

Często zadawane pytania

nt. planowanego przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej programu wsparcia dla ciepłownictwa systemowego w zakresie budowy, modernizacji i rozwoju systemów ciepłowniczych z OZE i magazynami ciepła „Ciepło z OZE”

W dniu 31-go sierpnia w siedzibie NFOŚiGW odbyło się zorganizowane wspólnie z Izbą Gospodarczą Ciepłownictwie Polskie seminarium warsztatowe pt. „Efektywne Systemy Ciepłownicze – „Ciepło z OZE”, w którym udział wzięło ok. 100 przedstawicieli przedsiębiorstw ciepłowniczych z całego kraju. Program „Ciepło z OZE” dotyczy wsparcia pilotażowych inwestycji polegających na jednoczesnych inwestycjach w co najmniej dwa odnawialne źródła energii (OZE) w tym wykorzystanie energii z co najmniej jednego źródła pogodowo-zależnego (kolektorów słonecznych, elektrowni wiatrowych lub systemów fotowoltaicznych) oraz budowie zintegrowanego z nimi magazynu ciepła (dobowego lub sezonowego). Zgodnie z założeniami programu, energię ze źródeł pogodowo-zależnych można pozyskać bezpośrednio poprzez budowę źródła własnego lub nabyć ją na Towarowej Giełdzie Energii (ew. bezpośrednio od wytwórcy energii), a następnie wykorzystać w formule „power to heat”. Celem inwestycji ma być m.in. uzyskanie przez przedsiębiorstwo ciepłownicze statusu „efektywnego systemu ciepłowniczego” (zgodnie z wymogiem ustawy o efektywności energetycznej, w tym uzyskania 50% udziału energii z OZE). W trakcie dyskusji nad koncepcją programu „Ciepło z OZE” pojawiło się kilka podstawowych pytań dotyczących zarówno podstawowych założeń programu jak i zasadności wprowadzania wyższych udziałów ciepła z OZE w ciepłownictwie oraz innowacyjnych rozwiązań w tym zakresie. Poniżej opracowano odpowiedzi na najczęściej zadawane pytania.

1. Czy ramy programu i wymagania technologiczne nie są zbyt restrykcyjne („przesztywnione”)?

Wymagania odnośnie obecności w projekcie, jednocześnie źródła OZE, źródła pogodowo zależnego oraz magazynów ciepła są wyzwaniem dla tradycyjnie zorientowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych. Jednakże, różnorodność technologiczną, którą program „Ciepło z OZE” promuje, należy postrzegać jako okazję do skorzystania z rozwiązań innowacyjnych najbardziej odpowiadających lokalnym uwarunkowaniom, a nie jako utrudnienie na drodze do pozyskania wsparcia inwestycyjnego. Szeroki wybór dopuszczalnych technologii powoduje, że projekty mogą być kształtowane, w zależności od potrzeb i potencjału wnioskodawcy ubiegającego się o pomoc. Inne programy wsparcia, także te prowadzone wcześniej przez NFOŚiGW, skupiają się zazwyczaj na wsparciu dla konkretnej technologii, oferując przykładowo pomoc publiczną jedynie w zakresie inwestycji w kotły biomasowe, odwierty lub ciepłownie geotermalne, biogazownie, czy układy kogeneracyjne. W mniejszej skali realizowane były programy

dające możliwość wyboru (np. technologii energetycznej program EBRD „PoISEFF”), zakładające konieczność łączenia różnych grup technologii (np. program NFOŚiGW „Prosument”- konieczność łączenia technologii wytwarzania ciepła z OZE z wytwarzaniem energii elektrycznej). Projektowany program „Ciepło z OZE” co do zasady nie preferuje żadnej konkretnej technologii. Określa jedynie ramowe wymagania pod względem opłacalności ekonomicznej i możliwości zagospodarowania potencjału wytwórczego technologii wchodzących w skład projektu ubiegającego się o dofinansowanie, w sytuacji gdy możliwości pojedynczego źródła mogłyby pozostać dalece niewykorzystane.

Ponadto, hybryda jednostek OZE (pogodowo zależnych lub nie) oraz magazynów ciepła daje możliwość lepszego wykorzystania potencjału ekonomicznego odnawialnych zasobów energii specyficznych dla konkretnej lokalizacji przedsiębiorstwa ubiegającego się o dofinansowanie oraz społeczności lokalnej. W ramach żadnej z wyróżnionych grup technologicznych nie występuje pojedynczy element, który musi być koniecznie wdrożony. Dobór urządzeń ma odbywać się w oparciu o analizy optymalizujące efekty (pod względem kosztów, także dla odbiorcy końcowego), ale przy wyższych (a nie symbolicznych) udziałach ciepła z OZE. Wymogi efektywnego systemu ciepłowniczego powodują, że spełnienie ich przez pojedyncze źródło OZE byłoby obciążone ryzykiem nadmiernego obciążenia użytkownika końcowego. Jednocześnie beneficjenci „Programu” obdarzeni są daleko posuniętym zaufaniem i w efekcie analiz i optymalizacji mogą tworzyć w ramach projektu dowolną kombinację urządzeń w ramach ww. grup technologicznych. Pełne wykorzystanie potencjału OZE będzie służyło długoletniemu zwiększeniu bezpieczeństwa, stabilności, elastyczności eksploatacyjnej i biznesowej, efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa oraz znaczącemu uniezależnieniu go od regulacji, międzynarodowych rynków paliwowych i nadmiernego ryzyka technologicznego.

2. Czy przedsiębiorstwa zlokalizowane na terenach silnie zurbanizowanych będą mogły skorzystać ze wsparcia, skoro koniecznym warunkiem jest budowa źródła pogodowo zależnego?

Jak wspomniano w odpowiedzi na pytanie 1, budowa źródła pogodowo zależnego bezpośrednio na terenie przedsiębiorstwa nie jest wymagana. Pytanie dotyczy przede wszystkim ograniczonych możliwości budowy wielkoskalowych instalacji kolektorów słonecznych współpracujących z magazynami ciepła, co ewentualnie mogłoby wykluczać część Beneficjentów. Rozpatrując aspekt dostępności gruntów pod inwestycję warto podkreślić, że nie należy utożsamiać pojęcia instalacji OZE pogodowo zależnej jedynie z wielkoskalową instalacją kolektorów słonecznych, która *de facto* wymaga znacznego obszaru dostępnych gruntów pod inwestycję. Warto jednak zauważyć, że nie musi to być instalacja dostarczająca samodzielnie np. 50% ciepła z OZE o mocach (spotykanych w UE) rzędu 20-50 MW, ale może to być np. system paneli z kolektorami słonecznymi o mocy rzędu 2 MW (wymóg programu POIŚ), które zajmują powierzchnię ok. 0,6 -0,9 ha. Są to

powierzchnie, które można wygospodarować zarówno na terenie kotłowni (dachy budynków zakładu ciepłowniczego, teren składowiska węgla, którego wymagana powierzchnia zmniejszy się w efekcie stosowania OZE) jak i w rozproszeniu na dachach budynków do których dostarczane jest ciepło (spółdzielni i wspólnot mieszkaniowych). Warto też zauważyć, że możliwy jest wybór innego źródła, mniej wymagającego jeśli chodzi o zajmowane powierzchnie. Np. dopuszczalne w ramach programu jest zielone elektroogrzewnictwo (*power to heat*). Przy założeniu nabywania energii elektrycznej wraz z gwarancją pochodzenia bezpośrednio z rynku energii elektrycznej, nie ma konieczności budowy elektrowni wiatrowej lub słonecznej. Wówczas instalacja konwersji energii elektrycznej na ciepło (kompaktowy bojler rezystancyjny lub elektrodowy) z pewnością zmieści się na terenie ciepłowni. Innym tego typu przykładem może być pompa ciepła zasilana zieloną energią z rynku energii – możliwość taka również została uwzględniona w programie „Ciepło z OZE”.

Podobnie jest z magazynami ciepła – niewłaściwym postępowaniem jest utożsamianie magazynu ciepła jedynie z magazynem sezonowym (efektywnym w przypadku kolektorów słonecznych i najbardziej uniwersalnym z uwagi na zdolność magazynowania nadwyżek energii ze wszystkich źródeł, konwencjonalnych, kogeneracyjnych i OZE). Oprócz magazynów sezonowych, w ramach niniejszego programu, zamiennie korzystać można z magazynów krótkoterminowych, które z powodzeniem zmieszczą się w obrębie działek należących do zdecydowanej większości przedsiębiorstw ciepłowniczych.

3. Czy zbyt wysokie temperatury czynnika roboczego nie ograniczają nadmiernie możliwości zastosowania OZE pogodowo zależnych i magazynów ciepła i jakie rozwiązania mogą pomóc przełamać tego typu bariery?

Kwestia zbyt wysokich temperatur czynnika roboczego w znaczącym odsetku sieci ciepłowniczych w Polsce z pewnością nie ułatwia bezpośrednie przechodzenia z węglowych źródeł ciepła do OZE, w szczególności niskotemperaturowych wraz z magazynami ciepła, zarówno zagłębionymi w gruncie jak i naziemnymi (straty ciepła). Istotnie, może to stanowić znaczną przeszkodę techniczną w realizacji inwestycji, szczególnie na obszarach charakteryzujących się najniższymi temperaturami otoczenia w sezonie zimowym i opóźnieniami w zakresie dostosowania ogrzewanych budynków do aktualnych norm budowlanych i standardów dotyczących instalacji wewnętrznych. Założenia programu preferują, aby po zrealizowaniu inwestycji w OZE temperatura czynnika grzewczego na zasilaniu była niższa niż 90°C. Jednocześnie, aby umożliwić rozwiązanie tego problemu, program „Ciepło z OZE” proponuje się, aby wraz z promocją OZE promowane były działania proaktywne na rzecz obniżenia temperatury czynnika roboczego w sieci, takie jak np. wymiana elementów instalacji grzewczych (grzejników) i zwiększenie ich łącznej powierzchni grzewczej, wymiana węzłów grupowych na indywidualne, czy instalacja automatyki pogodowej w węzłach. Koszty tego typu działań -

nakłady inwestycyjne ponoszone w celu obniżenia temperatur czynnika roboczego w sieci - w programie „Ciepło z OZE” są zaliczane do kosztów kwalifikowanych z takim samym poziomem dofinansowania (intensywności pomocy publicznej) jak inwestycje w OZE i nie ograniczają beneficjentów w planowaniu wykorzystania także niskotemperaturowych OZE (takich jak płaskie kolektory słoneczne; byłby to mniejszy problem przy kolektorach wysokotemperaturowych) także w systemach ciepłowniczych, w których obecnie temperatury zasilania są za wysokie dla takich rozwiązań.

4. Czy procedury koncesjonowania i taryfowania źródeł ciepła nie uniemożliwiają sprawnego wdrażania programu „Ciepło z OZE” (terminy, model koncesjonowania, zwrot z kapitału)?

Realizacja inwestycji proponowanych w ramach programu „Ciepło z OZE” będzie wymagała sprawnego działania w ramach obowiązujących przepisów prawa energetycznego dot. koncesjonowania i taryfowania. Nie są to przeszkody, które od strony formalnej mogłyby uniemożliwić realizację Programu, ale w określonych okolicznościach mogą być źródłem niepotrzebnych kosztów i opóźnień. Mogą wymagać wprowadzenia pewnych rozwiązań nie stosowanych do tej pory. Z czasem konieczne będzie zatem wypracowanie pewnego modelu działania, który maksymalnie usprawni proces przyznawania koncesji i dostosowanie procesu taryfowania do uwarunkowań OZE o wysokich nakładach inwestycyjnych (i niskich eksploatacyjnych) i o wysokiej mocy zainstalowanej w stosunku do rocznej wydajności cieplnej. Takie rozróżnienia pomiędzy OZE i źródłami konwencjonalnymi stosowane są powszechnie w regulacjach na rynku energii elektrycznej, a ciepłownictwo kwestie te zaczyna się dopiero rozważać przy okazji określania ram prawnych rządzących zasadami przyłączenia OZE do sieci ciepłowniczych (dotychczasowa dyskusja w tym zakresie nie obejmowała kwestii koncesjonowania i taryfowania). Okazją do rozpoczęcia przeglądu prawa i zasad w tym zakresie byłaby współpraca NFOŚiGW z przedsiębiorstwami, które zgłosiły się do etapu pilotażowego programu. Praca z grupą kilku chętnych do udziału w programie przedsiębiorstw, pozwoli zidentyfikować wszelkie wątpliwości wynikające z aspektów prawnych oraz stworzy możliwości konsultacji określonych problemów na konkretnych przykładach z przedstawicielami regulatora rynku – Urzędu Regulacji Energetyki, z udziałem organizacji reprezentujących sektor ciepłowniczy.

Na wczesnym etapie prac może się okazać, że w interesie przedsiębiorstw ciepłowniczych, jak i regulatora, będzie wypracowanie nowych rozwiązań, bądź modyfikacja już istniejących. Przykładem może być, niestosowana w Polsce, referencyjna cena ciepła, która stanowiłaby wieloletnią krzywą odniesienia dla taryfowania długoterminowego. Innym aspektem wymagającym konsultacji jest kwestia dopuszczalnej stopy zwrotu z kapitału, uzależnionego w rozporządzeniu taryfowym od ilorazu mocy zainstalowanej wszystkich źródeł zasilających sieć i przyłączeniowej mocy cieplnej. Przy dotychczasowej

praktyce poszerzanie potencjału wytwórczego (mocy zainstalowanej) o dodatkowe źródła OZE (w szczególności o kolektory słoneczne, które będą się charakteryzowały znaczną mocą zainstalowaną) lub źródła szczytowe, może działać na niekorzyść przedsiębiorstwa. Ewentualne niekorzystne skutki finansowe takiego modelu taryfowania, można skompensować wyższą intensywnością pomocy publicznej i początkowo takie rozwiązanie jest uwzględniane przez autorów projektu programu „Ciepło z OZE”. Nie jest to jednak rozwiązanie optymalne w dłuższym okresie. Prezes URE już obecnie, w swoich komunikatach zaznacza, że w indywidualnych, uzasadnionych ekonomicznie okolicznościach oraz przy zachowaniu zasady ochrony interesów odbiorców przed nieuzasadnionym wzrostem cen i stawek opłat oraz biorąc pod uwagę poprawę efektywności prowadzonej działalności, możliwym jest dokonanie odstępstwa od zasad określonych w rozporządzeniu taryfowym.

Zastrzeżona przez Prezesa URE możliwość powinna więc zostać przeniesiona na ogół przedsiębiorstw ciepłowniczych wprowadzających rozwiązania innowacyjne, co z kolei wiąże się z koniecznością odniesienia się do pewnych, referencyjnych ram działania (choćby do referencyjnej ceny ciepła). Praca z grupą przedsiębiorstw w ramach pilotażowej fazy programu dostarczy rzeczowych, konkretnych argumentów do przeprowadzenia całościowych konsultacji z Urzędem Regulacji Energetyki, co z kolei może zaowocować wypracowaniem rozwiązań o wiele korzystniejszych niż w przypadku działania indywidualnego.

5. Jak będzie liczona intensywność pomocy publicznej aby inwestycje w OZE nie prowadziły do wzrostu cen ciepła dla odbiorców?

Sektor ciepłownictwa systemowego w Polsce nie ma wiarygodnej i aktualnej prognozy kosztów ciepła w długim okresie. Dotychczas takiej „referencyjnej” prognozy nie było ani w założeniach polityki energetycznej ani w strategii branżowej. Staje się to przeszkodą w planowaniu i finansowaniu rozwoju branży, a w sytuacji podnoszenia w UE norm i kosztów środowiskowych na lata 2021-2030 i uruchomienia krajowych działań na rzecz czystego powietrza, doraźne jedynie, reaktywne kontrolowanie kosztów, staje się długoterminowym ryzykiem i problemem dla odbiorców ciepła oraz dla stabilności finansowej przedsiębiorstw ciepłowniczych i ich zdolności do realizacji inwestycji.

W programie „Ciepło z OZE” założono, że inwestycje w OZE nie mogą pogłębiać presji na wzrost kosztów ciepła. Intensywność pomocy publicznej, czyli na etapie pilotażowym wysokość dotacji, będzie określana indywidualnie dla każdego z projektów na podstawie analiz techniczno-ekonomicznych. Jednym z elementów analizy ekonomicznej powinno być wyliczenie kosztów ciepła LCOH (*ang. Levelised Cost of Heat*) wraz z prognozą na 15-20 lat, dla sytuacji (tzw. linia bazowa/scenariusz odniesienia) gdy ciepłownia pozostaje przy paliwach kopalnych i ponosi nakłady na dostosowanie się do wymogów dyrektywy o

emisjach przemysłowych oraz rosnące koszty uprawnień do emisji CO₂ wg prognozy Komisji Europejskiej (leżącej u podstaw zatwierdzonego „Pakietu zimowego”) oraz w sytuacji realizacji inwestycji w ramach programu NFOŚiGW „Ciepło z OZE”. Sam model obliczeniowy z linią bazową powinien zostać zaakceptowany przez NFOŚiGW i podany do wiadomości publicznej.

LCOH jest uśrednionym kosztem produkowanego ciepła, wyznaczanym dla całego okresu eksploatacji jednostki wytwórczej, który odpowiada wszystkim kosztom poniesionym przez przedsiębiorstwo w związku z wykorzystywaniem danego źródła ciepła (z uwzględnieniem zmiennej wartości pieniądza w czasie). LCOH należy interpretować więc jako minimalną wartość ceny ciepła, która spowoduje, że inwestycja zwróci się po okresie eksploatacji (bieżąca wartość netto inwestycji NPV po zakończeniu eksploatacji wyniesie zero).

Istotnym jest, aby nie utożsamiać założenia dotyczącego nie powodowania wzrostu cen ciepła dla odbiorców z dążeniem do utrzymania za wszelką cenę obecnych cen ciepła. Nie jest założeniem Programu aby zignorować prawa wartości i utrzymywać ceny ciepła na sztucznie zaniżonym poziomie (zadanie niecelowe i niemożliwe do utrzymania w dłuższym okresie), ale aby uniknąć niepotrzebnych i nieracjonalnych wzrostów cen ciepła w efekcie wybrania strategii ciągłego doliczania nieustannie rosnących kosztów środowiskowych bez zmiany podstawy ich naliczania. Rosnące ceny paliw kopalnych, uprawnień do emisji oraz inne uwarunkowania rynkowe powodują, że jest to niemożliwe. Kontynuacja obecnej polityki przedsiębiorstw (scenariusz tzw. *business as usual*) musi w perspektywie kilku lat nieuchronnie doprowadzić do wzrostu cen, a celem Programu jest ten wzrost ograniczyć. Dlatego, na etapie pilotażowym projektu, koniecznym będzie określenie referencyjnej krzywej cen ciepła w perspektywie długoterminowej (15-20 lat), która odnosiłaby się do prognoz rynkowych i stanowiłaby scenariusz, który byłby realizowany przy założeniu utrzymania (podtrzymania inwestycjami modernizacyjno- odtworzeniowymi) aktualnego miks energetycznego, który funkcjonuje do wejścia w życie planowanej inwestycji. Krzywa referencyjna cen ciepła powinna być zdefiniowana oddzielnie dla każdego przedsiębiorstwa ciepłowniczego ubiegającego się o dofinansowanie. Jej konstrukcja powinna się opierać na szczegółowej analizie dotychczasowych trendów w kształtowaniu się kosztów oraz wiarygodnych prognozach rynkowych cen paliw i uprawnień do emisji.

Zgodnie z założeniem programu „Ciepło z OZE”, inwestycja nie będzie prowadziła do wzrostu cen ciepła, jeżeli obliczone LCOH dla roku rozpoczęcia eksploatacji będzie niższe niż średnia cena ciepła obliczona na podstawie krzywej referencyjnej dla całego okresu eksploatacji jednostki wytwórczej. Poziom dotacji powinien być więc dobierany w taki sposób, aby inwestycjami budowlano-montażowymi w OZE sprowadzić LCOH inwestycji poniżej poziomu wartości średnich dla krzywej referencyjnej oraz premiować dalsze obniżenie cen ciepła.

Wprowadzone założenie ma za zadanie ograniczyć ew. skalę wzrostów cen ciepła – prowadzone inwestycje nie powinny potęgować spowodowanych uwarunkowaniami rynkowymi wzrostów cen ciepła. Wręcz przeciwnie, powinny, co najmniej, nie powodować dodatkowych wzrostów cen ciepła, czyli ograniczać ceny ciepła względem potencjalnych poziomów, które mogłyby się kształtować przy zachowaniu dotychczasowego stanu miksu paliwowego. Będzie to służyło zarówno podniesieniu konkurencyjności przedsiębiorstw ciepłowniczych oraz wpłynie korzystnie na sytuację finansową odbiorców końcowych przyłączonych do sieci ciepłowniczej.

6. Czy zmiana systemu wsparcia energii elektrycznej z OZE z systemu zielonych certyfikatów na system aukcyjny (z obowiązkami sprzedaży całości zadeklarowanej energii do sieci właściwego operatora) i obowiązujące restrykcje w zakresie lokalizacji nowych elektrowni wiatrowych nie ograniczają atrakcyjności technologii „green power to heat” w ciepłownictwie?

Jest kilka czynników przemawiających za szczególną i rosnącą atrakcyjnością technologii „green power to heat” (GPtH) w krajowym ciepłownictwie. Moc funkcjonujących farm wiatrowych sięgająca 6 GW co daje w Polsce 7 miejsce w UE i stanowi o znaczącym potencjale techniczny do wykorzystania w ciepłownictwie, w szczególności w okresach wysokiej wietrzności, gdy produkcja energii elektrycznej z wiatru obniża ceny energii na Towarowej Giełdzie Energii (TGE). Szacuje się że dotychczas 5-10% energii z elektrowni wiatrowych, w najtańszym paśmie cenowym na giełdzie energii, mogło być atrakcyjnym ekonomicznie źródłem ciepła, zwłaszcza w okresach zimowych. Potencjał ekonomiczny energetyki wiatrowej w ciepłownictwie, realizowany w oparciu o bezpośrednie umowy z wytwórcami energii z wiatraków (tzw. umowa PPA) wzrósł znacząco w 2018 roku, w efekcie nałożenia prawnego obowiązku samodzielnego bilansowania się przez wytwórców energii z OZE w źródłach o mocy wyższej niż 500 kW. W efekcie wytwórcy energii z wszystkich funkcjonujących obecnie farm wiatrowych muszą poszukiwać odbiorców energii w szczycie produkcji lub ponosić znaczące koszty usługi bilansowania. Pewnym dotychczasowym ograniczeniem potencjału energii wiatrowej w ciepłownictwie były zasady TGE wg których cena energii nie powinna spadać poniżej 70 zł/MWh. Atrakcyjność energii z elektrowni wiatrowych w systemie GPtH wzrośnie dodatkowo z uwagi na planowane rozszerzenie (od stycznia 2019 roku) dopuszczalnych „widełek” cen energii elektrycznej na TGE, w tym obniżenie minimalnej ceny (w dolinach zapotrzebowania) z obecnych 70 zł/MWh do minus 50 tys. zł/MWh.

System aukcyjny nie ogranicza, ale zwiększy potencjał energetyki wiatrowej w ciepłownictwie, a restrykcje lokalizacyjne dla elektrowni wiatrowych w systemie aukcyjnym nie uniemożliwiają dalszego wzrostu mocy zainstalowanej. Rynek nowych projektów wiatrowych mających warunki przyłączenia do sieci przekracza kolejne 6 GW, w tym ok. 2 GW projektów posiada ważne (zachowują ważność do końca 2021 roku i do

tej daty nie podgają ograniczeniom lokalizacyjnym) pozwolenia budowlane. W br. planowana jest aukcja na ok 1 GW nowych mocy w farmach wiatrowych, które do końca 2020 roku i zwiększą całkowite moce elektrowni wiatrowych do 7 GW. Podobnej aukcji należy spodziewać się w 2019 roku. System aukcyjny nie jest też przeszkodą do nabywania niezbilansowanej (najtątszej) energii elektrycznej z farm wiatrowych przez przedsiębiorstwa ciepłownicze. To prawda, że system aukcyjny zobowiązuje wytwórcę do dostarczenia całości zadeklarowanej energii tzw. „sprzedawcy zobowiązanemu” (zazwyczaj właściwa spółka obrotu energią elektryczną) do sieci właściwego operatora (OSP/OSD). Ale „sprzedawca zobowiązany” może kupić zieloną energię z tzw. „gwarancją pochodzenia” - GoO (potwierdzenie że energia pochodzi z OZE, zgodnie z art. 19 dyrektywy o odnawialnych źródłach energii) i razem z GoO sprzedać ją w paśmie najniższych cen przedsiębiorstwu ciepłowniczemu jako energię z elektrowni wiatrowej. Zasady obrotu energią z GoE określają umowy handlowe. Operacja taka obciążona jest pewnymi kosztami transakcyjnymi i kosztem samej gwarancji pochodzenia, ale nie są to koszty znaczące. Cena GoO (w przeliczeniu na 1 MWh energii) na TGE kształtuje się na poziomie 0,4-0,5 zł/MWh, a koszty transakcyjne szacowane są na ok. 0,03-0,04 zł/MWh.

Odpowiedzi na pytania opracowano w Instytucie Energetyki Odnawialnej w oparciu o aktualne założenia programu „Ciepło z OZE”. W Narodowym Funduszu Ochrony środowiska i Gospodarki Wodnej prowadzone są dalsze prace nad uszczegółowieniem programu i ostateczne ustalenia oraz kolejne aktualizacje mogą mieć wpływ adekwatność powyższych odpowiedzi.

Warszawa, 4 września 2018 roku.