rozwiązania w naszej ocenie są nieoptymalne i niepraktyczne. Trzeba tu wskazać na trzy problemy. Po pierwsze, w przypadku trybu PCP bodźcem do intensywnego zaangażowania się w fazę B+R jest pozostawienie po stronie wykonawcy całości praw własności przemysłowej, gdyż nie mając zapewnionego dostępu do komercjalizacji (w ramach jednego zamówienia tak jak to jest w trybie partnerstwa) powinien on mieć jak najszerszą możliwość skonsumowania efektów procesu B+R na rynku komercyjnym. W Programie „Bloki 200+” możliwość taka została jednak ograniczona, gdyż wykonawcy mają obowiązek, w okresie 5 lat od zakończenia fazy III, udzielać niewyłącznej i odpłatnej licencji na opracowaną metodę modernizacji⁴¹. Z góry więc przesądzono, że wykonawca choć ma obowiązek „zainwestować” w opracowywaną metodę cały swój potencjał intelektualny, nie powinien mieć prawa do okresowego monopolu na czerpanie korzyści z innowacji, tak jak to jest w przypadku wynalazku i ochrony patentowej (dającą tego typu monopol). Z pozoru może się wydawać, że takie rozwiązanie (tj. obowiązkowa licencja) jest jedynym możliwym, gdyż wymagają tego przepisy UE⁴². Faktyczne dyspozycje Zasad Ramowych w tej kwestii są ogólne i trudno z nich wywnioskować konieczność stosowania tak restrykcyjnego podejścia⁴³. W praktyce europejskiej stosowane są bardziej pragmatyczne rozwiązania w postaci prawa (a nie obowiązku) do udzielania licencji powiązanego z klauzulą *call-back*⁴⁴. Po drugie, NCBR uzyskało licencję na metodę wraz z prawem do sublicencji oraz całkowitego przejęcia przychodów z tak realizowanej samodzielnej komercjalizacji⁴⁵. Taka praktyka jest stosowana w programach zagranicznych, jednakże w zupełnie

⁴⁰ Tym aportem byłyby wynagrodzenia osób, które z ramienia operatorów bloków brały udział (jako obserwatorzy) w pracach testowych. Za aport można by także uznać utracone korzyści wynikające z wyłączenia bloków. W czasie jednego z wywiadów podano kwotę ok. 1 mln zł jako wartość utraconych (niezarobionych) przychodów z powodu wyłączenia bloku.

⁴¹ Art. 24 par. 1 wzoru umowy o wykonanie i finansowanie projektu w Programie „„Bloki 200+””. Załącznik nr 2 do Regulaminu przeprowadzania postępowania konkursowego pod nazwą Program „Bloki 200+”.

⁴² Punkt 2.3, litera „d” tiret drugie Zasad ramowych dotyczących pomocy państwa na działalność badawczą, rozwojową i innowacyjną (2014/C/198/01).

⁴³ Rozwiązanie takie było krytykowane przez wszystkich respondentów.

⁴⁴ Żądanie przeniesienia (na żądającego) praw IP.

⁴⁵ Art. 24 par. 8 wzoru umowy.

innym kontekście. Tam przekazanie zamawiającemu licencji do wyników programu na ogół odnosi się do prawa korzystania z tej licencji na potrzeby własne⁴⁶ zamawiającego, którym – jak wskazaliśmy wcześniej – praktycznie zawsze jest instytucja, która wynik programu może wdrożyć we własnej działalności. Wówczas faktyczne korzyści z takiej „wewnętrznej” komercjalizacji są internalizowane (w całości przejęte). Stojąc na stanowisku, że umowa na realizację projektu powinna gwarantować równość stron⁴⁷ z uwagi na fakt, że wykonawca ma obowiązek dokonywania komercjalizacji zgodnie z regułą FRAND (*Fair, Reasonable and Non-Discriminatory Conditions*), to jeśli dochodziłoby do przekazania praw do efektów programu zamawiającemu, wówczas również i on powinien mieć obowiązek do dokonywania komercjalizacji na zasadach FRAND płacąc wykonawcy identyczne *royalty fee*, jakie on płaci zamawiającemu z tytułu udzielania licencji. Niepraktyczność przyjętego rozwiązania jest tym większa, że NCBR faktycznie nie posiada realnie żadnych możliwości samodzielnego prowadzenia komercjalizacji opracowanych metod. Zapisy dotyczące przekazania NCBR licencji i prawa do samodzielnego komercjalizowania z przejęciem całości przychodów są więc „martwe”. NCBR nie daje nic oprócz finansowania, natomiast zapisy działają zniechęcająco na potencjalnych wykonawców. Trzecia sprawa to kwestia *background IP*. Przekazanie zamawiającemu wraz z *foreground IP* także *background IP* wzbudziło kontrowersje na etapie konsultowania regulaminu, a jak wynika z przeprowadzonych wywiadów, prawdopodobnie było też jednym z powodów rezygnacji z udziału w programie podmiotu zagranicznego, a w przypadku jednego z wybranych konsorcjów wpłynęło na modyfikację metody tak, aby nie udostępniać tajemnicy przedsiębiorstwa. Jest rzeczą oczywistą, że wraz z przekazaniem *foreground IP* musi nastąpić także udostępnienie *background IP*, gdyż bez tych praw wykorzystanie *foreground IP* jest niemożliwe. W dokumentacji zagranicznych programów do jakiej udało nam się dotrzeć wyraźnie wskazuje się, że własność *background IP* bezwzględnie pozostaje po stronie legalnego właściciela (np. wykonawcy), a wykorzystanie tych praw dokonywane jest tylko w takim zakresie, jakie jest niezbędne do użytkowania *foreground IP*. Wskazań takich zabrakło we wzorcowej umowie, co właśnie mogło być źródłem zgłaszanych zastrzeżeń⁴⁸. Prawdopodobnym źródłem zastrzeżeń mógł być również brak w umowie klauzuli określających, w jaki sposób NCBR zamierza zapewnić poufność informacji uzyskanych w ramach *background IP* wewnątrz swojej organizacji wewnętrznej. Zapisy artykułu 29

⁴⁶ W programie Fabulous jest to tak zapisane: “8.3.2 The Contractor hereby grants to the Buyers Group members, including their affiliated institutes/outstations, a royalty-free, non-exclusive and irrevocable and non-sub-licensable license to use the Results for their own non-commercial purposes during and after the termination of the Framework Agreement.”. Porównaj: Pre-commercial Procurement (PCP). FABULOS. Future Autonomous Bus Urban Level Operation Systems TENDER DOCUMENT 3: PCP FRAMEWORK AGREEMENT (the “Framework Agreement”) Version dated 1.9.2018. W programie EuropeWave z kolei tak: The Contractor hereby grants the Procurers irrevocable, royalty-free, non-exclusive, world-wide rights to access and use the Results for their own purposes...” Porównaj: EuropeWave PCP Framework Agreement.

⁴⁷ Na to zwracano uwagę krytykując zastosowane rozwiązanie na etapie konsultacji: porównaj pytanie nr 47 - Odpowiedzi i komentarze do pytań i uwag do Regulaminu Programu „Bloki 200+” ogłoszonego w dn. 30 listopada 2017r., które wpłynęły do NCBR w okresie po przedłużeniu terminu tj. do 4 stycznia 2018r.

⁴⁸ Przykładem może być ogólne i otwarte wskazanie znajdujące się w art. 25 par 1. pkt 5.

wzorcowej umowy zapewne zostały w tej kwestii uznane za zbyt ogólne⁴⁹ i niewystarczające, np. ze względu na brak informacji o środkach techniczno-organizacyjnych służących zapewnieniu poufności itd.

6. Fakt pewnego „odstawiania” programu od teorii i praktyki stosowania trybu PCP i PI teoretycznie rodzi więc dwie konsekwencje dla NCBR: znaczną ekspozycję na ryzyko (fiasko fazy B+R, brak wdrożeń) i zmniejszenie bodźców do intensyfikacji wysiłków wykonawców na rzecz fazy B+R.
7. Nie ulega kwestii, że tradycyjny model finansowania grantowego nie stanowi żadnej alternatywy wobec trybu PCP czy partnerstwa innowacyjnego. Największą wartością dodaną trybu PCP (i partnerstwa innowacyjnego) jest możliwość zastosowania rozwoju konkurencyjnego prowadzonego etapami, czyli tzw. „lejka”. Metoda lejka jest rozwiązaniem powszechnym w trybie PCP i częstym w trybie partnerstwa. Umożliwia ona wykreowanie elementarnej konkurencji pomysłodawców poprzez dopuszczenie do fazy koncepcji kilku czy nawet kilkunastu wykonawców. Formuła taka redukuje w ten sposób ryzyko rutynowej selekcji i odrzucania pomysłów nowatorskich niepasujących do „utartych” schematów myślowych. Zastosowanie „lejka” szerokiego na „wejściu” i szerokiego na „wyjściu” daje też możliwość zróżnicowania innowacji trafiających na rynek (np. w projekcie zero-emisyjnych promów, do fazy drugiej zostało dopuszczonych wszystkich pięciu wykonawców z fazy pierwszej). Przewaga modelu PCP w programie „Bloki 200+” w postaci zastosowania „lejka” jest więc ewidentna w relacji do trybu grantowego, ale praktycznie identyczna jak w trybie partnerstwa (gdzie lejek także może być zastosowany).
8. Wartością dodaną trybu PCP – zgodnie z tym, co antycypuje model teoretyczny – jest także otwartość tego trybu na sektor MSP. Ujęcie w ramach partnerstwa innowacyjnego łącznie fazy B+R i wdrożenia znacznie podwyższa wymogi, jakie musi spełnić potencjalny wykonawca. Barierek taką można „obejść” tworząc konsorcja, jednakże byłoby to rozwiązanie nieoptymalne (konsorcjum dla spełnienia wymogu, a nie dla osiągnięcia celu). Wyłączenie „poza nawias” zamówienia fazy komercjalizacji, czyli przejście w tryb PCP najprawdopodobniej więc pozwoliło na udział w Programie takim przedsiębiorstwu jak Pro Novum (firma średnia).

⁴⁹ Art. 29 par 2.: Strony będą upoważnione do ujawnienia wszelkich informacji poufnych uzyskanych od innej ze stron: 1) pracownikom, członkom kierownictwa i dyrektorom oraz podmiotom powiązanym, 2) audytorom; 3) innym osobom trzecim, które zobowiązały się w formie pisemnej wobec nich do zachowania poufności informacji, jakie mogą otrzymać; oraz 4) na podstawie obowiązujących przepisów prawa, w szczególności jeśli informacja poufna stanowi Informację publiczną, pod warunkiem, że ograniczą ujawnienie Informacji Poufnych do możliwie minimalnego zakresu i w każdym przypadku podejmą wszelkie niezbędne starania, w celu zapobiegnięcia ujawnienia informacji poufnych osobom niepowołanym i do wiadomości publicznej w zakresie większym niż jest to wymagane przepisami prawa. W programie EuropeWave zapis w tej kwestii jest następujący: The Parties may disclose confidential information to their staff or to third parties involved in the PCP implementation only if: (a) they need to be aware of this information in order to implement the PCP activities under the Framework Agreement and Call-off Contracts; and (b) they are bound by an obligation of confidentiality.

9. Jak wskazano powyżej, mechanizm „lejka” ma duży wpływ na poziom innowacyjności opracowywanych rozwiązań, jednakże jego oddziaływanie na skuteczność procesu wdrożeniowego jest niewielka. Należy wyraźnie zaznaczyć, że „lejek” może znacznie przyczynić się do wzrostu poziomu innowacyjności opracowywanych rozwiązań, co teoretycznie w sytuacji występowania stabilnego rynku konkurencyjnego, powinno również przełożyć się na pojawienie się popytu na efekty końcowe programu (zainteresowanie wdrożeniem dla podniesienia swojej konkurencyjności). Niepewność systemowa, która występowała w momencie startu programu (tj. brak zdefiniowania krajowej polityki energetycznej, brak jednoznacznych decyzji co do losów energetyki węglowej itd.) spowodowała, że korzystny efekt uzyskany z zastosowania „lejka” został zredukowany przez wzrost ryzyka biznesowego po stronie właścicieli bloków węglowych. Obecne zmiany strukturalne – prace nad powołaniem NABE – które mogą spowodować zintegrowanie procesów decyzyjnych w jednym podmiocie (zamiast w kilku), poddać je nadrzędemu celowi zapewnienia gospodarce bezpieczeństwa energetycznego i poprzeć te działania odpowiednim mechanizmem finansowym, mogą znacznie poprawić warunki dla wdrażania efektów programu. Jeśli tak się stanie, wówczas wartość dodana wynikająca z zastosowania „lejka” przełoży się na wyższą skłonność do komercjalizacji.
10. Wskazując na korzystny wpływ „lejka” na innowacyjność, trzeba także wskazać na rozwiązanie działające w odwrotnym kierunku – tj. mogące tą innowacyjność osłabiać. Mamy tu na myśli sposób dokonywania płatności w końcowym etapie Fazy III za wykazanie skuteczności opracowanej metody⁵⁰. Rozwiązanie to oznacza całkowite przerzucenie ryzyka prac B+R na wykonawcę, gdyż teoretyczna poprawność Koncepcji (Faza I) oraz wykazanie skuteczności metody w warunkach laboratoryjnych (Faza II) wcale nie oznacza, że proponowane rozwiązania sprawdzą się w pełnym zakresie w warunkach rzeczywistych. Taki mechanizm płatności na pewno nie będzie zachęcał do formułowania ambitnych założeń dla opracowywanych rozwiązań (dla zminimalizowania ryzyka nieuzyskania takiej końcowej płatności logiczne będzie definiowanie mniej ambitnych założeń). Utrzymanie takiej warunkowej płatności miałyby sens wyłącznie w sytuacji nieuzyskania założonych parametrów z powodu niedochowania należytej staranności podczas prowadzonych prac testowych.

⁵⁰ Art. 20 par. 12 wzoru umowy.

5 Efekty programu

Podsumowanie

- W wyniku prowadzonych prac koncepcyjnych i testowych powstało pięć roboczych wersji metody modernizacji.
- Cel programu jakim było „opracowanie zbioru rozwiązań technicznych, organizacyjnych, prawnych dotyczących niskonakładowych technologii zmian podstawowych parametrów pracy i zasad eksploatacji bloków, dostosowujących je do nowych wymagań i określonego reżimu pracy z większą zmiennością obciążenia i z dużą liczbą odstawień i uruchomień” należy uznać, że został on osiągnięty – 3 metody zostały opracowane w ramach realizowanych prac.
- Niepewność systemowa, jaka jest pochodną dużej zmienności warunków funkcjonowania sektora elektroenergetycznego sprawia, że perspektywy szerokiego i efektywnego skonsumowania wyników programu (tj. wdrożenie opracowanych metod) na rynku krajowym są niepewne przynajmniej w krótkiej i średniej perspektywie czasu.
- Pomimo, że za granicą funkcjonuje stosunkowo duża liczba bloków węglowych, możliwości bardziej intensywnego eksportu opracowanych metod wydają się być niepewne.
- Opracowane metody mogą być po niezbędnych modyfikacjach także zastosowane do modernizacji bloków klasy 360 MW i 500 MW.
- Teoretycznie zarówno popyt na aplikację metod, jak i przestrzeń – okno czasowe – powinny być, gdyż szybki odwrót od węgla nie jest możliwy bez szkody dla gospodarki. Z drugiej strony, szereg czynników bieżących – politycznej czy ekonomicznej natury – powoduje, że to okno czasowe staje się węższe (wyznaczenie dat wyłączeń bloków węglowych), a zainteresowanie modernizacją ze strony właścicieli bloków słabe, bo pozbawione podstaw ekonomicznych (opłacalność eksploatacji).
- W kwestii wdrożenia problematyczny może być niski wpływ metod na zmniejszenie emisyjności (CO₂, SO₂, Hg, NO_x). Nie było to wymagane kryterium, a kwestie związane z jej zmniejszeniem miały charakter fakultatywny. Z uwagi na ograniczenia w zakresie inwestycji w bloki węglowe powyższy aspekt może negatywnie wpływać na przyszłe wdrożenia.
- W wyniku ścierania się różnych czynników możemy mieć do czynienia z dwoma scenariuszami rozwoju sytuacji w zakresie aplikacji opracowanych metod: scenariusz 1 („wyczekiwanie”) - zmiany własnościowe związane z tworzeniem NABE mogą skłonić właścicieli bloków do wstrzymywania się z decyzjami inwestycyjnymi, gdyż aktywa te nie będą już traktowane jako „własne”; scenariusz 2 („małych kroków”) - zakładając, że jedna z opracowywanych metod okaże się bardzo tania w aplikacji operatorzy niektórych bloków pomimo toczących się przekształceń własnościowych mogą zdecydować się na jej wdrożenie, jeśli w ten sposób będzie możliwe np. zwiększenie sprawności i efektywności działania bloków węglowych.
- Na etapie wdrożenia istotnymi barierami są: klauzula poufności uniemożliwiająca na obecnym etapie rozpoczęcie rozmów handlowych przez wykonawców oraz brak wsparcia ze strony

interesariuszy (właściciele koncernów energetycznych) w zakresie promocji opracowanych metod.

5.1 Zidentyfikowane efekty programu

W wyniku uruchomienia programu do opracowania metody modernizacji Bloków klasy 200+ przystąpiło pięciu wykonawców. Trzech z nich działało w formie konsorcjum, a dwóch występowało indywidualnie. Łącznie w prowadzenie prac B+R zaangażowanych było 14 podmiotów w tym trzy⁵¹ uczelnie wyższe (przy czym Politechnika Warszawska reprezentowana była przez dwa odrębne zespoły badawcze działające w ramach dwóch osobnych konsorcjów) oraz 10 przedsiębiorstw. W realizacji prac B+R uczestniczyło łącznie ok. 136 osób⁵²

W Fazie I pięciu wykonawców przygotowało - pogłębione w stosunku do propozycji zawartych we wniosku (o dopuszczenie do udziału w Programie) – analizy możliwych rozwiązań w zakresie stworzenia metody modernizacji spełniającej kryteria wskazane w regulaminie programu (tj. oczekiwane maksymalne czasy rozruchu bloków). Wszystkie opracowane koncepcje modernizacji zyskały pozytywną ocenę i na tej bazie przystąpiono do realizacji Fazy II. Faza ta służyła weryfikacji w skali laboratoryjnej rozwiązań zaproponowanych w Fazie I.

Łącznie w wyniku prowadzonych prac koncepcyjnych i testowych powstało pięć roboczych wersji metody modernizacji. Metody te są do siebie podobne pod względem charakteru proponowanych zmian (Wykres 5) - modernizacja oprogramowania, zastosowanie nowych algorytmów, nowe rozwiązania inżynierskie, nowe procesy technologiczne – ale różniące się szczegółami technologicznymi i konstrukcyjnymi.

⁵¹ Faktyczne zaangażowanie jednostek naukowych było znacznie większe. Pro Novum sp. z o.o. choć występowało samodzielnie (a nie jako konsorcjum) w celu realizacji projektu nawiązało współpracę z pracownikami naukowymi czterech jednostek naukowych (dwoma wydziałami Akademii Górniczo-Hutniczej, Politechniką Warszawską oraz Politechniką Częstochowską).. Podobnie Rafako SA występujące jako samodzielny wykonawca nawiązało współpracę z instytutem Chemicznej Przeróbki Węgla, Akademią Górniczo-Hutniczą (Centrum Energetyki), Politechniką Śląską (Wydział Inżynierii Środowiska); jednostki te występowały w projekcie jako podwykonawcy. Łącznie więc w Programie uczestniczyło siedem jednostek naukowych.

⁵² Na podstawie składów zespołów czterech wykonawców deklarowanych we wnioskach o dopuszczenie do udziału w Programie (brak danych dla jednego wykonawcy).

Wykres 5. Elementy składowe rozwiązań proponowanych przez wykonawców



Źródło: Taylor Economics na podstawie dokumentacji NCBR

W ramach oceny II fazy, najwyższą ocenę uzyskała metoda przedsiębiorstwa Pro Novum. Na drugim miejscu oceniona została metoda konsorcjum Politechniki Krakowskiej i Politechniki Wrocławskiej, na trzecim konsorcjum Politechniki Warszawskiej, Transition Technologies, Energoprojekt Warszawa i Polimex Mostostal. W związku z brakiem akceptacji bloku energetycznego przedstawionego przez konsorcjum Politechniki Krakowskiej i Wrocławskiej, jako miejsce przeprowadzenia testów w III fazie konsorcjum to nie przeszło do III fazy, a w jego miejsce zakwalifikowano przedsiębiorstwo RAFAKO. Z informacji dostępnych ewaluatorowi nie wynika, aby prace w ramach metod, które nie przeszły do III fazy były kontynuowane. Realizowana jest współpraca naukowa m.in. w przypadku Politechniki Krakowskiej i Wrocławskiej, ale nie ma praktycznego wymiaru w postaci realizacji projektu badawczego czy też wdrożenia efektów prac związanych z opracowaną metodą.

Na moment przygotowania raportu, testy końcowe przedstawili wykonawcy wszystkich trzech projektów. Wyniki prac w postaci zrealizowanych wskaźników przedstawia tabela poniżej. W przypadku wskaźników produktu, żaden z wykonawców kończących III fazę nie podjął się realizacji 9 z 12 wskaźników produktu, w tym wskaźników, które zawierały koszt nakładów finansowych związanych ze zmniejszeniem emisyjności (zgodnie z konkluzją BAT). Również w zakresie wskaźników rezultatu związanych ze zmniejszeniem zanieczyszczeń poniżej poziomów wskazanych w konkluzjach BAT, czy też zmniejszenia emisji CO₂ do atmosfery z bloku demonstracyjnego w wyniku wprowadzonej metody, wykonawcy nie podjęli się ich realizacji. Wyjątkiem jest ograniczenie emisji rtęci w przypadku metody zaproponowanej przez Rafako oraz

redukcja emisji pyłów w przypadku konsorcjum Polimex Mostostal. Przedstawione wyniki jednoznacznie pokazują, że fakt fakultatywności tych wskaźników oraz brak wskazań w ze strony Zamawiającego w zakresie zmniejszenia emisyjności bloków energetycznych w wyniku wprowadzenia opracowywanych metod, wpłynęły na nieosiągnięcie rezultatów, które mogłyby być postrzegane jako proekologiczne i zgodne z najnowszymi trendami w zakresie zmian klimatycznych (Pakiet Fit for 55).

Wśród wskaźników produktu wyznaczono trzy wskaźniki związane z szacunkiem kosztu metody w fazie III i potencjalnymi oszczędnościami w jednostkowych kosztach zmiennych (OPEX) (pkt 10 w tabela 3)⁵³. Jeżeli weźmiemy pod uwagę jedynie wskaźniki produktu związane ze zmniejszeniem czasu rozruchu, gdzie wskazano na koszty metody (CAPEX) i potencjalne oszczędności w jednostkowych kosztach zmiennych (OPEX). Oszczędności w kosztach zmiennych nie są znaczące i nawet w perspektywie 10-letniej⁵⁴ rozwiązania Pro Novum czy Polimexu nie dają oszczędności. Niemniej powyższe wskaźniki nie obrazują efektywności całej metody, gdyż w kalkulacji przy przystąpieniu do fazy III brano pod uwagę oszczędności z 7 zadań, co nie znalazło swojego odniesienia we wskaźnikach produktu i rezultatu (szerzej w pkt. 5.2.5 i tabela 9).

Tabela 3. Wskaźniki produktu i rezultatu poszczególnych projektów w fazie III

L.p.	Wskaźniki	Pro Novum	Rafako/Rafako Innovation	Polimex Mostostal i konsorcjanci
Wskaźniki produktu				
1.	Liczba zaproponowanych rozwiązań innowacyjnych	7	7	8
2.	Wysokość nakładów finansowych na realizację projektu do zaplanowanego, końcowego jednostkowego zmniejszenia emisji rtęci do atmosfery, w wyniku zastosowania rozwiązań innowacyjnych, [zł/μg/MWh]	Wykonawca nie podjął się realizacji	0,49	Wykonawca nie podjął się realizacji
3.	Wysokość nakładów finansowych na realizację projektu do zaplanowanego, końcowego jednostkowego zmniejszenia emisji tlenków azotu do atmosfery, w wyniku zastosowania rozwiązań innowacyjnych, [zł/mg/Nm ³]	Wykonawca nie podjął się realizacji	Wykonawca nie podjął się realizacji	Wykonawca nie podjął się realizacji
4.	Wysokość nakładów finansowych na realizację projektu do zaplanowanego, końcowego jednostkowego zmniejszenia emisji dwutlenku siarki do atmosfery, w wyniku zastosowania rozwiązań innowacyjnych, [zł/mg/Nm ³]	Wykonawca nie podjął się realizacji	Wykonawca nie podjął się realizacji	Wykonawca nie podjął się realizacji
5.	Wysokość nakładów finansowych na realizację projektu do zaplanowanego, końcowego jednostkowego zmniejszenia emisji pyłu do	Wykonawca nie podjął się realizacji	Wykonawca nie podjął się realizacji	- 75 269,50 zł (obliczenia przeprowadzono przy założeniu pracy bloku

⁵³ Wykonawcy w ramach wniosków składanych na zakończenie II fazy przedkładali dokumentację z aktualizacją szacunku kosztów III fazy. Jednym z elementów oceny był wskaźnik "Efekt zastosowanej metody" w ramach którego wyliczano różnicę pomiędzy CAPEX i 10 letnim OPEX w odniesieniu do wszystkich zadań cząstkowych. Wśród wskaźników produktu znalazły się jedynie trzy z nich, co jest niemiernodajne dla oceny efektywności całej metody oraz nie daje podstawy do oceny poziomu nakładów niezbędnych do wdrożenia metody.

⁵⁴ Zgodnie z kalkulacją wskaźnika „Efekt zastosowania metody” z Regulaminu, gdzie wykorzystano 10 letnią perspektywę w kalkulacji oszczędności.

	atmosfery, w wyniku zastosowania rozwiązań innowacyjnych, [zł/mg/Nm ³]			przez 10 lat po 7600 h/a)
6.	Wysokość nakładów finansowych na realizację projektu do zaplanowanego, końcowego jednostkowego zmniejszenia emisji pozostałych metali ciężkich [zł/μg/MWh]	Program nie obejmował redukcji	Program nie obejmował redukcji	Program nie obejmował redukcji
7.	Wysokość nakładów finansowych na realizację projektu do zaplanowanego, końcowego jednostkowego zmniejszenia emisji benzo(a)pirenu [zł/μg/MWh]	Program nie obejmował redukcji	Program nie obejmował redukcji	Program nie obejmował redukcji
8.	Wysokość nakładów finansowych na realizację projektu do zaplanowanego, końcowego jednostkowego zmniejszenia emisji CO ₂ do atmosfery, w wyniku zastosowania rozwiązań innowacyjnych, [zł/kg/MWh]	Program nie obejmował redukcji	Program nie obejmował redukcji	Program nie obejmował redukcji
9.	Wysokość nakładów inwestycyjnych i zmiana kosztów operacyjnych dla utrzymania wymaganej dyspozycyjności i jej poprawy ponad wymagane minimum	Program nie obejmował redukcji	Program nie obejmował redukcji	Program nie obejmował redukcji
10.	Wysokość nakładów inwestycyjnych i zmiana kosztów operacyjnych dla wymaganego skrócenia czasu rozruchu i jego skrócenia poniżej wymaganego maksimum			
10a.	a) wysokość nakładów inwestycyjnych i zmiana kosztów operacyjnych dla wymaganego skrócenia czasu rozruchu i jego skrócenia poniżej wymaganego maksimum (5 godzin) ze stanu zimnego	Capex 6 712 586,96 PLN Opex pomniejszenie o 70 806,41 zł/rok	Capex 16 261 353,31 PLN Opex pomniejszenie o 139 149,60 zł/rok	Capex 22 170 966,64 PLN Opex pomniejszenie o 513 417 zł/rok
10b.	b) wysokość nakładów inwestycyjnych i zmiana kosztów operacyjnych dla wymaganego skrócenia czasu rozruchu i jego skrócenia poniżej wymaganego maksimum (2,5 godziny) ze stanu ciepłego	Capex 617 593,8 PLN Opex pomniejszenie o 156 302,98 zł/rok	Capex 6 762 369,22 PLN Opex pomniejszenie o 1 365 730,02 zł/rok	Capex 2 850 772,53 PLN Opex pomniejszenie o 217 250 zł/rok
10c.	c) wysokość nakładów inwestycyjnych i zmiana kosztów operacyjnych dla wymaganego skrócenia czasu rozruchu i jego skrócenia poniżej wymaganego maksimum (1,5 godziny) ze stanu gorącego	Capex 617 593,8 PLN Opex pomniejszenie o 196 279,60 zł/rok	Capex 1 043 282,99 PLN Opex pomniejszenie o 1 109 924,28 zł/rok Nie osiągnięto celu: efekt 1 h 43 min!	Capex 2 660 131,51 PLN Opex zwiększenie o 6 419 zł/rok
11.	Związana z wprowadzeniem rozwiązań innowacyjnych liczba postojów bloku demonstracyjnego: - planowanych - awaryjnych	nie mierzono, nie było to w celach programu	nie mierzono, nie było to w celach programu	nie mierzono, nie było to w celach programu
12.	Związana z wprowadzeniem rozwiązań innowacyjnych czas trwania postojów bloku demonstracyjnego: - planowanych - awaryjnych	nie mierzono, nie było to w celach programu	nie mierzono, nie było to w celach programu	nie mierzono, nie było to w celach programu
Wskaźniki rezultatu				
1.	Obniżenie emisji zanieczyszczeń do powietrza z bloku demonstracyjnego poniżej wymagań określonych zarówno w standardach emisyjnych, jak i w Konkluzjach BAT, przyjętych na podstawie dyrektywy w sprawie emisji przemysłowych 2010/75/UE, w tym:			

1a.	pyłu	Wykonawca nie podjął się realizacji	Wykonawca nie podjął się realizacji	Wykonawca nie podjął się realizacji
1b.	dwutlenku siarki	Wykonawca nie podjął się realizacji	Wykonawca nie podjął się realizacji	Wykonawca nie podjął się realizacji
1c.	tlenków azotu	Wykonawca nie podjął się realizacji	Wykonawca nie podjął się realizacji	Wykonawca nie podjął się realizacji
1d.	rtęci	Wykonawca nie podjął się realizacji	redukcja z poziomu 1,22 do 0,46	Wykonawca nie podjął się realizacji
2.	Obniżenie minimum technologicznego bloku demonstracyjnego w wyniku zastosowania zaproponowanych rozwiązań innowacyjnych	obniżenie do 40% osiągalnej mocy tj. o 39 MW	obniżenie do 40% osiągalnej mocy tj. o 49,9 MW	obniżenie do 40% osiągalnej mocy tj. o 52,02 MW
3.	Zwiększenie maksymalnej wartości obciążenia bloku demonstracyjnego w wyniku zastosowania zaproponowanych rozwiązań innowacyjnych	Nie było takich wymagań	Nie było takich wymagań	Nie było takich wymagań
4.	Zwiększenie maksymalnej dynamiki zmian obciążenia bloku demonstracyjnego w wyniku zastosowania zaproponowanych rozwiązań innowacyjnych	zwiększenie do 4% z 2 MWe/min do 9 MWe/min	zwiększenie do 4,1% z 1,86 MWe/min do 9,22 MWe/min	Zwiększenie z 1,3 MWe/min (0,54 % mocy osiągalnej) do 10,4 MWe/min (4,3 % mocy osiągalnej)
5.	Zwiększenie sprawności netto bloku demonstracyjnego powyżej dostępnych technologii modernizacji istniejących jednostek wytwórczych, w szczególności klasy 200 Mwe	Zwiększenie o 0,13 punktu procentowego	Zwiększenie o 0,64 punktu procentowego	Zwiększenie o 0,3 punktu procentowego
6.	Zmniejszenie emisji CO2 do atmosfery z bloku demonstracyjnego w wyniku zastosowania zaproponowanych rozwiązań innowacyjnych.	Nie było obowiązku dokonywania takich obliczeń	Nie było obowiązku dokonywania tych obliczeń	Nie było obowiązku dokonywania tych obliczeń

Źródło: Taylor Economics na podstawie dokumentacji NCBR

Biorąc pod uwagę cel programu jakim było „opracowanie zbioru rozwiązań technicznych, organizacyjnych, prawnych dotyczących niskonakładowych technologii zmian podstawowych parametrów pracy i zasad eksploatacji bloków, dostosowujących je do nowych wymagań i określonego reżimu pracy z większą zmiennością obciążenia i z dużą liczbą odstawień i uruchomień” należy uznać że został on osiągnięty – 3 metody zostały opracowane w ramach realizowanych prac. Natomiast jeżeli spojrzymy na wskaźniki rezultatu wskazane przez PO IR tj. „Liczba wdrożonych prac B+R” to w związku z brakiem formalnego zakończenia projektów i klauzulami poufności (o czym mowa w pkt 5.2.5) nie można ocenić szans na wdrożenie.

Poza możliwością wdrożenia poszczególnych elementów opracowanych metod (niezależnie od całej metody), wnioskodawcy nie wskazali na żadne niezidentyfikowane czy nieplanowane efekty realizacji projektów badawczych.

Wskaźniki produktu i rezultatu dla całego programu bloki 200+ przedstawia poniższa tabela w podziale na poszczególne projekty. Program Bloki 200+ realizowany jest w ramach poddziałania 4.1.3 POIR, gdzie w trybie w trybie partnerstwa innowacyjnego (PI) i zamówień przedkomercyjnych (PCP) realizowane są jeszcze takie

programy jak Magazynowanie wodoru (H2) czy Bezemisyjny Transport Publiczny (BTP). Docelowe wskaźniki produktu wskazane przez PO IR dla poddziałania 4.1.3 to „Liczba przetestowanych instrumentów wsparcia B+R” z wartością docelową 5 oraz „Liczba realizowanych prac B+R” z wartością docelową 20. Wskaźnik rezultatu bezpośredniego „Liczba wdrożonych wyników prac B+R” z wartością docelową 5. Wskaźniki te nie znalazły odzwierciedlenia w wskaźnikach wskazanych w dokumencie „Opis programu „Blok 200+””.

Tabela 4. Wskaźniki produktu i rezultatu dla programu bloki 200+

Nazwa i typ wskaźnika	Jednostka miary	Rok bazowy	Wartość bazowa	Rok pomiaru końcowego	Pro Novum	Polimex	Rafako
					Wartość docelowa		
Wskaźniki produktu							
1. Liczba przetestowanych innowacyjnych partnerstw	szt.	2017	0	2019	inna formuła	inna formuła	inna formuła
2. Liczba partnerów	szt.	2017	0	2019	inna formuła	inna formuła	inna formuła
3. Liczba jednostek naukowych wspartych w zakresie prowadzenia prac B+R	szt.	2017	0	2019	5	1	3
4. Liczba przedsiębiorstw współpracujących z ośrodkami badawczymi	szt.	2017	0	2019	1	6	3
5. Inwestycje prywatne uzupełniające wsparcie publiczne w projekty w zakresie badań i rozwoju	zł.	2017	0	2019	1	3	1
Wskaźniki rezultatu bezpośredniego							
1. Liczba opracowanych rozwiązań technicznych dotyczących modernizacji, przebudowy lub zasad eksploatacji bloków klasy 200 MW _e	szt.	2017	0	2020	7	8	9
2. Liczba opracowanych rozwiązań organizacyjnych lub prawnych[1] dotyczących modernizacji, przebudowy lub zasad eksploatacji bloków klasy 200 MWe	szt.	2017	0	2020	7	8	9

3. Liczba zmodernizowanych bloków demonstracyjnych	szt.	2017	0	2021	1	1	1
4. Liczba przetestowanych rozwiązań technicznych dotyczących modernizacji, przebudowy lub zasad eksploatacji bloków klasy 200 MW_e	szt.	2017	0	2022	7	8	9
5. Liczba przetestowanych rozwiązań organizacyjnych lub prawnych¹ dotyczących modernizacji, przebudowy lub zasad eksploatacji bloków klasy 200 MW_e	szt.	2017	0	2022	7	8	9

Źródło: Taylor Economics na podstawie dokumentacji NCBR

5.2 Komerccjalizacja efektów prac B+R

5.2.1 Rynek krajowy

Niepewność systemowa, jaka jest pochodną dużej zmienności warunków funkcjonowania sektora sprawia, że perspektywy szerokiego i efektywnego skonsumowania wyników programu (tj. wdrożenie opracowanych metod) na rynku krajowym, który powinien być podstawowym rynkiem docelowym⁵⁵, są niepewne przynajmniej w krótkiej i średniej perspektywie czasu. Na tę niepewność systemową składa się szereg czynników.

Po pierwsze, w celu transformacji sektora elektroenergetycznego rząd pracuje nad powołaniem Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego. Instytucja ta, mająca działać w formie spółki Skarbu Państwa, przejęłaby od koncernów energetycznych bloki węglowe wraz z ciążącymi na nich zobowiązaniami (tj. kredytami bankowymi) oraz spółkami obsługi⁵⁶. Rozwiązanie to miałyby na celu odciążenie koncernów od ponoszenia kosztów utrzymania tych aktywów, co pozwoliłoby skupić się na nowych inwestycjach (np. w OZE). Zaletą NABE z punktu widzenia programu „Bloki 200+” byłoby skupienie decyzyjności w jednych rękach, co dawałoby możliwość wdrożenia jednolitego postępowania wobec bloków węglowych (czyli np. szerokie zastosowanie jednej lub kilku wypracowanych metod modernizacji).

Po drugie, powołanie NABE jest procesem czasochłonnym, gdyż wymaga przeprowadzenia wielu złożonych działań o charakterze prawnym i organizacyjnym. W ocenie respondentów najprawdopodobniej proces ten może zakończyć się dopiero na przełomie lat 2022/2023. Jednak nie tylko pracochłonność utworzenia NABE jest problemem⁵⁷. Zastrzeżenia do tego projektu zgłosił Minister Klimatu i Środowiska. Wskazał on na poważne ryzyko uznania przez Komisję Europejską wydzielenia aktywów węglowych pod postacią NABE za niedozwoloną pomoc publiczną oraz zakłócenie konkurencji (nadmierna koncentracja wytwórców)⁵⁸. Gdyby tak było, projekt ten zostanie zablokowany przez Komisję, a możliwość jego kontynuacji będzie najprawdopodobniej uwarunkowana wdrożeniem tzw. środków zaradczych mogących polegać na sprzedaży (do NABE) także aktywów OZE. Ryzyko pojawienia się zastrzeżeń ze strony Komisji będzie więc oznaczać wydłużenie czasu powstawania NABE.

Po trzecie, w czasie przeprowadzanych wywiadów respondenci wskazywali, że istotnym problemem rzutującym na zainteresowanie modernizacją bloków węglowych jest brak mechanizmu finansowego, który premiowałby elastyczność funkcjonowania tych bloków. To właśnie zmiana warunków pracy bloków i umożliwienie im funkcjonowania nie w podstawie krzywej obciążenia, ale jak źródła szczytowo-regulacyjne

⁵⁵ Według informacji podanej przez Rafako, do modernizacji może nadawać się ok. 30 bloków węglowych.

⁵⁶ Z dostępnych informacji prasowych wynika, że NABE miałyby przejąć bloki węglowe działające obecnie w ramach koncernów ENEA (15 bloków), PGE (20 bloków), TAURON (10 bloków). Podmiotem integrującym te aktywa miałyby być PGE, które zmieni nazwę na NABE.

⁵⁷ Chodzi o art. 17b wprowadzony do ustawy o rynku mocy (ustawa z dnia 8 grudnia 2017 roku o rynku mocy) nowelą z dnia 23 lipca 2021 roku (ustawa o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw).

⁵⁸ <https://biznesalert.pl/ostatnia-szarza-na-narodowa-agencje-bezpieczenstwa-energetycznego-czy-dlatego-minister-musial-odejsc/>

jest istotą metod opracowywanych przez uczestników programu. Brak mechanizmu finansowego, który by nagradzał za posiadanie „elastycznie” pracującego bloku węglowego był m.in. czynnikiem, który zniechęcał niektórych operatorów do udostępniania bloków do testów w fazie III.

Po czwarte, nowelizacja ustawy o rynku mocy wprowadzając począwszy od 2025 roku podwyższone limity dla emisji CO₂ (nie więcej niż 550 gr./kWh wytworzonej energii elektrycznej) spowoduje, że szereg bloków węglowych - nie będąc w stanie spełnić tych wymagań - utraci źródło finansowania (tzw. opłata „mocowa” - opłata za gotowość do dostarczenia prądu), a ich funkcjonowanie stanie się ekonomicznie nieopłacalne. Antycypując taką sytuację, zarządy niektórych spółek operatorów bloków węglowych podjęły uchwały wskazujące konkretne daty (lata 2025-2030) wyłączenia z użytkowania posiadanych bloków węglowych. W tym zakresie na niekorzyść możliwości wdrożenia metod przemawiają niewielkie efekty, jakie niosą one ze sobą w zakresie ograniczenia emisyjności. Wnioskodawcy na poszczególnych etapach w niewielkim stopniu (lub niektórzy wcale) nie deklarowali wypełniania kryteriów fakultatywnych, w tym związanych z konkluzjami BAT czy ze zmniejszeniem emisyjności CO₂.

Tabela 5. Bloki klasy 200 MW w Polsce

Elektrownia	Posiadane bloki			Łączna moc (MW)	Rok uruchomienia pierwszego bloku	Zakładany termin odstawienia do rezerwy / wyłączenia
Dolna Odra	2 x 222 MW	2 x 232 ME		908 ⁵⁹	1974	2022
Jaworzno III	5 x 225 MW	1 x 220 MW		1345	1977	2023-2030
Kozienice	1 x 225 MW	7 x 228 MW		1821	1972	2023-2032
Łaziska	3 x 225 MW	1 x 230 MW		905	1970	2023-2030
Ostrołęka	1 x 221 MW	2 x 230 MW		681	1972	2025-2038
Pątnów*	1 x 200 MW	2 x 222 MW		644 ⁶⁰	1967	2021-2024
Połaniec	4 x 242 MW	2 x 225 MW	1 x 239 MW	1657	1979	2022-2034
Rybnik	5 x 225 MW	1 x 215 MW		1340 ⁶¹	1972	2022-2030
Turów*	3 x 235 MW	3 x 261 MW		1488	1962	2026

Źródło: Taylor Economics na podstawie danych poszczególnych elektrowni

* bloki opalane węglem brunatnym

⁵⁹ W Elektrowni Dolna Odra, należącej do PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna z Grupy PGE, 31 grudnia 2020 r. zostały wycofane z eksploatacji bloki energetyczne nr 1 i 2 o łącznej mocy 454 MW (źródło: [Aktualności - Dwa bloki w Elektrowni Dolna Odra przestały produkować energię \(pgegiek.pl\)](#))

⁶⁰ W Elektrowni Pątnów, należącej do ZE PAK, w 2020 r. wyłączeniu uległy 3 bloki po 200 MW (źródło: [ZEPAK - Elektrownia Pątnów I](#)).

⁶¹ 16 sierpnia 2021 r. zakończono eksploatację bloków energetycznych nr 1 i 2 na węgiel kamienny w Elektrowni Rybnik (źródło: [Dwa bloki w Elektrowni Rybnik wyłączone z eksploatacji | Energetyka24](#))

5.2.2 Rynki zagraniczne

Pomimo, że za granicą funkcjonuje stosunkowo duża liczba bloków węglowych, możliwości bardziej intensywnego eksportu opracowanych metod wydają się być niepewne.

Z analizy danych zawartych w bazie „*Europe Beyond Coal: European Coal Plant Database*⁶²” wynika, że na terenie Europy zlokalizowanych jest ok. 646 węglowych bloków energetycznych (węgiel kamienny i brunatny). Ze zbiorowości tej wyodrębniliśmy⁶³ grupę bloków energetyki zawodowej o mocy od 200 do 250 MW, funkcjonujących lub wyłączonych z ruchu, ale zdolnych do podjęcia pracy⁶⁴, uruchomionych przed 1985 rokiem. Tak zdefiniowane kryteria szczegółowe spełnia 26 bloków (tabela 6). Są to bloki zasilane węglem brunatnym działające na terenie siedmiu krajów, głównie Europy Centralnej i Wschodniej. Można zakładać, że opracowywane w ramach programu metody powinny być w dużym stopniu adekwatne dla tej populacji bloków, gdyż najprawdopodobniej mają one podobne charakterystyki techniczne i zbliżone układy konstrukcyjne jak bloki działające w Polsce⁶⁵.

Duża liczba bloków węglowych (77) funkcjonuje także w krajach Europy Zachodniej. Najwięcej jest ich we Włoszech (21), Niemczech (19), Wielkiej Brytanii (12) i Hiszpanii (11). Są to jednak bloki o znacznie większych mocach znamionowych (średnia moc to 560 MW) z czym się wiąże także inna technologia wykonania⁶⁶.

Może się wydawać, że ta stosunkowo duża nominalnie liczba bloków węglowych wciąż działających (ok. 26 w krajach Europy Środkowo-Wschodniej czy także 77 w Europie Zachodniej) stanowi obszerny rynek docelowy dla wdrożenia metod. Faktycznie jednak pojawiają się tu dwa czynniki które każą tą liczbę znacznie zrewidować „w dół”. Po pierwsze wiele krajów, gdzie takie bloki działają opracowało już lub jest w trakcie opracowywania strategii wyłączania takich źródeł podaży energii. Tak jest w większości krajów Europy Zachodniej, gdzie w przypadku 35 bloków ogłoszono już plan ich definitywnego wyłączenia z eksploatacji co ma nastąpić na ogół w okresie obecnego dziesięciolecia (2020-2030). W przypadku pozostałych bloków plany takie najprawdopodobniej zostaną wkrótce ogłoszone w związku z dostosowaniami określonymi w Europejskim Zielonym Ładzie⁶⁷. Podobnie jest np. w krajach byłej Jugosławii, gdzie bloki węglowe są w trakcie

⁶² Wersja bazy wg. stanu na 21 lipca 2021 r. Baza zawiera dane o blokach o węglowych o mocy co najmniej 15 MW znajdujących się w 22 krajach Unii Europejskiej, pięciu krajach bałkańskich oraz Turcji. Baza nie zawiera informacji o blokach wyłączonych z eksploatacji przed rokiem 2005, a w przypadku Bałkanów i Turcji przed 2016 r.

⁶³ Pominięto bloki działające w elektrociepłowniach, bloki przemysłowe oraz bloki aktualnie poddawane modernizacji (retrofit).

⁶⁴ W bazie sklasyfikowane jako „deactivated” lub „stand by”.

⁶⁵ Jest tak gdyż w interesującym nas okresie czasu (lata 60-80 XX w.) jednym z wiodących producentów turbin parowych stanowiących kluczowy element bloku energetycznego było elbląskie przedsiębiorstwo Zamech, które w latach 1968-1983 wyprodukowało 66 takich turbin, z których łącznie 15 trafiło do Jugosławii, Czechosłowacji i Turcji. Porównaj: S. Rajca, J. Trzeczyski, E. Grzesiczek „Ocena stanu technicznego i prognozowanie trwałości wirników WP i SP turbin 13K215 zaplanowanych do eksploatacji w okresie do 350 000 godzin”. Energetyka, listopad 2013.

⁶⁶ Inna niż w przypadku bloków polskich.

⁶⁷ Należy także wskazać, że niektóre kraje – jak np. Niemcy - posiadają silny sektor B+R będący w stanie samodzielnie podejmować się rozwiązywania problemów eksploatacyjnych.

likwidacji. Po drugie tam, gdzie nie wskazano dat wyłączenia takich bloków lub też terminy te są dość odległe nie ma pewności, że narodowe strategie dla sektorów elektroenergetycznych zakładają analogiczny – jak w przypadku Polski – wariant eksploatacji, czyli działanie bloków węglowych jako elementu regulacyjnego, co akcentuje potrzebę elastyczności będącej istotą opracowywanej metody. Wszystko to wskazuje zatem, że europejski zagraniczny rynek docelowy jest znacznie mniejszy niż wskazane 26 bloków. Dodatkowym problemem jest ograniczone możliwości finansowania inwestycji związanych z blokami węglowymi, gdyż w związku z polityką klimatyczną (Europejski Zielony Ład, czy w szerszym kontekście ustalenia w ramach COP26 w Glasgow) wiele instytucji wycofało się z finansowania tego typu inwestycji. Dodatkowo, należy pamiętać, że metody opracowywane w ramach programu „Bloki 200+” mają ograniczony wpływ na obniżenie emisyjności, co jest czynnikiem zmniejszającym możliwości w zakresie komercjalizacji na świecie.

Tabela 6. Bloki węglowe, które potencjalnie mogą być przedmiotem modernizacji z wykorzystaniem metod opracowanych w ramach programu⁶⁸

Kraj	Liczba bloków	Paliwo	Rok uruchomienie najstarszego / najmłodszego bloku	Moc bloku Największa/najmniejsza
Bułgaria	9	Węgiel brunatny	1973/1985	210/232
Republika Czech	5	Węgiel brunatny	1971/1977	200
Albania	3	Węgiel brunatny	1970/1975	200/210
Serbia	3	Węgiel brunatny	1970/1980	210
Turcja	3	Węgiel brunatny	1983/1984	228
Północna Macedonia	2	Węgiel brunatny	1982/1984	225
Czarnogóra	1	Węgiel brunatny	1982	225
Razem	26	--	--	--

Źródło: *Europe Beyond Coal: European Coal Plant Database.*

⁶⁸ Jakie kryteria: bez Polski, paliwo, oddane do 1985, nie ogłoszono emerytury, konwencjonalne, standby i operational, moc do 250MW.

5.2.3 Potencjał eksportowy wykonawców

Oprócz rozległości zagranicznego rynku docelowego istotnym parametrem, który należy brać pod uwagę analizując możliwości eksportu metody, jest zdolność i potencjał wykonawcy. Do realizacji III fazy programu Bloki klasy 200 MW zakwalifikowano trzy podmioty: Rafako SA, konsorcjum, którego liderem jest Polimex-Mostostal SA oraz Pro Novum sp. z o.o. Z tej trójki największym podmiotem jest Polimex-Mostostal SA zarządzający rozbudowaną grupą kapitałową. W 2019 roku Polimex osiągnął przychody w wysokości ok. 1,6 mld zł. Za pośrednictwem swojej spółki zależnej Polimex-Energetyka świadczy on usługi projektowe, budowlane, remontowo-modernizacyjne w sektorze energetycznym. W ciągu kilku ostatnich lat, eksport usług stanowił od 18% do 31% przychodów Polimexu, a sam Polimex-Energetyka brał udział w realizacji projektów budowlanych we Francji, Szwecji, Hiszpanii i Wielkiej Brytanii, czyli głównie krajach, które nie mogą być traktowane jako docelowy rynek ewentualnego eksportu metody (wygaszanie elektrowni węglowych). Bardzo dużym podmiotem jest także spółka Rafako. Choć od kilku lat notuje ona spadek przychodów, jest niewątpliwie liderem w oferowaniu kompleksowych rozwiązań dla sektora elektroenergetycznego. Eksport Rafako w okresie 2018-2020 kształtował się na poziomie 33-47%. W przeciwieństwie do Polimexu, Rafako jest obecne w tych krajach, które mogą być zainteresowane metodą modernizacji bloków energetycznych. Przykładowo Rafako od kilku lat świadczy usługi modernizacyjne w Serbii; jest także obecne w Indonezji, gdzie buduje dwa bloki węglowe. Generalnie, rynek Azjatycki (w tym takie kraje jak Indonezja, gdzie jest obecne Rafako i Indie) mogą także - oprócz krajów Europy Środkowej i Wschodniej - być brane pod uwagę jako rynek zbytu usługi modernizacyjnej. W obu tych krajach istnieje znaczny sektor energetyki węglowej (tj. w Indiach funkcjonuje 281 elektrowni węglowych, a w Indonezji 77)⁶⁹ i wiele starszych bloków może wymagać modernizacji zwiększającej elastyczność działania.

Spośród wykonawców zaangażowanych w III fazę programu, najmniejszym potencjałem do wejścia na rynki zagraniczne dysponuje Pro Novum. Jest to spółka doradztwa inżynierskiego specjalizująca się w usługach diagnostycznych dla sektora energetycznego i petrochemicznego oraz optymalizacji procesów eksploatacyjnych. Działa ona przede wszystkim na rynku krajowym osiągając roczne przychody na poziomie 18-21 mln zł. Jej doświadczenia eksportowe to głównie kraje bałkańskie, gdzie świadczyła usługi pomiarowe. Paradoksalnie pomimo znacznie mniejszego potencjału zasobowego tego wykonawcy opracowywana metoda z obszaru Przemysłu 4.0 (możliwość zdalnej obsługi całego procesu) może być znacznie łatwiejsza do eksportu niż rozwiązania oferowane przez Rafako czy Polimex.

⁶⁹ <https://www.statista.com/statistics/859266/number-of-coal-power-plants-by-country/>

Tabela 7. Podstawowe dane na temat wykonawców uczestniczących w III fazie programu „Blok 200+”

Lider	Kategoria	2020	2019	2018	2017	2016	2015
RAFAKO SA	przychody netto ze sprzedaży	869360	947 061	643 313	616 631	738 227	989 296
	przychody netto z zagranicy	294541	453 203	266 719	149 754	163 749	120 564
	Udział eksportu w przychodach	33,9%	47,9%	41,5%	24,3%	22,2%	12,2%
POLIMEX MOSTOSTAL SA (GK)	przychody netto ze sprzedaży	Brak danych	1 589 430	1 639 869	2 421 078	2 668 221	Brak danych
	przychody netto z zagranicy	Brak danych	488 777	515 160	546 133	488 869	Brak danych
	Udział eksportu w przychodach	-	30,8%	31,4%	22,6%	18,3%	Brak danych
PRO NOVUM	przychody netto ze sprzedaży	18 963	20 876	14 767	18 529	Brak danych	Brak danych
	przychody netto z zagranicy	70,7	0	0	1837,16	Brak danych	Brak danych
	Udział eksportu w przychodach	0,37%	0%	0%	0%	-	-

Źródło: Taylor Economics na podstawie sprawozdań finansowych spółek

Innowacyjność metody w skali międzynarodowej jest trudna do oceny. Na świecie innowacyjne programy obejmują chociażby wykorzystanie wodoru w ramach modernizacji elektrowni węglowych⁷⁰. Dodatkowo, taka ocena jest problematyczna w kontekście dopasowania metod do konkretnych bloków węglowych, w ramach których funkcjonują różne technologie i rozwiązania materiałowe. Zgodnie z opiniami wykonawców każde wdrożenie będzie wymagało osobnego podejścia i przepracowania metody w zależności od rodzaju i warunków bloku energetycznego. W tym kontekście ocena skali innowacyjności nie jest możliwa.

5.2.4 Skalowanie metody na bloki 360/500 MW

Opracowane metody mogą być także zastosowane do modernizacji bloków klasy 360 MW i 500 MW. Bloków klasy 360 MW jest łącznie 15. W Elektrowni Bełchatów pracuje 11 takich bloków o mocy 370 do 390 MW oddanych do użytku w latach 1981-1988. Cztery pozostałe bloki o mocy ok. 380-390 MW zainstalowane są w Elektrowni Opole; zostały one oddane do eksploatacji w drugiej połowie lat 90-tych XX w. Z przeprowadzonych wywiadów wynika, że co najmniej jedna z opracowywanych metod może zostać zastosowana do modernizacji tych bloków zasadniczo bez konieczności dokonywania jej modyfikacji. Opracowane metody będzie można także zastosować do bloków klasy 500 MW (4 bloki), jednakże najprawdopodobniej będzie to wymagało indywidualnych dostosowań.

⁷⁰ <https://www.wnp.pl/energetyka/australia-przekształca-elektrownie-weglowe-w-wodorowe,515592.html>

5.2.5 Wdrożenie metody – perspektywy

Ocena możliwości i skali komercjalizacji na rynku krajowym metod modernizacji bloków węglowych opracowanych w wyniku realizacji programu „Bloki 200+” jest obecnie trudna ze względu na bardzo dynamiczną sytuację w sektorze elektroenergetycznym i ścieranie się wielu przeciwstawnych czynników (tabela 8). Niewątpliwie za koniecznością przeprowadzenia modernizacji bloków zmieniającej reżim ich pracy silnie przemawia kierunek, w jakim zmierza sektor elektroenergetyczny (tj. zastępowania paliw kopalnych nośnikami odnawialnymi). Brak możliwości – zarówno technicznych jak i finansowych – na bardzo szybką substytucję energetyki węglowej technologiami mniej inwazyjnymi wobec środowiska (atom, gaz) sprawia, że źródła konwencjonalne w perspektywie 10 do 15 lat nadal będą wykorzystywane. Te czynniki fundamentalne sprawiają, że teoretycznie zarówno popyt na aplikację metod, jak i przestrzeń – okno czasowe – powinny być, gdyż szybki odwrót od węgla nie jest możliwy bez szkody dla gospodarki. Decyzje niektórych koncernów określające daty wyłączeń tych bloków nie muszą być więc decyzjami ostatecznymi.

Z drugiej strony, szereg czynników bieżących – politycznej czy ekonomicznej natury – powoduje, że to okno czasowe staje się węższe, a zainteresowanie modernizacją ze strony właścicieli bloków słabe, bo pozbawione podstaw ekonomicznych (opłacalność eksploatacji). Kwestie te omówiono we wcześniejszych podrozdziałach. Na czoło wysuwają się tu takie wątki jak czasochłonne przekształcenia własnościowe (utworzenie NABE) obarczone dodatkowo ryzykiem naruszenia prawa unijnego (pomoc publiczna, naruszenie konkurencji) oraz brak bodźca ekonomicznego sprawiającego, że uelastycznienie pracy bloków będzie się opłacać finansowo. W efekcie mamy tu do czynienia ze sprzecznością pomiędzy interesem gospodarki jako całości i strategią rządu, której celem jest zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego (co implikuje konieczność zapewnienia w każdym momencie adekwatnej podaży energii bez względu na jej źródło⁷¹), a krótkookresowym interesem wytwórców energii, których celem jest zarabianie na wytwarzaniu energii. Przejęcie przez NABE węglowych aktywów wytwórczych może konflikt ten załagodzić, choć - jak wskazaliśmy wcześniej - samo utworzenie NABE związane jest z koniecznością pokonania wielu trudności organizacyjnych i prawnych.

⁷¹ Porównaj: Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. Załącznik do Uchwały Rady Ministrów z dnia 2 lutego 2021 r., str. 14 (cele polityki energetycznej państwa).

Tabela 8. Czynniki wspierające i blokujące skuteczną komercjalizację

Rodzaje czynników	Czynniki pro / contra
Czynniki sprzyjające wdrożeniu	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Brak alternatywnych istotnych (atom, gaz) źródeł podaży energii, mogących stanowić (w krótkim czasie) substytucję dla wyłączonych bloków węglowych ➤ Czasochłonność inwestycji w nowe aktywa wytwórcze (kilka, kilkanaście lat) ➤ Zainteresowanie operatorów bloków, gdzie wykonywane są testy w ramach III fazy wdrożeniem niektórych z elementów testowanych metod ➤ Dobre relacje niektórych wykonawców z zagranicznymi klientami (Serbia, Macedonia Północna, Kosowo, Bułgaria, Rumunia) ➤ Możliwość zainteresowania opracowywanymi metodami klientów z krajów spoza UE, gdzie cele klimatyczne nie są tak akcentowane (a bloki węglowe będą nadal użytkowane) – RPA, Indie, Malezja ➤ Wzrost cen energii (poprawa opłacalności wytwarzania) ➤ Różnorodność metod ➤ Możliwość wdrażania elementu składowego metody (a nie całej metody)
Czynniki utrudniające wdrożenie	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Długotrwały proces powoływania NABE ➤ Ryzyko negatywnego ustosunkowania się KE do utworzenia NABE ➤ Brak mechanizmu finansowego wynagradzającego za elastyczność pracy bloków ➤ Już podjęte uchwały o wyłączeniu bloków; wstrzymywanie się z decyzjami inwestycyjnymi ➤ Problemy z pozyskaniem finansowania dla zagranicznych inwestycji modernizacyjnych (restrykcje BŚ, EBI, EBOR, ale także instytucji prywatnych) wobec finansowania inwestycji węglowych ➤ Presja celów klimatycznych w krajach członkowskich UE; wdrożone scenariusze wyłączeń bloków węglowych ➤ Posiadanie własnych silnych ośrodków B+R (np. Niemcy) mogących podjąć problematykę modernizacji ➤ Brak możliwości formułowania oferty handlowej i podejmowania rozmów handlowych w trackie trwania programu

Źródło: Taylor Economics

W sumie, w wyniku ścierania się tych czynników, w naszej ocenie możemy mieć do czynienia z dwoma scenariuszami rozwoju sytuacji w zakresie aplikacji opracowanych metod:

Scenariusz 1 – „wyczekiwanie”. Zmiany własnościowe związane z tworzeniem NABE mogą skłonić właścicieli bloków do wstrzymywania się z decyzjami inwestycyjnymi, gdyż aktywa te nie będą już traktowane jako „własne”. Jak długi będzie okres „wyczekiwania” (na uformowanie się nowego właściciela) zależy od tempa prac nad NABE prowadzonych w kraju (kwestie prawno-organizacyjne) oraz przebiegu negocjacji z Komisją Europejską. Z informacji publikowanych w mediach utworzenie NABE powinno nastąpić dopiero pod koniec 2022 roku po czym rozpocznie się proces notyfikacji przed Komisją Europejską⁷². Zakładając, że zakończy się

⁷² <https://www.bankier.pl/wiadomosc/Rzad-finalizuje-rozmowy-ze-strona-spoleczna-NABE-powstanie-na-poczatku-22-Sasin-8224359.html>

on pomyślnie na początku 2023 roku ewentualne decyzje inwestycyjne (modernizacja) zaczną być rozpatrywane w połowie 2023 roku. Kwestią otwartą jest, czy i kiedy opracowany zostanie mechanizm finansowania pracy bloków węglowych. Taktyka „wyczekiwania” będzie jednak dotyczyła praktycznie wyłącznie rynku krajowego, co nie powinno stwarzać przeszkód w eksporcie metod szczególnie do krajów, gdzie cele klimatyczne nie są tak mocno eksponowane. Bardzo możliwe, że eksport będzie dotyczył nie całej metody, ale tylko pewnych jej elementów składowych (np. konwersja paliwa).

Scenariusz 2 „małych kroków”. Zakładając, że jedna z opracowywanych metod okaże się bardzo tania w aplikacji operatorzy niektórych bloków pomimo toczących się przekształceń własnościowych mogą zdecydować się na jej wdrożenie, jeśli w ten sposób będzie możliwe np. zwiększenie sprawności i efektywności działania bloków węglowych (w mniejszym stopniu będzie liczyła się elastyczność ich działania). Kluczowym elementem zachęcającym do takich decyzji będzie więc relacja nakładów inwestycyjnych do możliwych do uzyskania efektów eksploatacyjnych. Szacunek kosztów poniesionych w ramach III fazy w stosunku do uzyskanych oszczędności (tabela 9), jeżeli okazałyby się realny i zgodny z kosztami wdrożenia na kolejnych blokach, nie przemawia za takim wdrożeniem. Spośród metod realizowanych w ramach III fazy, jedynie metoda Pro Novum wskazuje na potencjalne korzyści finansowe w 10 letniej perspektywie od wdrożenia. Pozostałe metody przy wskazanych kosztach wdrożenia nie są finansowo opłacalne⁷³. Decyzje co do większych inwestycji nie będą podejmowane, gdyż nakłady te nie zwróciłyby się przed przekazaniem aktywów do NABE. Analogicznie jak we wcześniejszym scenariuszu możliwy będzie eksport metody jako całości lub jej fragmentu (szczególnie tych rozwiązań składowych, które adresują kwestie środowiskowe).

Wspólnym elementem obu hipotetycznych scenariuszy jest niepewność generowana przez zmiany systemowe (NABE). Pomimo informacji podawanych przez Ministerstwo Aktywów Państwowych wskazujących konkretne nieodległe terminy powstania NABE, realny moment uruchomienia tej instytucji jest nieznany. Im bardziej będzie on się odsuwał w czasie (np. ze względu na zastrzeżenia KE), tym większa niepewność powstanie, zniechęcając także w drugim scenariuszu do inwestowania w niskonakładową modernizację. Niepewność związana z powstaniem NABE w niczym jednak nie przeszkadza w eksporcie metod. Taki kierunek komercjalizacji wydaje się być obecnie najbardziej realny (wykonalny) i obciążony najniższym ryzykiem. Aby „wyczekiwanie” na rozstrzygnięcia strukturalne na rynku krajowym nie skutkowało erozją opracowanych innowacji (mających głównie postać innowacji procesowych⁷⁴ nie zawierających w sobie rozwiązań przełomowych mogących przyciągnąć szerszą międzynarodową uwagę) należałoby umożliwić wykonawcom jak najszybsze – bez formalnego zakończenia programu – podejmowanie promocji i rozmów handlowych. W tym kontekście trudno jest także ocenić trwałość projektów z uwagi na wskazaną niepewność regulacyjną. Kwestia ta omawiana jest w rekomendacjach.

⁷³ Weryfikacja kosztów wdrożenia po zakończeniu III fazy nie była przewidziana przez Zamawiającego, w związku z tym realna ocena wdrożenia bazującego na efektach ekonomicznych nie jest możliwa.

⁷⁴ Z przeprowadzonych wywiadów wynika, że jedynie jeden z wykonawców zakłada dokonanie zgłoszenia patentowego dotyczącego elementu składowego opracowywanej metody.

Tabela 9. Efekty ekonomiczne opracowanych metod [w zł]

	CAPEX	OPEX	Efekt zastosowania metody	III Faza
Pro Novum	12 431 459	(2 450 413)	(12 072 672)	X
Polimex Mostostal S.A.; Politechnika Warszawska; Transition Technologies S.A.; Energoprojekt Warszawa S.A.;	62 461 817	(1 809 080)	44 371 017	X
Politechnika Krakowska; Politechnika Wrocławska	82 897 453	(8 204 645)	850 999	
Fabryka Kotłów RAFAKO SA	86 552 459	(3 239 801)	54 154 452	X
Politechnika Warszawska; EthosEnergy sp. z o.o.; INTEC sp. z o.o.; Fabryka Kotłów SEFAKO SA; Centralne Biuro Konstrukcji Kotłów SA;	83 491 292	-	83 491 292	

Źródło: Taylor Economics na podstawie danych wykonawców

CAPEX - łączne nakłady na wykonanie prac na Bloku prowadzonych w skali rzeczywistej w ramach Fazy III

OPEX - różnica w jednostkowych kosztach zmiennych eksploatacji Bloku

Uwaga: wartość w nawiasie oznacza oszczędność kosztów)

Efekt zastosowania metody = CAPEX – 10*(OPEX)⁷⁵

5.3 Wpływ pandemii COVID-19

Pandemia COVID-19 miała ograniczony wpływ na realizację projektów badawczych w ramach programu. Umowy pomiędzy NCBR a wykonawcami były aneksowane, gdzie wydłużono o 3 miesiące okres trwania projektów, ale były to standardowe działania stosowane we wszystkich programach badawczych. Zdaniem wykonawców wpływ był widoczny w związku z czasowo wprowadzaną pracą zdalną i dostępnością materiałów, ale w efekcie nie wpłynął znacząco na harmonogramy prac.

⁷⁵ Jest to jedno z kryteriów zastosowanych do oceny projektów po II fazie realizacji, gdzie OPEX liczony jest dla okresu 10 lat (Załącznik nr 12 do Regulaminu pkt. 3).

6 Zarządzanie programem

Podsumowanie

- Program „Bloki 200+” ze względu na złożoność merytoryczną zarówno w zakresie zagadnień elektroenergetycznych, jak i trybu PCP wymagał stworzenia rozbudowanej, wieloelementowej struktury zarządzania.
- Stworzony układ zarządzania charakteryzuje się wysokimi kosztami budowy i funkcjonowania (koszty pozyskania sił zewnętrznych) oraz ryzykiem słabej akumulacji know-how branżowego, które uprzedmiotowione jest w osobach i podmiotach zakontraktowanych na ściśle określony czas.
- Pomimo dużej złożoności stworzonego systemu zarządzania i merytorycznemu skomplikowaniu tematyki, wysoko należy ocenić sprawność zarządzania programem, jeśli za kryterium sprawności przyjąć czas procedowania poszczególnych etapów.
- W realizacji programu można wyróżnić co najmniej dwa punkty krytyczne. Pierwszym był moment formowania się konsorcjów, z czym – oprócz pozyskania podmiotów o odpowiednich kompetencjach - wiązały się dwie kwestie formalno-prawne: przedłożenie z chwilą podpisania umowy weksla in blanco stanowiącego zabezpieczenie ewentualnych roszczeń ze strony NCBR oraz określenia *background IP*, mających stanowić wsad do realizowanych prac B+R. Drugim punktem krytycznym było spełnienie warunku umożliwiającego przystąpienie do realizacji Fazy III, czyli wykazanie posiadania uprawnień do przeprowadzenia referencyjnych prac B+R w skali rzeczywistej bloku energetycznego. Brak spełnienia tego warunku pomimo skutecznego zakończenia Fazy I oraz II oznaczał zakończenie udziału danego wykonawcy w całym Programie.

Program „Bloki 200+” ze względu na złożoność merytoryczną zarówno w zakresie zagadnień elektroenergetycznych, jak i trybu PCP wymagał stworzenia rozbudowanej, wieloelementowej struktury zarządzania. Można tu wyróżnić trzy „piony” tej struktury (schemat 3). Po pierwsze, są to siły własne NCBR reprezentowane przez komórki organizacyjne specjalizujące się w zarządzaniu portfelami projektów B+R. Komórki te dostarczają ogólnej wiedzy z zakresu organizacji i funkcjonowania projektów B+R, lecz nie posiadają *know-how* branżowego. Takie *know-how* z kolei dostarczane jest przez zbudowany na potrzeby programu⁷⁶ zespół NTWE oraz osoby i zespoły „branżystów” pozyskiwane z rynku i zakontraktowane na okres jego realizacji. W tym zakresie należy pozytywnie ocenić zatrudnienie w formie kontraktowej administratora projektu posiadającego odpowiednią wiedzę i doświadczenie. Trzeci pion to siły „zewnętrzne”, czyli podmioty

⁷⁶ Zespół ds. nowych technologii wytwarzania energii (NTWE) zajmuje się także organizacją innych programów z obszaru technologii energetycznych – np. magazynowanie wodoru, innowacyjna biogazownia, magazynowanie energii elektrycznej.

wyberane w trybie przetargowym dostarczające wysoce specjalistycznych usług niezbędnych do przeprowadzenia poszczególnych faz programu.

Schemat 3. Struktura zarządzania programem „Bloki 200+”



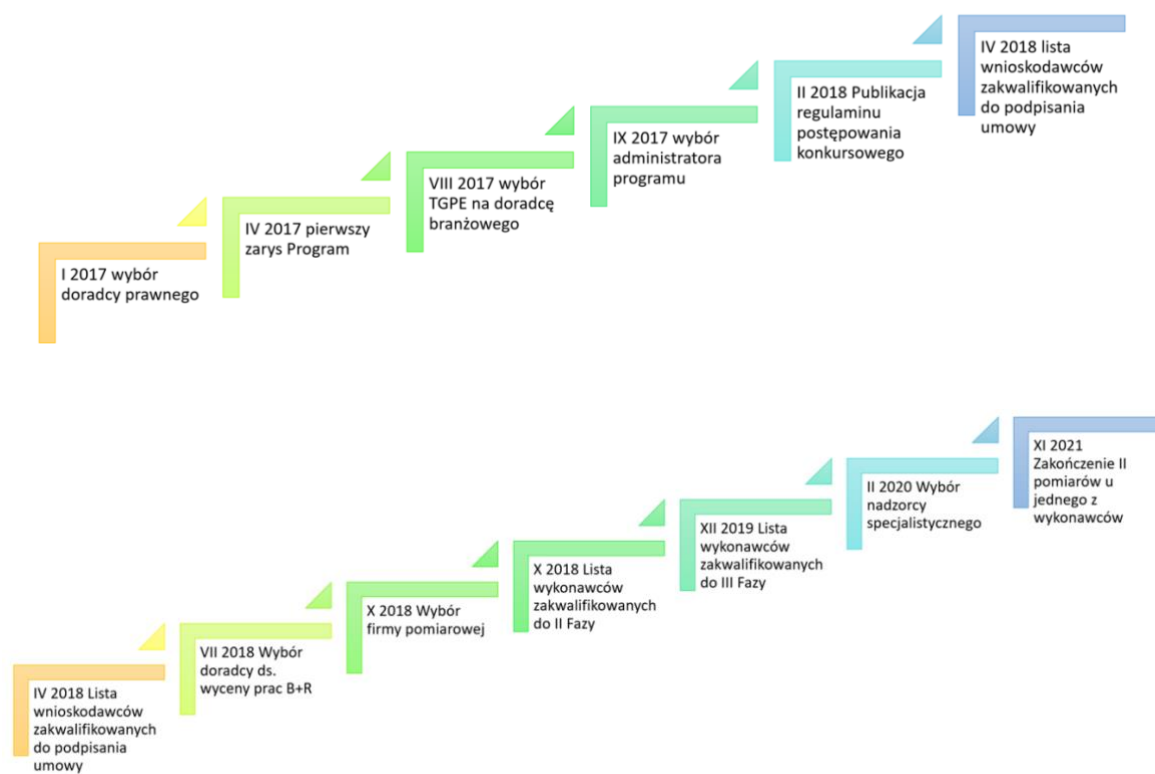
Źródło: Taylor Economics

Taki układ zarządzania niewątpliwie charakteryzuje się wysokimi kosztami budowy i funkcjonowania (koszty pozyskania sił zewnętrznych) oraz ryzykiem słabej akumulacji know-how branżowego, które uprzedmiotowione jest w osobach i podmiotach zakontraktowanych na ściśle określony czas. Prawdopodobnie jedynym sposobem na zmniejszenie kosztów takiego układu zarządzania wynikających z konieczności pozyskiwania know-how branżowego jest organizowanie trybu PCP z zaangażowaniem partnera branżowego. Partner – współzamawiający - takie *know-how* dostarczałby jako aport w organizację programu. Zaangażowanie partnera możliwe byłoby np. w formule obserwatora lub członka komitetu sterującego, na co wskazuje Załącznik/Ekspertyza branżowa. Jest to niewątpliwie kierunek (tj. pozyskiwanie partnera), w

jakim NCBR powinno pójść, jednakże możliwy on jest do realizacji raczej w średnim i długim okresie niż krótkim. To, co jest obecnie do osiągnięcia, to niewątpliwie zwiększenie stopnia absorpcji (przez NCBR) know-how, co będzie z korzyścią dla kolejnych programów. Akumulacja know-how jest obecnie osłabiana zarówno przez czynnik czasu, rozproszenie informacji po różnych komórkach organizacyjnych i osobach oraz czynnik fluktuacji (wraz z odejściem osoby „odchodzi” porcja know-how). Tę akumulację można zwiększyć poprzez szczegółowe rejestrowanie (utrwalanie) przebiegu całego programu na wszystkich jego etapach, tak aby odtworzenie poszczególnych działań było możliwe w przyszłości. Działania takie pozwolą również na udoskonalenie procesów zarządzania, monitoringu i kontroli przyszłych programów uruchamianych w formule PCP.

Pomimo dużej złożoności stworzonego systemu zarządzania i merytorycznemu skomplikowaniu tematyki, wysoko należy ocenić sprawność zarządzania programem, jeśli za kryterium sprawności przyjąć czas procedowania poszczególnych etapów, a jako punkt odniesienia inne programy – RID, BRIK, INGA – dotyczące sektorów złożonych pod względem technologicznym. Z danych przytoczonych w tabeli 9 i 10 widać, że uruchomienie programu „Blok 200+” zajęło ok. 8-11 miesięcy, jeśli za punkty brzegowe fazy przygotowawczej przyjąć wybór doradcy prawnego (I 2017 r.), opublikowanie zarysu programu (IV 2017 r.) oraz datę upublicznienia regulaminu naboru (IV 2018). W programach referencyjnych (choć dotyczących zagadnień mniej złożonych w sensie merytorycznym) ten etap przygotowawczy trwał od 12 do ponad 20 miesięcy, a więc relatywnie znacznie dłużej. Podobnie było z kolejnym etapem. W programach referencyjnych podpisanie umów z wykonawcami następowało najwcześniej po 6-9 miesiącach. W analogicznym czasokresie, w Programie „Blok 200+” umowy nie tylko były już zawarte, ale zakończona została realizacja pierwszej fazy (przedstawienie koncepcji). W sumie więc, w porównaniu do programów referencyjnych, cały układ zarządzający pomimo znacznej złożoności działań bardzo sprawnie.

Schemat 4. Kluczowe momenty organizacji i przebiegu programu „Blok 200+”



Źródło: Taylor Economics

Tabela 10. Punkty węzłowe poszczególnych etapów organizacji programu „Blok 200+”.

Wybór doradcy prawnego pierwszy zarys programu	Ogłoszenie / regulaminu postępowania	Lista wnioskodawców zakwalifikowanych do podpisania umowy	Lista wykonawców zakwalifikowanych do II Fazy
I 2017 / IV 2017	II 2018	IV 2018	X 2018

Źródło: Taylor Economics

Tabela 11. Terminy poszczególnych etapów w ramach wybranych wspólnych przedsięwzięć NCBR.

Program	Zawarcie porozumienia z partnerem	Uruchomienie z naboru	Zamknięcie naboru	Data zawarcia pierwszej umowy z wykonawcami
RID	6 XII 2013	15 I 2015	10 IV 2015	26 II 2016
BRIK	22 X 2015	30 X 2017	12 I 2018	21 VI 2018
INGA	1 XII 2016	19 II 2018	11 V 2018	28 XII 2018

Źródło: Taylor Economics na podstawie „Ewaluacja mid-term Wspólnych Przedsięwzięć RID, INGA, BRIK” Raport końcowy, Listopad 2021

W realizacji programu można wyróżnić co najmniej dwa punkty krytyczne, które miały/mogły mieć negatywny wpływ na jego realizację. Pierwszym punktem krytycznym był moment formowania się konsorcjów z czym – oprócz pozyskania podmiotów o odpowiednich kompetencjach - wiązały się dwie kwestie formalno-prawne: przedłożenie z chwilą podpisania umowy⁷⁷ weksla *in blanco* stanowiącego zabezpieczenie ewentualnych roszczeń ze strony NCBR oraz określenia *background IP*, mających stanowić wsad do realizowanych prac B+R.

Zobowiązanie w formie weksla, jak wynikało z przeprowadzonych wywiadów, stanowiło istotny problem dla członków konsorcjów. Ponieważ potencjał finansowy jakimi dysponowali poszczególni członkowie konsorcjum był (ze względu na skalę prowadzonej działalności gospodarczej) zróżnicowany, możliwość wystawienia weksla posiadały zasadniczo tylko podmioty największe. W konsekwencji, jak wynikało z wywiadów, w konsorcjach odbywało się coś w rodzaju „poszukiwania” chętnego na wystawienie weksla, a następnie wystawiania przez członków konsorcjum sobie wzajemnych weksli tak, aby rozłożyć ciężar zobowiązań i odpowiedzialności proporcjonalnie do obowiązków i zaangażowania w projekt. Sytuację tę dodatkowo utrudniał fakt, że jednostki naukowe były zwolnione z obowiązku wystawiania weksla. W celu minimalizacji tego problemu można rozważyć dopuszczenie stosowania zabezpieczeń w formie poręczenia (np. z funduszu poręczeniowego) lub gwarancji bankowej oraz po drugie stosowanie zabezpieczenia (także w formie weksla) w stosunku do konkretnej kwoty, w tym wypadku odpowiadającej kwocie stanowiącej ekspozycję finansową NCBR.

Z formowaniem konsorcjów wiązał się jeszcze jeden problem tj. kwestia deklaracji co do wnoszonego *background IP*. Konieczność wyspecyfikowania takich przedmiotów własności intelektualnej czy przemysłowej jest oczywista, jednakże krytyce ze strony potencjalnych konsorcjantów podlegał fakt konieczności przekazania tych praw NCBR w ramach obowiązkowej licencji na wykorzystanie opracowanej metody i ewentualnie niepewności co do sposobu uregulowania zasad dysponowania tymi prawami po stronie NCBR (np. zachowanie tajemnicy). Jak wynikało z wywiadów, jeden z podmiotów zagranicznych zrezygnował z przystąpienia do konsorcjum właśnie z tych powodów. W celu ograniczenia negatywnego wpływu należy wskazać, że *background IP* należy do pierwotnych właścicieli, a zamawiający ma prawo do korzystania z nich tylko w takim zakresie, w jakim jest to niezbędne do wykonywania praw z *foreground IP*.

Drugim punktem krytycznym było spełnienie warunku umożliwiającego przystąpienie do realizacji Fazy III, czyli wykazanie posiadania uprawnień do przeprowadzenia referencyjnych prac B+R w skali rzeczywistej bloku energetycznego. Brak spełnienia tego warunku - pomimo skutecznego zakończenia Fazy I oraz II - oznaczał zakończenie udziału danego wykonawcy w całym Programie. Warunek taki był konsekwencją wdrożenia trybu PCP bez zaangażowania operatorów bloków energetycznych. Pozostawienie bloków

⁷⁷ Art. 20 par. 20 wzorcowej umowy o wykonanie i finansowanie projektu w programie „Blok 200+”.

energetycznych niejako „poza” programem i scedowanie obowiązku uzyskania zgody właściciela bloku na przeprowadzenie prac B+R, w sytuacji pewnej sprzeczności interesów⁷⁸ i znacznej różnicy siły przetargowej konsorcjum badawczego i elektrowni, było posunięciem niezwykle ryzykownym - powodującym, że przejście z Fazy II do III stawało się punktem krytycznym całego programu, a decyzja o efektywności zaangażowania środków w dwóch pierwszych fazach programu została *de facto* przekazana w ręce decydentów elektrowni. Sytuacja taka zmaterializowała się w przypadku jednego z konsorcjów, a w przypadku pozostałych wpłynęła na wydłużenie czasu dedykowanego negocjacom z operatorami, uwzględnieniem harmonogramów wyłączeń. Dodatkowo, operatorzy z uwagi na brak wiedzy o metodach, jakie miały być przedmiotem testów w III fazie wymagali zabezpieczenia (polisa, weksel) na poczet nienależycie wykonanych prac lub awarii powstałych w wyniku testów metody. Stanowiło to kolejny element ryzyka dla wykonawców, na który musieli zgodzić się wchodząc do III fazy projektów. Zakładając, że decyzja o pozostawieniu elektrowni „poza” programem była wymuszona czynnikami obiektywnymi (tj. ryzyko pomocy publicznej w trybie PI, niepewność regulacyjna), ryzyko zakończenia programu wraz z końcem Fazy II można było spróbować zminimalizować poprzez włączenie do kręgu interesariuszy instytucji reprezentujących właściciela bloków, czyli Skarb Państwa.

⁷⁸ Celem wykonawców było przeprowadzenie badań, celem operatora bloku zarabianie na produkcji prądu elektrycznego (przeprowadzenie badań wymagało częściowego wyłączenia bloku z pracy zarobkowej).

7 Zidentyfikowane dobre praktyki

- **Na podstawie przeglądu zagranicznych programów realizowanych w formule PCP zidentyfikowano cztery dobre praktyki:**
 - **wskazywanie, wybór i definiowanie problemów strategicznych, które miałyby zostać podjęte w ramach programów badawczych na podstawie usystematyzowanych procedur z wykorzystaniem interesariuszy oraz różnych technik prognostycznych i analitycznych,**
 - **powoływanie jako kierownika programu osoby posiadającej dużą wiedzę i doświadczenie w zakresie danej problematyki (branży, technologii),**
 - **podmioty zainteresowane przyszłym wdrożeniem efektów projektów lub też mające interes społeczny powinny uzyskać status obserwatora w celu uzyskania dostępu do informacji o przebiegu programu, czy osiągniętych efektach ,**
 - **transparentność programu i łatwy dostęp do informacji,**
 - **nacisk na masowe zwiększanie konkurencyjności oraz potencjału innowacyjnego MŚP.**

Niewielka skala wykorzystania zamówień przedkomercyjnych na prace B+R w ramach polityk publicznych w Europie oraz brak usystematyzowanych informacji na temat konstrukcji poszczególnych programów i osiągniętych efektów znacznie utrudnia wskazanie dobrych praktyk mogących stanowić powszechny standard⁷⁹. Dokonując przeglądu sposobu funkcjonowania programu „Bloki 200+” oraz literatury zawierającej informacje na temat innych programów (zagranicznych) udało na się wyróżnić cztery sposoby postępowania, które w naszej ocenie mogą stanowić podstawę dobrej praktyki. Ten niewielki zbiór zaleceń niewątpliwie nie wyczerpuje zagadnienia dobrych praktyk, jednakże sporządzenie dłuższej listy wymagałoby osobnych szczegółowych badań. Poniżej krótka charakterystyka zaproponowanych standardów.

1. Dobra praktyka: **usystematyzowana procedura identyfikowania wyzwań.**

Zasada: wskazywanie, wybór i definiowanie problemów strategicznych, które miałyby zostać podjęte w ramach programów z wykorzystaniem trybu PCP powinno być dokonywane w oparciu o usystematyzowany sposób postępowania (procedurę) angażujący różnych interesariuszy oraz różne techniki prognostyczne i analityczne (np. *brain storming, foresight*).

Na podstawie posiadanych informacji trudno ocenić czy i w jakim zakresie tematyka europejskich programów opartych o tryb PCP wynika z dogłębnej analizy wyzwań gospodarczych i społecznych. Prawdopodobnie ustalana jest w sposób zróżnicowany zarówno, ad hoc jako odpowiedź na

⁷⁹ Pod pojęciem dobrej praktyki rozumiemy taki sposób zachowania (działania, organizacji np. pracy) danej osoby lub instytucji, który nie jest wymagany przepisami (prawa, umowy), jest zamierzony (tj. nie jest dziełem przypadku), jest pożądany z punktu widzenia osiągnięcia celów społecznych i/lub ekonomicznych (lub innych – np. naukowych), nie wiąże się z naruszeniem interesów lub praw stron trzecich i w powszechnej ocenie mógłby stanowić wzorzec dla innych.

problemy już istniejące (np. program POSIDON – technologia likwidacji zanieczyszczeń przemysłowych), jak i w efekcie głębszej analizy (np. Program *Fabulos* – autonomiczne autobusy miejskie). Stosowanie usystematyzowanego podejścia do definiowania tematyki programów jest wskazywane jako jeden z kluczowych elementów najdłużej i najlepiej ocenianego programu realizowanego przez *National Health Service England* w ramach mechanizmu *Small Business Research Initiative*⁸⁰. Podejście takie powinno ułatwić dokonywanie wyboru i selekcji tematów istotnych, w ten sposób unikając ryzyka rozproszenia finansowania, podejmowania tematów które w mogą być rozwiązane przy użyciu znanych na rynku narzędzi (usług, technik, technologii) i małej efektywności zaangażowania środków publicznych.

2. Dobra praktyka: **Profesjonalny menedżer programu.**

Zasada: kierowanie programem PCP powinno być powierzane osobie posiadającej dużą wiedzę i doświadczenie w zakresie danej problematyki (branży, technologii).

Znaczna złożoność programów opartych o tryb PCP wymaga, aby zarządzanie nimi było powierzane osobie o bardzo dobrej znajomości danego zagadnienia branżowego. Wynika to z faktu, że programy takie są praktycznie zawsze głęboko osadzone w konkretnej branży czy specjalizacji technologicznej, bez znajomości której przygotowanie jego szczegółów nie byłoby możliwe. Ponadto, brak adekwatnego know-how na poziomie zarządczym mogłoby powodować znaczną asymetrię informacji na niekorzyść zamawiającego i skłaniać wykonawców do zachowań oportunistycznych (tj. działanie niezgodne z celami programu). Takiego profesjonalnego zarządzania programem nie da się w pełni substytuować “kupując” na rynku usługę doradczą (doradca techniczny) lub ekspercką (eksperci oceniający wnioski). Jedynym rozwiązaniem pozwalającym zachować kontrolę nad całym procesem realizacyjnym jest zatrudnienie profesjonalnego (w rozumieniu specjalisty branżowego) menedżera programu. Rozwiązanie o podobnym charakterze zastosowano w programie „Błoki 200+”, gdzie w ramach procedury przetargowej wybrano administratora programu.

3. Dobra praktyka: **Status „obserwatora” programu.**

Zasada: zamawiający powinien przewidzieć możliwość nadania podmiotom mającym w tym określony interes (merytoryczny lub społeczny) statusu “obserwatora”, mającego stały, bieżący dostęp do określonych informacji na temat przebiegu programu, osiągniętych efektów cząstkowych i końcowych, przy czym status ten nie może naruszać praw przynależnych wykonawcom.

Przegląd zagranicznych programów wskazuje, że status “obserwatora” jest rozwiązaniem stosunkowo często stosowanym w programach wykorzystujących tryb PCP (patrz Załącznik 2). Status taki nadawany jest podmiotom, które choć bezpośrednio nie uczestniczą w programach jako

⁸⁰ Connell, D. (2017). “Leveraging the Public Procurement to Grow the Innovation Economy: an Independent Review of the Small Business Research Initiative (SBRI)”, UK Department for Business, Energy & Industrial Strategy, str. 48-49.

zamawiający i współfinansujący prace B+R, to jednak mogą być w przyszłości zainteresowane wdrożeniem wyników realizowanych projektów. Istotą statusu “obserwatora” jest więc przyciągnięcie uwagi pewnej grupy podmiotów, poprawa dystrybucji informacji i budowa środowiska zainteresowanych wdrożeniem. Status obserwatora umożliwia też skuteczniejsze (bo powiązane z praktyką) promowanie PCP jako formuły zamówień publicznych. Status obserwatora może też być pomocą w dołączeniu do danego programu interesariuszy, którzy nie są zainteresowani wdrożeniem wyników prac B+R, ale ich udział jest istotny z punktu widzenia procesów wdrożeniowych. Może tu chodzić np. o udział legislatorów lub regulatora rynku w przypadku, gdyby wdrożenie wyników wymagało zmian w przepisach⁸¹.

4. Dobra praktyka: **transparentność programu i łatwy dostęp do informacji**.

Zasada: Program realizowany w trybie PCP powinien posiadać dedykowaną stronę internetową, na której powinny być publikowane wszystkie istotne informacje na temat realizacji programu, w tym przede wszystkim informacje o kluczowych warunkach programu (dokumenty, regulaminy, kryteria oceny), oferentach, wykonawcach realizujących prace B+R w poszczególnych fazach, przyznanemu finansowaniu, ocenach uzyskanych przez wykonawców, realizowanych projektach i uzyskanych efektach.

Wykorzystywanie dedykowanych stron (podstron) do przekazywania informacji jest obecnie stosowane jako sposób komunikacji w wielu programach PCP⁸². Strony te służą zarówno promocji poszczególnych programów jak i samego trybu PCP. Stosowanie dedykowanych stron www zawierających wyczerpującą informację na temat danego programu dawałoby jednak daleko większy efekt niż tylko promocja. Transparentność programu pozwalałaby uniknąć zarzutów jakie mogą się pojawić w związku z mechanizmem “lejka”. Jego stosowanie wymaga bowiem odrzucanie na kolejnych etapach kilku wykonawców co zawsze może dawać podstawy (przy braku przejrzystości) do zarzutów o stronniczości.

5. Dobra praktyka: **Nacisk na masowe zwiększanie konkurencyjności oraz potencjału innowacyjnego MŚP (jako jedna z proponowanych ścieżek konkursowych)**

Zasada: programy indukujące innowacyjność oraz zdolność do konkurowania powinny być przeznaczone dla większej liczby wnioskodawców, przy jednoczesnym mniejszym budżecie całkowitym programu

Przegląd zagranicznych programów (w szczególności w odniesieniu do amerykańskich programów wsparcia *Small Business Innovation Research* oraz *Small Business Technology*) wskazuje na potrzebę

⁸¹ Przykładem może być program Fabulous (zarządzanie flotą autonomicznych autobusów), w którym uczestniczy Ministerstwo Gospodarki i Komunikacji, gdyż dopuszczenie do ruchu autobusów kierowanych przez sztuczną inteligencję wymaga zmian prawnych.

⁸² Porównaj np.: www.smart-met.eu, www.posidonproject.eu, <https://fabulos.eu/fabulos-project/>, <https://www.nightingale-h2020.eu/>

stworzenia odrębnej ścieżki konkursowej dla przedsięwzięć obejmujących działania rozwojowe dużej liczby mniejszych firm (tj. głównie skierowanych do małych i średnich przedsiębiorstw) przy mniejszych budżetach całkowitych, a jednocześnie nacechowanych rozwojem innowacyjności. Obecnie, głównym motorem wzrostu gospodarek są liczne firmy małe i średnie, a z racji tego, że te przedsiębiorstwa przyciągają i zatrudniają wysoko wykwalifikowanych pracowników, to są w stanie w relatywnie krótkim czasie wprowadzać na rynek nowe produkty i usługi, przyczyniając się do wzrostu konkurencyjności i innowacyjności w skali kraju. Celem programów *SBIR* oraz *STTR* jest spełnienie konkretnych potrzeb w zakresie działalności badawczo-rozwojowej dla poszczególnych agencji rządowych (wyspecjalizowane projekty m.in. dla rolnictwa, edukacji, transportu, ochrony środowiska itp.), stymulowanie innowacyjności technologicznej, włączenie jak największej liczby podmiotów w działalność innowacyjną (i transfer technologii) oraz promowanie kooperacji między małymi i średnimi przedsiębiorstwami a konsorcjami naukowo-przemysłowymi (*STTR*). Natomiast budżet przeznaczony na realizację pojedynczego projektu jest relatywnie niewielki, zważywszy na fakt braku finansowania Fazy III związanej z komercjalizacją projektu (tj. finansowanie Fazy I (konceptyjnej) oraz Fazy II (prototypowania) w maksymalnej kwocie 1,75 mln USD). W efekcie, amerykańskie programy wsparcia dla mniejszych przedsięwzięć *SBIR* i *STTR* stanowiły największy na świecie program wsparcia dla startupów „America’s Seed Fund”. W 2019 i 2020 roku liczba wyzwań ogłaszanych przez agencje rządowe w ramach programu SBIR wynosiła 7051 i 7125, zaś STTR odpowiednio 9015 i 1037. Tego typu programy powinny być wzorcem dla konstrukcji nowych ścieżek konkursowych o mniejszej skali działania przy mniejszych budżetach z racji tego, że są to przede wszystkim relatywnie drobne programy przeznaczone dla stopniowego rozwoju przedsiębiorstw (oraz przy udziale konsorcjów naukowych) bez wprowadzania istotnie przełomowych rozwiązań. Co za tym idzie, konstrukcja programów w oparciu o doświadczenia *SBIR* oraz *STTR* w kontekście finansowania działań o charakterze rozwojowym powinna mieć bardziej masowy charakter biorąc pod uwagę większą liczbę potencjalnych wnioskodawców (a programy te mogłyby mieć ograniczony względem innych ścieżek budżet całkowity ze względu na niską kapitałochłonność prac badawczych), co potencjalnie mogłoby przyczynić się do znacznego przyspieszenia rozwoju podmiotów gospodarczych.

8 Wnioski i rekomendacje

W niniejszym rozdziale zebraliśmy wszystkie wnioski i rekomendacje wynikające z przedstawionych wcześniej analiz.

Tryb PCP jest bardzo użytecznym i skutecznym sposobem poszukiwania innowacyjnych rozwiązań, szczególnie w obszarze strategicznych wyzwań gospodarczych. Metoda konkurencyjnego rozwoju (tzw. lejek) pozwala bowiem na uzyskanie większego wyjściowego zbioru rozwiązań i oderwanie się od tradycyjnych schematów myślowych. Tryb PCP powinien być zatem coraz częściej stosowany szczególnie tam, gdzie wyniki projektów B+R po ich komercjalizacji mogłyby wywoływać duże tzw. korzyści zewnętrzne (tj. korzyści nie tylko dla bezpośredniego beneficjenta). Obecna praktyka realizacji trybu PCP, gdzie NCBR występuje jako jedyna instytucja finansująca program i jedyna instytucja zamawiająca rodzi jednak dla NCBR znaczne ryzyko, wynikające z pozostawienia poza programem zagadnienia komercjalizacji opracowanych rozwiązań. Nabywanie przez NCBR nieodpłatnej licencji nic w tej kwestii nie zmienia, gdyż NCBR nie dysponuje ani potencjałem, ani know-how umożliwiającym samodzielne dokonanie takiej komercjalizacji. Taki wariant programów w trybie PCP z NCBR jako jedynym zamawiającym miałby uzasadnienie, gdyby efektem końcowym projektów B+R miały być produkty/usługi funkcjonujące na rynku konkurencyjnym o małym stopniu regulacji. Tymczasem program „Bloki 200+” (podobnie jak inne programy z obszaru efektywności energetycznej) dotyczy rynku silnie regulowanego zarówno w zakresie cenowym, jak i dostępu do rynku. Ponieważ dla NCBR ryzyko realizacji takich programów może się wiązać z wydatkowaniem dużych środków i jednoczesnym brakiem efektów (w postaci komercjalizacji), **rekomendujemy** w przypadku programów PCP dotyczących problemów badawczych z sektorów infrastrukturalnych charakteryzujących się konkurencją monopolistyczną, oligopolistyczną i złożonym systemem regulacyjnym odchodzenie od takiej konstrukcji, gdzie NCBR jest jedynym zamawiającym i jedyną instytucją finansującą. Do programów takich powinny być kooptowane podmioty branżowe jako współzamawiający i współfinansujący lub też co najmniej jako „obserwatorzy” (analogicznie jak to się dzieje w programach zagranicznych). Obecna formuła (NCBR jako jedyny zamawiający) powinna być stosowana wyłącznie w sytuacji gdy efektem programu będą rozwiązania (produkty, usługi) ukierunkowane na rynki w wysokim poziomie konkurencji i dużej liczbie podmiotów mogących być zainteresowanych wdrożeniem. W długim horyzoncie czasu NCBR powinien – w programach w trybie PCP - zająć pozycję instytucji współfinansującej i odpowiedzialnej za zarządzanie sferą projektów B+R, przesuwając odpowiedzialność za kwestie branżowe na partnerów (branżowych, przemysłowych).

Pozyskanie przez NCBR partnerów do realizacji programów w trybie PCP będzie zadaniem trudnym i czasochłonnym, gdyż tryb ten jest absolutną nowością w krajach Unii. Konieczna jest zatem intensywna promocja takiego trybu realizacji prac B+R. I chociaż poszczególne programy (np. eVan, „Bloki 200+”) stanowią niewątpliwie praktyczną formę reklamy PCP, to jednak konieczne są także działania szersze i bardziej zróżnicowane. **Rekomendujemy** utworzenie przy NCBR dedykowanej komórki (np. W ramach Krajowego Punktu Kontaktowego PR Horyzont Europa (KPK) działającego w ramach NCBR), który prowadziłby działalność informacyjną i doradczą na temat wszystkich programów PCP realizowanych w Europie,

zachęcając jednocześnie do udziału w nich co najmniej w roli⁸³. Umiejscowienie takich działań w ramach KPK jest zasadne z uwagi na fakt iż szereg programów w formule PCP jest uruchamianych w programie ramowym Horyzont Europa. Komórka taka mogła by także zostać wyposażona w instrumenty finansowe (dotacje) na pokrycie części kosztów funkcjonowania polskich podmiotów (np. JST) jako obserwator w zagranicznych programach. Budowana w ten sposób społeczność instytucji i osób rozumiejących istotę trybu PCP będzie dużą korzyścią dla samego NCBR jako zarządzającego lub realizatora.

Realizacja programów w trybie PCP dotyczących sektorów regulowanych, strategicznych i infrastrukturalnych wymaga znacznie dokładniejszej analizy ryzyka systemowego i regulacyjnego. Poziom tego ryzyka – w naszej ocenie - nie został w pełni oszacowany w przypadku programu „Bloki 200+”, choć – należy wyraźnie zaznaczyć – jego właściwa ocena była niezwykle trudna. Uruchomienie programu zbiegło się z intensyfikacją międzynarodowych wysiłków politycznych zmierzających do głębokiej restrukturyzacji europejskiego sektora elektroenergetycznego jako sposobu przeciwdziałania zmianom klimatycznym. Znalazło to wyraz w programie Komisji Europejskiej – Europejski Zielony Ład (grudzień 2019 r.) i szczegółowych rozwiązaniach systemowych powstających na tej bazie (np. strategia metanowa, strategia wodorowa, itd.). Sformułowanie na arenie europejskiej wyraźnego priorytetu w postaci odejścia od paliw kopalnych jako nośnika energii i jednocześnie dość długie wyczekiwanie rynku krajowego na rządowe dokumenty strategiczne (publikacja polityki energetycznej w styczniu 2021 r.) wywołało stan niepewności, co znalazło wyraz w dość powszechnym wstrzymywaniu się koncernów energetycznych od inwestowania w bloki węglowe⁸⁴. Fakt pojawienia się nagle niepewności systemowej wywołanej publikacją Europejskiego Zielonego Ładu trudno uznać za argument przemawiający za wstrzymaniem (grudzień 2019 r.) programu. Ta niepewność systemowa nie podważa zasadności programu, choć wyraźnie „uderza” w proces komercjalizacji. Tym niemniej, gdyby w momencie uruchamiania programu udało się zidentyfikować zarysy europejskiej strategii niektóre z jego parametrów przypuszczalnie można by zdefiniować inaczej (np. przyspieszyć realizację, zwiększyć nacisk na kwestie środowiskowe). Sytuacja, w jakiej znalazł się program (zbiegnięcie się jego realizacji z wyartykułowaniem europejskiej polityki głęboko przebudowującej sektor) jest przede wszystkim źródłem wniosków dla innych programów dotyczących sektorów regulowanych i infrastrukturalnych. **Rekomendujemy**, aby w przypadku sektorów takich jak np. elektroenergetyka, ciepłownictwo (i innych regulowanych) w ramach przygotowywania trybu PCP dokonywano bardzo dokładnej analizy różnych scenariuszy rozwoju sytuacji w zakresie możliwości⁸⁵ pojawienia się (nowych) rozwiązań prawno-

⁸³ W kilkunastu analizowanych zagranicznych programach nie znaleziono żadnej informacji na temat udziału jakiegokolwiek instytucji z Polski (przynajmniej w roli obserwatora). Tymczasem w Programie FABULOUS w roli obserwatorów występowało wiele podmiotów (miast i instytucji) z różnych państw: miasta - Buenos Aires, Kopenhaga, Delphi (Grecja), Fundão (Portugalia), Ghent (Belgia), Kongsberg (Norwegia), Madryd, Porvoo (Finlandia), Torino (Włochy), Trikala (Grecja), Tuusula (Finlandia), Vantaa (Finlandia), Velje (Dania), Egaleo (Grecja), Tampere (Finlandia), Stavanger (Norwegia), instytucje - Porto Digital, Hamburger Hochbahn, Hermes Public Transport (Holandia), Horarios do Funchal (Portugalia), Kolumbus AS (Norwegia), MOVIA (The Regional Transportation Company for the Greater Copenhagen region), Tallinna Linnatranspordi (Public Transport Operator city of Tallinn).

⁸⁴ „Informacja na temat planów inwestycyjnych w nowe moce wytwórcze w latach 2020 – 2034”. Urząd Regulacji Energetyki. Warszawa, czerwiec 2021 r.

⁸⁵ Chodziłoby o zidentyfikowanie rozwiązań, które dopiero są przygotowywane.

regulacyjnych na poziomie europejskim i krajowym⁸⁶ i ich wpływu na realizację takiego programu. W ramach takich analiz konieczne jest także wskazywanie warunków prawnych (zmiany w regulacjach) i ekonomiczno-finansowych, jakie muszą być wdrożone, aby efekty trybu PCP były możliwe do wdrożenia. Dokument powinien mieć charakter wewnętrznej analizy.

W sytuacji przeprowadzanych obecnie zmian własnościowo-strukturalnych staje się oczywiste, że kluczowym decydem w kwestii sposobu eksploatacji bloków węglowych będzie NABE. Ponieważ podmiot ten powstaje z inicjatywy Ministerstwa Aktywów Państwowych **rekomendujemy**, aby NCBR nawiązał kontakt z osobami odpowiedzialnymi za tworzenie NABE (pełnomocnik Ministra Aktywów) oraz samym Ministrem Aktywów w celu przekazania dokładnej informacji na temat efektów programu i korzyści, jakie mogą wynikać z ich wdrożenia w kraju.

W przypadku, gdy decyzje inwestycyjne na rynku krajowym mogą być odsuwane w czasie w związku z tworzeniem NABE (tak jak sugerujemy to w scenariuszu „wyczekiwania”), racjonalne wydaje się zintensyfikowanie wysiłków na rzecz wprowadzenia opracowywanych metod na rynki zagraniczne. Ponieważ już obecnie w trakcie realizacji fazy III (ale przed jej formalnym zakończeniem) wykonawcy dysponują wiedzą na temat skuteczności opracowanych rozwiązań **rekomendujemy** dokonanie takich zmian w zapisach umów (art. 29 Poufność), aby możliwe było już obecnie formułowanie przez wykonawców wstępnych ofert handlowych i podejmowanie rozmów w sprawie aplikacji metod. Rekomendujemy także, aby NCBR korzystając np. ze środków pomocy technicznej wsparć - w porozumieniu z wykonawcami i we współpracy np. z TGPE - proces promocji metody na wybranych rynkach zagranicznych poprzez zamieszczanie fachowych postów w branżowych mediach zagranicznych czy udział w imprezach branżowych; informacja o programie powinna być także przekazana PAIH oraz wybranym polskim placówkom dyplomatycznym.

Jak wskazaliśmy w podrozdziale 4.2 rozwiązania zastosowane w zakresie IP są niepraktycznie i różnią się od mechanizmów stosowanych w europejskich PCP (choć trudno tu mówić o ukształtowaniu się jednolitej praktyki). **Rekomendujemy** dokonanie ich modyfikacji w następującym kierunku. Po pierwsze, wykonawca powinien mieć prawo, a nie obowiązek do udzielania licencji podmiotom trzecim⁸⁷. Po drugie, należy zastosować klauzulę *call-back*⁸⁸ na rzecz zamawiającego i wówczas ma on nieograniczone prawo do

⁸⁶ Przykładowo o tym, że w ustawie o rynku mocy będzie musiał się pojawić limit emisji CO₂ (550 gr. CO₂/kWh energii elektrycznej) wiadomo było od połowy 2019 r., gdyż obowiązek wdrożenia takiego limitu wynikał z Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej. W takiej sytuacji można było wówczas dokonać analizy jaki to będzie miało wpływ na Program „Bloki 200+”.

⁸⁷ Przykładowo, w programie EuropeWave prawo to dotyczy obu stron: „...5.1 (b) Procurers have the right to require the Contractor to grant non-exclusive licences to third parties to exploit the Results under fair and reasonable conditions (without the right to sublicense); (c) The Contractor may grant non-exclusive licences to third parties allowing them to exploit the Results (or otherwise give the right to exploit them) unless this impedes the access rights of the Procurers. Porównaj: EuropeWave PCP Framework Agreement.

⁸⁸ Przykładowo, klauzula *call-back* w programie Fabulous wygląda następująco: “9.1 The Contractor shall, within minimum four (4) years after the end of the participation of the Contractor in the Project, take measures to ensure that its Results are exploited commercially (directly or indirectly, in particular through transfer or licensing, which includes licensing under “Open Source” conditions). 9.2 If the Contractor fails to commercially

komercjalizacji i zachowania wszelkich pożytków z niej. Po trzecie, we wzorcu umowy należy wyraźnie wskazać, że *background IP* należy do pierwotnych właścicieli, a zamawiający ma prawo do korzystania z nich tylko w takim zakresie w jakim jest to niezbędne do wykonywania praw z *foreground IP*. Po czwarte, zamawiający powinien określić i opisać techniczno-organizacyjne zasady ochrony *background i foreground IP*, jakie będzie stosował w sytuacji uzyskania dostępu do tych IP. Zasady te powinny być znane wykonawcom.

Mechanizm płatności za realizację zadań cząstkowych w fazie III, który zakłada brak wypłaty 10% wartości zadania cząstkowego⁸⁹ w przypadku nieosiągnięcia zakładanych parametrów pracy bloku⁹⁰ jest rozwiązaniem wątpliwym z punktu widzenia istoty procesu B+R. Prace B+R zawsze realizowane są w warunkach niepewności co do efektu końcowego. W programie „Blok 200+” choć na etapie koncepcji, a następnie jej uszczegóławiania w fazie II wielce prawdopodobne było, że założone parametry metody zostaną osiągnięte w warunkach rzeczywistych, to jednak nadal nie było pewności, że tak faktycznie będzie. Istniejący mechanizm płatności 10% należy więc traktować jak „antybodziec” - rozwiązanie, które zachęca do ostrożności i rezerwy zamiast podejmowania ryzyka badawczego. **Rekomendujemy** usunięcie zapisów o takim charakterze w programach organizowanych w przyszłości; alternatywą może być pozostawienie takiego zapisu pod warunkiem zmiany brzmienia i traktowania go jako warunkowego i egzekwowanego wyłącznie w sytuacji, gdy nieosiągnięcie założonych parametrów wynikałoby z niedochowania należytej staranności, czyli zaniedbań wykonawcy w procesie badawczym i pomiarowym,

Rekomendujemy także zmianę sposobu oceny stopnia osiągnięcia zakładanych (na etapie koncepcji) parametrów pracy bloków. Z obecnego brzmienia zapisów regulaminu oraz wzorca umowy można wnosić, że parametry te muszą być osiągnięte jednocześnie, czyli jako logiczna koniunkcja. Tak jak wskazaliśmy powyżej, tak rygorystyczny mechanizm oceny stoi w sprzeczności z charakterem procesów B+R, których immanentną cechą jest niepewność (ryzyko). Taki mechanizm nie bierze też pod uwagę faktu zmienności warunków technicznych pracy bloków, które są trudne do przewidzenia przez wykonawcę, a także trudne do zagwarantowania *ex-ante* przez operatora bloku⁹¹. Dlatego proponujemy wprowadzenie przedziałów/pasm wahań (odchylenia) dla wskazanych w regulaminie parametrów pracy bloków.

W sytuacji, gdy w programach w trybie PCP NCBR występuje jako jedyny zamawiający posiłkujący się wiedzą podmiotów zewnętrznych, należy zmaksymalizować proces akumulacji know-how przynajmniej w warstwie zastosowanych procedur i rozwiązań formalno-prawnych. Dlatego **rekomendujemy** dokumentowanie przebiegu całego programu: wszystkich wydarzeń, czynności, procesów i dokumentów (regulaminy, wzorce

exploit the Results within this period (or uses the Results to the detriment of the public interest, including security interests), the Buyers Group members are entitled to require the ownership of the Results be transferred to them.”. Porównaj: Pre-commercial Procurement (PCP). FABULOS. Future Autonomous Bus Urban Level Operation Systems TENDER DOCUMENT 3: PCP FRAMEWORK AGREEMENT (the “Framework Agreement”) Version dated 1.9.2018.

⁸⁹ Art. 20 par 12 wzoru umowy o wykonanie i finansowanie projektu w programie „Blok 200+” (załącznik nr 2 do Regulaminu).

⁹⁰ Minimalne parametry pracy bloku określone w tabeli 9.1 Regulaminu.

⁹¹ Problem taki sygnalizował jeden z respondentów – zmiana parametrów jakościowych węgla (zmiana kaloryczności) dostarczanego do elektrowni może wpłynąć np. na gradient naboru mocy.

dokumentów, protokoły, itd.) począwszy od etapu przygotowawczego, aż po zamknięcie programu tak, aby po kilku latach pomimo upływu czasu czy odejściu z Centrum osób zaangażowanych w jego realizację, możliwe było jego wierne odtworzenie zarówno dla celów szkoleniowych, jak i pod kątem tworzenia nowych programów.

Z punktu widzenia koncernów energetycznych wdrożenie metod zapewniających elastyczną pracę bloków może być atrakcyjne pod warunkiem wprowadzenia mechanizmu wynagradzania za taką elastyczność w postaci nowej usługi systemowej opłacanej przez PSE. Brak takiej usługi może spowodować, że poprawne technologicznie metody zmiany reżimów bloków węglowych mogą natrafiać na "pustkę systemową", gdyż na rynku brak będzie odpowiednich bodźców ekonomicznych. Rekomendujemy aby PSE wprowadziło nową usługę systemową elastycznego eksploataowania zmodernizowanych bloków węglowych.

Załącznik 1 Podsumowanie realizowanych projektów

Nr umowy	Funkcja	Oferent	Realizowane fazy	Liczba odbiorców w fazie III	Szacunkowy koszt wykonania projektu
234/17/PU/1	Konsorcjant	Politechnika Warszawska	I-III	13	49 mln PLN
	Konsorcjant	Transition Technologies SA			
	Konsorcjant	Energoprojekt Warszawa SA			
	Konsorcjant	Polimex Mostostal SA			
234/17/PU/2	Konsorcjant	Politechnika Warszawska	I-II	24	75 mln PLN
	Konsorcjant	EthosEnergy Sp. z o.o.			
	Konsorcjant	Zakład Automatyki Przemysłowej INTEC Sp. z o.o.			
	Lider	Fabryka Kotłów SEFAKO SA			
	Konsorcjant	Centralne Biuro Konstrukcji Kotłów SA			
234/17/PU/3	Konsorcjant	Politechnika Wroclawska	I-II	Brak danych	89,43 mln PLN
	Konsorcjant	Politechnika Krakowska			
	Konsorcjant	Zakłady Remontowe Energetyki Katowice S.A.			
234/17/PU/4	Lider	Przedsiębiorstwo Usług Naukowo-Technicznych "Pro-Novum" Sp. z o.o.	I-III	41	77,49 mln PLN
234/17/PU/5	Lider	Fabryka Kotłów RAFAKO SA	I-III	74/53	71 mln PLN
	Lider	Instytut Maszyn Przepływowych im. Roberta Szwalskiego Polskiej Akademii Nauk	I		162,36 mln PLN

Załącznik 2 Przykłady zamówień publicznych realizowanych w formule PCP.

Nazwa projektu	Okres od / do	Budżet (mln euro)	Instytucja współfinansująca	Zamawiający	Opis / uwagi	Sposób wdrożenia
POSIDON - POLLuted Site DecontaminatiON	02.2018 / 06.2023	6,2	EU - 81% (H2020-EU.3.5.2.3.)	(1)Port Network Authority of the Eastern Adriatic Sea Port Of Trieste. (2)Bilbao City Council Obserwatorzy: (3)Spaque (spółka belgijska) (4)Vitoria Gasteiz City Council (5)Baja do Tejo (firma konsultingowa)	Opracowanie nowej, efektywnej kosztowo technologii likwidacja zanieczyszczeń przemysłowych gleby i wody.	-
SILVER - ICT for Ageing and Wellbeing	01.2012 / 08.2016	4,2	EU - 62% (FP7-ICT)	(1)The Lead Partner – Agence de Développement et d'innovation de la Nouvelle-Aquitaine (Fancja) (2)Autonom'Lab (3)Home Care Lab (4)KIMbcn (5)GAIA (6) Associação TICE.PT (7) klister TIC SANTE Nouvelle-Aquitaine (8) IPCA	Identyfikacja nowych technologii mogących wspierać osoby starsze w wykonywaniu codziennych czynności. Wpłynęły 32 oferty; wybrano siedem do przeprowadzenia studium wykonalności na etapie 1; następnie zaproszono ich twórców do złożenia oferty na etapie 2, w którym wybrano trzy oferty w celu stworzenia prototypów do testowania. Na podstawie tych testów zaproszono dwóch wykonawców do złożenia oferty na etapie 3. Ostatecznie wybrano system asystenta dla osób starszych Lean Elderly Assistant (LEA) firmy Robot Care Systems, z którą podpisano umowę na testowanie prototypu przez użytkowników końcowych w pięciu krajach (UK, Finlandii, Szwecji, Holandii i Danii).	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Rozpoczęcie produkcji asystenta dla osób starszych (LEA) firmy Robot Care Systems w maju 2018: LEA from Robot Care Systems in production - Hittech ➤ Zaprezentowane na GITEX 2018 w Dubaju przez Amro Kamel General Trading (ZEA) http://www.robotikworld.com/lea/

ICT Solution: Big data structural solution for management and maintenance of the Information System related to critical infrastructure in the water sector	09.2019 / 09.2021	0,7	-	Waterschapsbedrijf Limburg – spółka publiczna będąca własnością regionu Limburgii, zarządzająca siecią 17 oczyszczalni ścieków	Zastosowanie big data do systemów automatyki sterującej siecią oczyszczalni projekt składa się z czterech faz: (1) process automation and maintenance; (2) security; (3) Big data; (4) R&D (PCP dotyczy tylko zastosowania big data)	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Projekt jest obecnie w finalnej części etapu 3 PCP, planowane wdrożenie do 01.01.2022: Waterschapsbedrijf Limburg (WBL) - European Assistance for Innovation Procurement (eafip.eu)
FABULOS - Future Automated Bus Urban Level Operation Systems	01.2018 / 03.2021	7,8	EU - 90% (H2020-EU.2.1.1)	(1)Forum Virium Helsinki (koordynator i lider) (2)Ministry of Economic Affairs and Communications Estonia (3)Gmina Gjesdal, Norway (4)Gmina Helmond, Netherlands (5)Gmina Lamia, Greece (6)Sociedade Transportes Colectivos do Porto (STCP), Dodatkowo utworzono grupę tzw. uprzywilejowanych partnerów (miasta takie jak np. Kopenhaga, Turyn, Gent, Madryt) zainteresowanych obserwowaniem przebiegu projektu.	Zakup usługi B+R mającej na celu stworzenie prototypu i testowanie system zarządzania i funkcjonowania floty małych autonomicznych autobusów miejskich. https://fabulos.eu/	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Faza testów prototypów została zakończona; ➤ Podczas testów, 6 pojazdów autonomicznych przewiozło łącznie 2807 pasażerów na dystansie ok. 14 000 km na terenie Finlandii, Estonii, Norwegii, Holandii, Portugalii i Grecji; ➤ Problem z aspektami legislacyjnymi odnośnie użytkowania pojazdów autonomicznych na terenie kilku z ww. krajów (Portugalia, Grecja) – w pozostałych można z sukcesem korzystać z tego typu transportu; ➤ Komerccjalizacja ma nastąpić w następnym projekcie FABULOS Phase X https://fabulos.eu/robot-bus-fleets-have-been-successfully-tested-in-5-european-cities/
CHARM - Common Highways Agency Rijkswaterstaat Model	10.2012 / 08.2017	4,6	EU - 60% (FP7-ICT)	(1)Department of Transport (UK) (2)Ministerie Van Infrastructuur En Waterstaat (Holandia) (3) Ministerie Van Economische Zaken En Klimaat (Holandia) (4)The Technology Strategy Board (5)Region Flamandii	Opracowanie innowacyjnych rozwiązań w zakresie zarządzania ruchem pojazdów https://trimis.ec.europa.eu/project/common-highways-agency-rijkswaterstaat-model#tab-partners	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Projekt zakończony uruchomieniem sześciu modułów pilotażowych do zarządzania ruchem (moduły te to m.in. wykrywanie wypadków na drodze, zarządzanie siecią ruchu i systemy samochodowe) i zaimplementowany w systemie CHARMS ATMS DYNAC https://www.rijkswaterstaat.nl/en/mobility/projects/charm-programme/charm-pcp https://www.rijkswaterstaat.nl/en/mobility/projects/charm-programme

						<ul style="list-style-type: none"> ➤ Wdrożona część całej platformy do zarządzania ruchem jest używana m.in. w Utrechcie, Helmond, Wolfheze i Rhoon
SMART.MET - PCP for Water Smart Metering	01.2017 / 01.2022	4,4	EU - 90% (H2020-EU.2.1.1)	7 spółek wodociągowych (m.in. Bruksela, Paryż, Budapeszt, region Wenecji)	Opracowanie technologii gromadzenia i zarządzania danymi z inteligentnych liczników wody	<ul style="list-style-type: none"> ➤ W trakcie – jeszcze nie wdrożono - PCP faza 3 ➤ Do końca września 2021 trwała faza testowania prototypów (m.in. we Francji, Włoszech, Belgii, na Węgrzech i w Hiszpanii) - brak wniosków końcowych z projektu; https://www.aquapublica.eu/article/news/smart-met-consortium-concludes-installation-3000-innovative-smart-water-metering
Muntstroom	W toku	0,5	-	(1)STIB-MIVB (lider) (2)CIRB-CIBG (3)Brussels Mobility (4)parking.brussels.	Opracowanie system analizy i sterowania strumieniami przemieszczania się pieszych na terenie Brukseli (możliwość określania najkrótszej / najbezpieczniejszej drogi)	<ul style="list-style-type: none"> ➤ W trakcie – jeszcze nie wdrożono - wczesny etap (PCP faza 1 w 01.2022); https://bric.brussels/en/our-solutions/in-the-pipeline/muntstroom
Opracowanie egzozszkieletu	08.2018 / w toku	2,6	-	Region Lombaridii	Opracowanie egzozszkieletu do zastosowań medycznych; opracowanie safe bronchial aspiration system https://www.openinnovation.regione.lombardia.it/it/what's-going-on/pre-commercial-procurement-online	-
Explosives and Weapons Detection	W toku	2,8 GBP	UK SBRI	The Defence and Security Accelerator działający w imieniu: (1)Centre for the Protection of National Infrastructure (2)Department for Transport (3)Defence Science and Technology Laboratory (4) Home Office, (5) Office for Security and Counter Terrorism	Rozwiązania technologiczne służące wykrywaniu materiałów wybuchowych, broni i narkotyków. https://www.gov.uk/government/news/28m-innovation-funding-to-boost-detection-of-explosives-weapons-and-illicit-drugs	-

				(6)Metropolitan Police Service (7)U.S. Department of Homeland Security (8) Science and Technology Directorate (9) Border Force		
Technologia odkażania ambulansów	W toku		UK SBRI	Defence and Security Accelerator W imieniu: (1)Defence Science and Technology Laboratory (2)Ministry of Defence (3)Welsh Government (4)Innovate UK	Opracowanie technologii szybkiego odkażania ambulansów medycznych (COVID-19)	-
Hurtigbat project (Emission Free Scheduled Express Boat)	2017 / 2019	1,5	-	Gmina Sor-Trondelag (Obserwatory – 11 podmiotów, głównie innych gmin)	Opracowanie zero-emisyjnych szybkich promów obsługujących połączenie liniowe podział zamówienia na dwie fazy – koncepcja (6 miesięcy) i rozwój / testy (12 miesięcy) do realizacji zamówienia wybrano 5 konsorcjów; wszystkie przeszły do fazy 2 prawa własności przemysłowej zostały przypisane na wykonawców	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Pięć konsorcjów ukończyło projekt w 2019 i rozpoczęło komercjalizację swoich rozwiązań ➤ Efektem działania są innowacyjne promy: AERO 40, Flying Foil, Rodne Trafikk AS/Bostek, Selfa Arctic, Transportutvikling https://ec.europa.eu/newsroom/dae/document.cfm?doc_id=63499
Long-endurance unmanned Surface vehicles	2012-2014	1 GBP	-	UK National Oceanography Center UK Natural Environment Research Council UK Defence Science and Technology Laboratory	opracowanie taniego, efektywnego energetycznie autonomicznego pojazdu morskiego o długim czasie samodzielnego działania i dużym zasięgu podział na dwie fazy: koncepcja (3 miesiące), rozwój i testy (12 miesięcy) do fazy 1 wybrano 5 wykonawców do fazy 2 przeszło dwóch wykonawców	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Obaj wykonawcy ukończyli projekt z sukcesem i sprzedają autonomiczne pojazdy morskie stworzone w czasie trwania PCP ➤ Dla przykładu, jeden z wykonawców, ASV Global otrzymał dwa kontrakty za 750 000 funtów od sił obronnych UK oraz liczne zamówienia z sektora paliw (celem pomiaru jakości wód w określonych miejscach). https://ec.europa.eu/newsroom/dae/document.cfm?doc_id=64196 ➤ Efektem działania są innowacyjne pojazdy morskie: AutoNaut (MOST Ltd) oraz C-Enduro (ASV Global Ltd)

Reducing water spillage	2013 / 2014	3,2 SEK	-	9 podmiotów zajmujących się dostarczaniem wody dla gmin (firmy wodociągowe)	podział zamówienia na dwie fazy: koncepcja (2 miesiące), prototyp (5 miesięcy) do pierwszej fazy wybrano 4 wykonawców do 2 fazy przeszło dwóch wykonawców prawa IP zostały po stronie wykonawców	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Obaj wykonawcy ukończyli projekt z sukcesem, tworząc pełnowymiarowe produkty (łączniki rur wodociągowych) i włączając je do swojego bieżącego portfolio ➤ Efektem działania są innowacyjne łączniki rur wodociągowych: DOST COUPLER (TEGA) oraz CONICAL RING COUPLER (FRIATEC) ➤ Biorąc pod uwagę całkowity koszt PCP w odniesieniu do kosztów pojedynczego wycieku (3 200 000 SEK vs. 600 000 SEK), uznaje się ten projekt za bardzo korzystny z punktu widzenia socjoekonomicznego. Ponadto, czas potrzebny na montaż zaawansowanych technicznie łączników został zredukowany ponad trzykrotnie https://ec.europa.eu/newsroom/dae/document.cfm?doc_id=58855
PROCURE	W toku	7,7	EU (H2020)	Barcelona Eilat Istambuł Norymberga Valencja Oraz miasta obserwatorzy	zwiększenie efektywności energetycznej budynków mieszkalnych (zapewnienie pełnego odzysku energii); możliwość docelowego wdrożenia rozwiązania w 21 tys. budynków faza 1 koncepcyjna planowana na 3 miesiące (planowane dopuszczenie 6 wykonawców) faza 2 – 8 miesięcy, planuje się dopuszczenie 4 wykonawców faza 3 – 16 miesięcy; planuje się dopuścić 2 wykonawców	-
MaterialPort System	2018 / 2020	0,3	Business Finland	5 instytucji zarządzających gospodarką odpadami (Finlandia)	opracowanie dedykowanego systemu zarządzania procesem gromadzenia odpadów komunalnych (cyfryzacja wszystkich etapów cyklu produkcyjnego) wpłynęły 4 oferty; wybrano jednego wykonawcę	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Testowa wersja cyfrowego systemu zarządzania odpadami została uruchomiona latem 2020 r. ➤ Po pomyślnych testach, na początku 2021 rozpoczęto transformację starych systemów zarządzania odpadami w kierunku używania jedynie nowych

						https://www.hankintakeino.fi/en/examples/modern-erp-system-waste-management-case-lakeuden-etappi-joint-procurement-five-waste
Ograniczenie ryzyka miejskiej powodzi wywołanej deszczami nawałnymi	2017 / 2019	300	-	Gmina Frederiksberg (Dania)	opracowanie systemu zabezpieczającego miasto przed powodzią wybrano dwóch wykonawców	<ul style="list-style-type: none"> ➤ System jest wdrażany, Frederiksberg w trakcie zmian infrastrukturalnych jako platforma testowa dla rozwiązań dla całej Danii https://www.c40knowledgehub.org/s/article/Cities100-Frederiksberg-s-stormwater-management-approach-takes-advantage-of-synergistic-opportunities?language=en_US

Źródło: Taylor Economics

Załącznik 3 Rekomendacje

Lp	Treść wniosku (nr strony)	Treść rekomendacji	Adresat rekomendacji	Sposób wdrożenia	Termin wdrożenia	Klasa rekomendacji	Obszar tematyczny
1.	Realizacja programów w trybie PCP dotyczących sektorów regulowanych, strategicznych i infrastrukturalnych wymaga dokładnej analizy ryzyka systemowego i regulacyjnego. Poziom tego ryzyka – w ocenie ewaluatora - nie został w pełni oszacowany w przypadku programu „Bloki 200+”, choć – należy wyraźnie zaznaczyć – jego właściwa ocena była niezwykle trudna.	Uruchomienie trybu PCP wymaga przygotowania bardzo dokładnej analizy różnych scenariuszy rozwoju sytuacji w zakresie możliwości pojawienia się (nowych) rozwiązań prawno-regulacyjnych na poziomie europejskim i krajowym i ich wpływu na realizację takiego programu. W ramach takich analiz konieczne jest także wskazywanie warunków prawnych (zmiany w regulacjach) i ekonomiczno-finansowych jakie muszą być wdrożone, aby efekty trybu PCP były możliwe do wdrożenia.	NCBR - Dział Rozwoju Innowacyjnych Metod Zarządzania Programami	Analiza <i>ex ante</i> wraz z analizą scenariuszy i warunków wdrożenia. Wykorzystanie foresight i opinii ekspertów.	Każdorazowo przed uruchomieniem programu w formule PCP	Rekomendacja programowa operacyjna	System realizacji polityki spójności
2.	Tryb PCP jest użytecznym i skutecznym sposobem poszukiwania innowacyjnych rozwiązań szczególnie w obszarze strategicznych wyzwań gospodarczych. Metoda konkurencyjnego rozwoju (tzw. lejek) pozwala bowiem na uzyskanie większego wyjściowego zbioru rozwiązań i oderwanie się od tradycyjnych schematów myślowych. Tryb PCP powinien być zatem coraz częściej stosowany szczególnie tam, gdzie wyniki projektów B+R po ich komercjalizacji mogłyby wywoływać duże tzw. korzyści zewnętrzne (korzyści nie tylko dla bezpośredniego beneficjenta). Obecna praktyka realizacji trybu PCP, gdzie NCBR	Obecny tryb realizacji PCP, gdzie NCBR jest jedyną instytucją zamawiającą i finansującą powinien być stosowany jedynie w przypadku takich problemów badawczych, gdzie efektem końcowym mają być produkty/usługi funkcjonujące na rynku konkurencyjnym o małym stopniu regulacji. W przypadku programów, gdzie problem badawczy dotyczy ograniczonego grona odbiorców (rynek monopolistyczny lub oligopolistyczny) a rynek jest silnie regulowany, ostateczni odbiorcy efektów prac B+R (JST, przedsiębiorcy) powinni wstępować jako współzamawiający lub obserwatorzy (analogicznie jak w programach zagranicznych). Kooptacja takich partnerów nie rodziłaby dla nich żadnych zobowiązań (co do obowiązku komercjalizacji), dawałaby wgląd w	NCBR - DRIM	Zmiana regulaminu, wprowadzenie funkcji obserwatora np. w ramach komitetu sterującego	Przed uruchomieniem programu w formule PCP	Rekomendacja programowa strategiczna	System realizacji polityki spójności

	występuje jako jedyna instytucja finansująca program i jedyna instytucja zamawiająca rodzi jednak dla NCBR znaczne ryzyko wynikające z pozostawienia poza programem zagadnienia komercjalizacji opracowanych rozwiązań. W przypadku programu „Bloki 200+” możliwość wdrożenia efektów prac B+R przez NCBR (w wyniku przejęcia praw do IP) jest praktycznie niemożliwa, a potencjalni odbiorcy mogą nie być zainteresowani wdrożeniem prac badawczych z uwagi na ich niedopasowanie do obecnego zapotrzebowania.	opracowywane rozwiązania (efekt zainteresowania/zachęty), umożliwiła skorzystanie z ich know-how, a jeśli wiązałyby się także z ich wkładem finansowym zmniejszałyby zobowiązania i ryzyko NCBR. Z czasem NCBR powinien – w programach w trybie PCP - zająć pozycję instytucji współfinansującej i odpowiedzialnej za zarządzanie sferą projektów B+R, przesuując odpowiedzialność za kwestie branżowe na partnerów (branżowych, przemysłowych).					
3.	Jednym z celów programu „Bloki 200+” było przetestowanie finansowania prac B+R w sektorze energetyki w formule zamówienia PCP. Tym samym w wyniku realizacji tego celu w ramach NCBR powstała unikalna wiedza dotycząca tego sposobu realizacji prac badawczych. Niemniej jednak, pozyskanie przez NCBR partnerów do realizacji programów w trybie PCP będzie zadaniem trudnym i czasochłonnym, gdyż tryb ten jest absolutną nowością w krajach Unii. Konieczna jest zatem intensywna promocja takiego trybu realizacji prac B+R.	Utworzenie dedykowanej komórki (np. W ramach Krajowego Punktu Kontaktowego PR Horyzont Europa (KPK) działającego w ramach NCBR) ,która będzie prowadzić działalność informacyjną i doradczą na temat wszystkich programów PCP realizowanych w Europie, zachęcając jednocześnie do udziału w nich co najmniej w roli obserwatorów.. Komórka taka mogła by także zostać wyposażona w instrumenty finansowe (dotacje) na pokrycie części kosztów funkcjonowania polskich podmiotów (np. JST) jako obserwator w zagranicznych programach.	NCBR - Dział Komunikacji i Marketingu Strategicznego o Krajowy Punkt Kontaktowy	Utworzenie komórki organizacyjnej w ramach KPK	IV kw. 2022	Rekomendacja programowa operacyjna	System realizacji polityki spójności
4.	W sytuacji przeprowadzanych obecnie zmian własnościowo-strukturalnych staje się oczywiste, że kluczowym decydującym w kwestii sposobu eksploatacji bloków węglowych będzie NABE.	Nawiązanie przez NCBR kontaktu z osobami odpowiedzialnymi za tworzenie NABE (pełnomocnik Ministra Aktywów) oraz samym Ministrem Aktywów w celu przekazania dokładnej informacji na temat	NCBR- DRIM	Przygotowanie i dystrybucja informacji o efektach programu	II kw. 2022	Rekomendacja programowa operacyjna	Informacja i promocja

		efektów programu i korzyści jakie mogą wynikać z ich wdrożenia w kraju.					
5.	W przypadku, gdy decyzje inwestycyjne na rynku krajowym mogą być odsuwane w czasie w związku z tworzeniem NABE (tak jak sugerujemy to w scenariuszy "wyczekiwania") racjonalne wydaje się zintensyfikowanie wysiłków na rzecz wprowadzenia opracowywanych metod na rynki zagraniczne.	Niestosowanie przez NCBR w umowach z wykonawcami, klauzuli poufności uniemożliwiającej na etapie kończenia projektów formułowanie przez wykonawców wstępnych ofert handlowych i podejmowanie rozmów w sprawie aplikacji metod. Rekomendujemy także, aby NCBR korzystając np. ze środków pomocy technicznej wsparł - w porozumieniu z wykonawcami i we współpracy np. z TGPE - proces promocji metody na wybranych rynkach zagranicznych poprzez zamieszczanie fachowych postów w branżowych mediach zagranicznych czy udział w imprezach branżowych; informacja o programie powinna być także przekazana PAliH oraz wybranym polskim placówkom dyplomatycznym.	NCBR- DRIM	Rezygnacja z zapisów w umowach z wykonawcami dotyczących poufności wyników prac B+R na etapach końcowych projektów Przygotowanie i dystrybucja informacji o efektach programu	Przed uruchomieniem programu w formule PCP	Rekomendacja programowa operacyjna	Informacja i promocja
6.	Rozwiązania zastosowane w zakresie IP są niepraktycznie i różnią się od mechanizmów stosowanych w europejskich PCP (choć trudno tu mówić o ukształtowaniu się jednolitej praktyki).	Dokonanie modyfikacji zapisów dotyczących IP w następującym kierunku: wykonawca powinien mieć prawo, a nie obowiązek do udzielania licencji podmiotom trzecim; należy zastosować klauzulę <i>call-back</i> na rzecz zamawiającego i wówczas ma on nieograniczone prawo do komercjalizacji i zachowania wszelkich pożytków z niej; we wzorcu umowy należy wyraźnie wskazać, że <i>background IP</i> należy do pierwotnych właścicieli, a zamawiający ma prawo do korzystania z nich tylko w takim zakresie w jakim jest to niezbędne do wykonywania praw z <i>foreground IP</i> ; zamawiający powinien określić i opisać techniczno-organizacyjne zasady ochrony <i>background i foreground IP</i> jakie będzie stosował w sytuacji uzyskania	NCBR - DRIM	Zmiana zapisów regulaminowych	Przed uruchomieniem programu w formule PCP	Rekomendacja programowa operacyjna	System realizacji polityki spójności

		dostępu do tych IP. Zasady te powinny być znane wykonawcom.					
7.	Mechanizm płatności za realizację zadań cząstkowych w fazie III, który zakłada brak wypłaty 10% wartości zadania cząstkowego w przypadku nieosiągnięcia zakładanych parametrów pracy bloku jest rozwiązaniem wątpliwym z punktu widzenia istoty procesu B+R. Prace B+R zawsze realizowane są w warunkach niepewności co do efektu końcowego.	Usunięcie zapisu dotyczącego braku wypłaty 10% wartości zadania w sytuacji nieosiągnięcia parametrów punktowych. Jako alternatywa pozostawienie zapisu pod warunkiem zmiany brzmienia i traktowania go jako warunkowego i egzekwowanego wyłącznie w sytuacji, gdy nieosiągnięcie założonych parametrów wynikałoby z niedochowania należytej staranności, czyli zaniedbań wykonawcy w procesie badawczym i pomiarowym.	NCBR - DRIM	Zmiana zapisów regulaminowych	Przed uruchomieniem programu w formule PCP	Rekomendacja programowa operacyjna	System realizacji polityki spójności
8.	Z obecnego brzmienia zapisów regulaminu oraz wzorca umowy można wnosić, że parametry (kryteria oceny pracy bloków) muszą być osiągnięte jednocześnie, czyli jako logiczna koniunkcja. Tak jak wskazaliśmy powyżej tak rygorystyczny mechanizm oceny stoi w sprzeczności z charakterem procesów B+R, których immanentną cechą jest niepewność (ryzyko). Taki mechanizm nie bierze też pod uwagę faktu zmienności warunków technicznych pracy bloków, które są trudne do przewidzenia przez wykonawcę, a także trudne do zagwarantowania <i>ex-ante</i> przez operatora bloku.	Stosowanie przedziałów we wskaźnikach produktu i rezultatu w przypadku nowych programów w miejsce stosowanego w programie „Bloki 200+” systemu punktowego	NCBR - DRIM	Zmiana zapisów regulaminowych	Przed uruchomieniem programu w formule PCP	Rekomendacja programowa operacyjna	System realizacji polityki spójności
9.	W sytuacji, gdy w programach w trybie PCP NCBR występuje jako jedyny zamawiający posiadający się wiedzą podmiotów zewnętrznych należy zmaksymalizować proces akumulacji know-how przynajmniej	Wprowadzenie systemu dokumentowania przebiegu całego programu tj. wszystkich wydarzeń, czynności, procesów i dokumentów (regulaminy, wzorce dokumentów, protokoły, itd.) począwszy od etapu przygotowawczego aż po zamknięcie	NCBR - DRIM	Wprowadzenie systemu dokumentowania przebiegu programu	II kw. 2022	Rekomendacja programowa operacyjna	Informacja i promocja

	w warstwie zastosowanych procedur i rozwiązań formalno-prawnych.	programu, tak, aby po kilku latach (pomimo upływu czasu czy odejściu z Centrum osób zaangażowanych w jego realizację) możliwe było jego wierne odtworzenie zarówno dla celów szkoleniowych jak i pod kątem tworzenia nowych programów					
10	Z punktu widzenia koncernów energetycznych wdrożenie metod zapewniających elastyczną pracę bloków może być atrakcyjne pod warunkiem wprowadzenia mechanizmu wynagradzania za taką elastyczność w postaci nowej usługi systemowej opłacanej przez PSE. Brak takiej usługi może spowodować, że poprawne technologicznie metody zmiany reżimów bloków węglowych mogą natrafiać na "pustkę systemową", gdyż na rynku brak będzie odpowiednich bodźców ekonomicznych.	Wprowadzenie usługi systemowej elastycznego eksploataowania zmodernizowanych bloków węglowych.	Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA	Nowa usługa systemowa	IV kw. 2022	Rekomendacja poza systemowa	Energetyka



**Narodowe Centrum
Badań i Rozwoju**

ul. Nowogrodzka 47a
00-695 Warszawa
Polska

ncbr.gov.pl
sekretariat@ncbr.gov.pl
+48 22 39 07 401