

Wykorzystanie technologii energetyki EP w socjalnych i małotowarowych gospodarstwach rolnych

MOCNE STRONY

Analiza finansowa termomodernizacji budynku mieszkalnego jednorodzinnego

Wiśniewski i Zalesiński (2014) przedstawili ekonomiczne aspekty termomodernizacji jednorodzinnego, wolnostojącego budynku mieszkalnego, wzniesionego w latach 70-tych XX w., według tradycyjnej technologii z zastosowaniem konstrukcji murowanej.

Str. 2 >>>

Tomasz Müller

SŁABE STRONY

Bariery dla realizacji termomodernizacji jednorodzinnego budynku mieszkalnego

Kompleksowa modernizacja jednorodzinnego budynku mieszkalnego przeprowadzona pod kątem poprawy jego charakterystyki gospodarowania energią, jest inwestycją kosztowną, co ma istotne znaczenie, szczególnie w sytuacji braku na rynku skutecznego programu wsparcia dla tego typu działań.

Str. 3 >>>

Tomasz Müller

SZANSE

Korzyści z realizacji termomodernizacji jednorodzinnego budynku mieszkalnego

Potencjalny rynek dla termomodernizacji jednorodzinnych domów mieszkalnych (którego część stanowią zabudowania mieszkalne „socjalnych” i małotowarowych gospodarstw rolnych) obejmuje 3,5 mln domów, w których zamieszkuje około 55% Polaków.

Str. 3 >>>

Tomasz Müller

ZAGROŻENIA

Bariery dla termomodernizacji jednorodzinnego budynku mieszkalnego

Wysokie koszty kapitałowe wymuszają konieczność zapewnienia programów wsparcia dla realizacji prac termomodernizacyjnych.

Str. 5 >>>

Tomasz Müller

MOCNE STRONY

Analiza finansowa termomodernizacji budynku mieszkalnego jednorodzinnego

Wiśniewski i Zalesiński (2014) przedstawili ekonomiczne aspekty termomodernizacji jednorodzinnego, wolnostojącego budynku mieszkalnego, wzniesionego w latach 70-tych XX w., według tradycyjnej technologii z zastosowaniem konstrukcji murowanej.^{1,2}

Budynek odznacza się wysokim zapotrzebowaniem na energię końcową do ogrzewania i otrzymywania c.w.u., o czym świadczy wysoka wartość wskaźnika *EK* oszacowana na 584,708 [kWh×(m²×rok)⁻¹]³. Zaproponowane prace termomodernizacyjne (m.in. ocieplenie dachu, ścian zewnętrznych i podłogi na gruncie, wymiana stolarki okiennej i drzwiowej, wymiana instalacji c.w.u i instalacja kolektorów słonecznych, wymiana istniejącego kotła gazowego na kocioł gazowy dwufunkcyjny) mają doprowadzić do bardzo znacznego obniżenia zapotrzebowania budynku na energię, o czym świadczy (obliczone teoretycznie) obniżenie wskaźnika *EP* z 651,103 do 132,143 [kWh×(m²×rok)⁻¹]⁴. Podane oszacowanie okresu zwrotu inwestycji (SPBT) w rozbiciu na poszczególne elementy daje stosunkowo krótkie wartości od 4,12 lat dla ocieplenia dachu do 13,57 lat dla ocieplenia ścian zewnętrznych metodą lekko-mokrą. Średni okres zwrotu dla wszystkich elementów inwestycji ważony kosztem wykonania tych prac wyniósł 8,6 roku (obliczenie własne), co można uznać za wynik korzystny. Jest on zbliżony do wartości okresu zwrotu kosztów inwestycji wynoszących od 7,6 roku do 11,8 roku, polegającej na termomodernizacji domów jednorodzinnych różniących się konstrukcją i wielkością (obliczenia własne) [*GazetaPrawna*]. Należy podkreślić, że szacunki okresu zwrotu kosztów inwestycji przeprowadzono przy założeniu niezmienności cen nośników energii; wzrost cen tych nośników przyczyni się do skrócenia okresu zwrotu kosztów inwestycji. Pomijając kwestie estetyki, dodatkową korzyścią związaną z kompleksową termomodernizacją budynku jest znaczna poprawa jego stanu technicznego i wynikający z niej wzrost wartości nieruchomości, a także wzrost komfortu użytkowania budynku.

Analiza finansowa inwestycji w kolektory słoneczne w zabudowaniach mieszkalnych małego gospodarstwa rolnego

W celu określenia opłacalności inwestycji w kolektory słoneczne w gospodarstwie domowym, posłużono się założeniami przyjętymi przez program SolarTest w przykładowej analizie ekonomicznej dla tego typu instalacji [*Solartest*]. Przyjęto, że całkowite koszty kolektorów słonecznych równe 14,0 tys. złotych, zostaną pokryte w 20% z dotacji, oraz w 80% z niskooprocentowanej pożyczki, zgodnie z warunkami programu Prosument [*Prosument*]. Po uwzględnieniu dotacji w wysokości 2800 złotych i kosztów kredytu, koszt inwestycji wyniósł 11897,33 złotych. Założono, że okres użytkowania kolektorów wyniesie 25 lat, roczne koszty utrzymania systemu zamkną się kwotą 200 złotych, a spadek sprawności kolektorów wyniesie 0,7% rocznie. Ponadto przyjęto, że dotychczasowe koszty otrzymania c.w.u za pomocą instalacji olejowej wynoszą 2 tys. złotych rocznie i będą rosły o 3% rocznie w okresie użytkowania systemu.

Moc kolektorów dobrano w ten sposób, aby pokrywały one (w standardowych warunkach oświetlenia i temperatury) całkowite zapotrzebowania na c.w.u. w okresie letnim, ponadto, założono pracę systemu przez 12 miesięcy w roku. Czas zwrotu inwestycji oszacowano na nieco ponad 11 lat, a całkowite oszczędności z inwestycji w przyjętym okresie eksploatacji na 20,4 tys. złotych (wariant bazowy). Oszacowany czas zwrotu inwestycji nie przekraczający połowy przyjętego okresu eksploatacji instalacji solarnej można uznać za dobry. Przyjęcie warunków finansowania kolektorów słonecznych, które będą obowiązywać w programie Prosument po 2016 roku (dotacje w wysokości 15% kosztów kwalifikowanych) nie prowadzi do zasadniczych zmian opłacalności inwestycji – przewidywany czas zwrotu kosztów to niecałe 12 lat pracy systemu, a całkowite oszczędności z inwestycji w przyjętym okresie eksploatacji kształtują się na poziomie 19,6 tys. złotych. W ocenie środowiskowych skutków realizacji inwestycji w kolektory słoneczne warto wspomnieć o redukcji emisji CO₂ szacowanej w okresie pracy systemu na 25 ton [*Solartest*].

Studium przypadku; wykorzystanie instalacji fotowoltaicznej w małotowarowym gospodarstwie rolnym

Krawiec (2014) przedstawia analizę wykorzystania instalacji fotowoltaicznej w gospodarstwie rolnym o powierzchni 60,76 ha (w tym użytki rolne 54,86 ha).⁵ Roczne zużycie energii elektrycznej w gospodarstwie wynosi 10 MWh. Łączne koszty zakupu, montażu (wraz z niezbędnymi przeróbkami dachu) i serwisowania instalacji fotowoltaicznej CPV10 – Suntrio o mocy 10 kW pracującej w trybie przyłączenia do sieci (on grid) oszacowano na 56 tys. złotych, a po uwzględnieniu 40% dotacji z programu Prosument – na 37,17 tys. złotych⁶. Czas zwrotu kapitału oszacowano na niewiele ponad sześć lat, przy założeniu, że całkowita roczna produkcja energii elektrycznej wynosząca około 9,8 MWh, zostanie zużyta na potrzeby własne gospodarstwa. Obliczenia z pracy Krawca (2014), rozszerzono o analizę finansową pracy instalacji PV w okresie 25 lat, który odpowiada w przybliżeniu trwałości tej instalacji, co pozwoliło nie tylko na urealnienie oszacowania czasu zwrotu kosztów inwestycji, ale także na wyodrębnienie czynników, które mają wpływ na tempo zwrotu poniesionych kosztów (patrz słabe strony i szanse w niniejszym numerze Obserwatora). Warto zauważyć, że pomimo uwzględnienia spadku sprawności ogniw słonecznych w czasie i konieczności odsprzedaży do sieci części wyprodukowanej energii elektrycznej po cenie niższej od ceny jej zakupu, czas zwrotu z inwestycji wydłużył się na tyle nieznacznie, że nie przekracza 2/5 założonego okresu trwałości instalacji wynoszącego 25 lat (patrz słabe strony). Po uzyskaniu zwrotu kosztów, przychód z inwestycji będzie powiększał się o wartość wyprodukowanej energii elektrycznej, oraz wartość energii elektrycznej, której zakupu udało się uniknąć i wyniesie po 25 latach pracy instalacji (przy założeniu niezmienności cen energii elektrycznej) 64,6 tys. złotych. Ponadto, w okresie pracy instalacji PV należy oczekiwać wzrostu proporcji energii elektrycznej wykorzystywanej na potrzeby gospodarstwa, ze względu na doskonalenie technologii przechowywania energii i zmiany profilu zużycia energii elektrycznej. Wzrost proporcji wykorzystywanej energii, przyczyni się do powiększenia i tak znacznych zysków z inwestycji w całym okresie pracy instalacji PV (przy założeniu, że zewnętrzne regulacje rynku energii elektrycznej będą nadal sprzyjać zużywaniu produkowanej energii na potrzeby własne).

Posiadanie własnych ogniw słonecznych może zabezpieczać prosumenta przed ewentualnymi podwyżkami cen energii elektrycznej w przyszłości. Po uwzględnieniu w wariancie bazowym wzrostu cen energii elektrycznej o 3% rocznie w całym okresie pracy systemu, czas zwrotu kosztów inwestycji ulega skróceniu o rok (do 8 roku pracy systemu), a łączny przychód uzyskany po 25 latach pracy inwestycji rośnie z 64,6 tys. złotych do 94,0 tys. złotych.

Studium przypadku; analiza finansowa inwestycji w małą biogazownię rolniczą

Małe biogazownie rolnicze pozwalają na wykorzystanie odpadów z produkcji roślinnej i zwierzęcej, oraz produkcję energii elektrycznej i ciepła. Stosunkowo niewielkie zapotrzebowanie na substraty może być zaspokojone przez małotowarowe gospodarstwo rolne, co pozwala na uniknięcie konieczności sprowadzania substratów z odległych miejsc. Kunikowski i inni (2011) analizują czynniki wpływające na opłacalność inwestycji w małe biogazownie rolnicze, na przykładzie instalacji o mocy 60 kW_{el}. Istotną wartością pracy jest nie tylko wyodrębnienie tych czynników, ale próba oszacowania wpływu ich zmienności na czas zwrotu kosztów inwestycji, stanowiący miarę opłacalności inwestycji. Założone parametry kosztów budowy i funkcjonowania instalacji oraz planowanych przychodów kształtują się w wariancie podstawowym następująco; koszt budowy instalacji wyłącznie ze środków własnych (bez kredytu) przyjęto na 1 mln złotych, natomiast roczne koszty eksploatacji na 71,284 tys. złotych. Roczne oszczędności i przychody to przychody z tytułu sprzedaży energii elektrycznej równe 91,2 tys. złotych (480 MWh w cenie 190 złotych/MWh), przychody z tytułu sprzedaży energii odnawialnej w wysokości 112 tys. złotych (250 złotych/MWh), oraz uniknięte koszty zakupu paliwa stałego, który stanowi węgiel (w wysokości, 4,144 tys. złotych). Okres zwrotu kapitału w wariancie bazowym obliczono na 6,9 roku ($1000000/(215344-71284)=6,94$), co należy uznać za wynik dobry, szczególnie w zestawieniu z okresem zwrotu kapitału szacowanym dla podobnej instalacji (50 kW_e/50 kW_c) na 14 lat (Krawiec 2014). Znacznie dłuższy okres zwrotu kapitału w opracowaniu Krawca wynika z przyjęcia wyższych kosztów budowy instalacji (2,5 mln złotych), oraz wyraźnie niższej kwoty przychodów z tytułu sprzedaży zielonych świadectw pochodzenia (160 złotych/MWh). Ilość energii elektrycznej i ciepła produkowanej w małej biogazowni rolniczej znacznie przekracza zapotrzebowanie gospodarstwa na energię elektryczną i ciepło. Biogazownia o mocy 50 kW_e może wyprodukować rocznie 400 MWh energii elektrycznej i 1600 GJ ciepła, przy zapotrzebowaniu gospodarstwa łącznie z zapotrzebowaniem samej biogazowni wynoszącym 45 MWh i 700 GJ (Krawiec 2014). Stwarza to z jednej strony możliwość wykorzystania nadwyżkowej energii elektrycznej i ciepła do poszerzenia palety sposobów prowadzenia działalności gospodarczej w gospodarstwie jak np. otwarcie gorzelnii w gospodarstwie „Butor” w Łanach Wielkich, w których pracuje biogazownia znacznie większa (526 MW_e) od omawianych w tutaj małych biogazowni rolniczych (Obserwator 2/2016), a drugiej strony może być źródłem problemów ze zbyciem ciepła (patrz słabe strony).

¹ Wiśniewski, K. & Zalesiński, A. 2014. Wpływ stanu technicznego budynku na efektywność energetyczną i opłacalność termomodernizacji na przykładzie budynku jednorodzinne. *Architectura*. **13** (4); str. 69-79.

² Budynek, będący przedmiotem rozważań, znajduje się co prawda na terenie miasta Nadarzyn, jednak tradycyjna konstrukcja budynku pozwala na uznanie, że może on stanowić model dla domu jednorodzinne na terenach wiejskich.

³ Wskaźnik *EK* określa zapotrzebowanie budynku na energię końcową, jego wartość podaje się w kWh*(m²*rok)⁻¹.

⁴ Wskaźnik *EP* określa zapotrzebowanie budynku na energię pierwotną, jego wartość podaje się w kWh*(m²*rok)⁻¹. Autorzy nie podają wartości wskaźnika *EK* po przeprowadzeniu termomodernizacji, jednak ze względu na zastosowanie tego samego paliwa do ogrzewania (i częściowo otrzymywania c.w.u.) domu także po przeprowadzeniu prac dociepleniowych, zmiana wartości wskaźnika *EK* powinna być w przybliżeniu proporcjonalna do zmiany wartości wskaźnika *EP*.

⁵ Krawiec, K. 2014. Propozycja referencyjnego modelu modernizacji małotowarowego gospodarstwa rolnego uwzględniająca cele klimatyczno-energetyczne mapy drogowej 2050. (Praca do zamieszczenia w BŻEP).

⁶ W wyliczeniach uwzględniono koszt kredytu wynoszący 2,092 tys. złotych, udzielanego na pozostałą kwotę (tj. 60%) wartości inwestycji o wartości 52,3 tys. złotych. Koszty niezbędnych przeróbek dachu w wysokości 3,7 tys. złotych nie zostały włączone do kosztów kwalifikowanych (Krawiec, 2014).

SŁABE STRONY

Bariery dla realizacji termomodernizacji jednorodzinnego budynku mieszkalne

Kompleksowa modernizacja jednorodzinnego budynku mieszkalne przeprowadzona pod kątem poprawy jego charakterystyki gospodarowania energią, jest inwestycją kosztowną, co ma istotne znaczenie, szczególnie w sytuacji braku na rynku skutecznego programu wsparcia dla tego typu działań (patrz szanse i zagrożenia w niniejszym numerze Obserwatora).

Całkowity koszt termomodernizacji został oszacowany na 150 tys. złotych, przy czym szczegółowo rozpisano elementy inwestycji na kwotę ponad 112 tys. złotych. Kwoty te są wysokie w porównaniu z kosztami innych inwestycji termo modernizacyjnych dla domów jednorodzinnych, które wahały się od 21,55 tys. złotych dla małego domu jednorodzinne do 43,48 tys. złotych dla dużego dwukondygnacyjnego domu jednorodzinne [Gazeta Prawna]. Czynnikiem podwyższającym koszty prac mógł być zły stan techniczny niektórych elementów budynku (dotyczy nieszczelności w pokryciu dachowym i stanu podłogi na gruncie, oraz tynków wewnętrznych) co znacznie zwiększało wartość zapotrzebowania na energię końcową (Wiśniewski i Zalesiński 2014). Oszacowania Sadowskiej i Sarosięka (2014) wskazują na wpływ rodzaju ogrzewania budynku na oczekiwany czas zwrotu inwestycji termomodernizacyjnych; czas ten jest krótszy dla budynków ogrzewanych gazem niż dla budynków ogrzewanych stosunkowo tanim węglem kamiennym.¹ Taka sytuacja utrudnia właścicielom domów jednorodzinnych ogrzewanych węglem (ok. 70% domów jednorodzinnych w Polsce) podjęcie decyzji o przystąpieniu do termomodernizacji.

Analiza finansowa inwestycji w kolektory słoneczne w zabudowaniach mieszkalnych małego gospodarstwa rolnego

Analiza wpływu czynników kształtujących opłacalność inwestycji w kolektory słoneczne, wskazuje na szczególne znaczenie ceny paliwa używanego, obok kolektorów słonecznych, do pozyskiwania c.w.u., na okres zwrotu inwestycji. W warunkach polskich paliwem powszechnie stosowanym do tego celu jest węgiel kamienny.

Zakładając roczne zapotrzebowanie na węgiel do ogrzewania wody użytkowej dla czteroosobowego gospodarstwa domowego na około 2 tony, koszt pozyskania takiego paliwa będzie wynosił około 810 złotych w przypadku węgla niskiej jakości, do około 1620 złotych w przypadku ekogroszku (Nawrot 2012)². Zmiana paliwa stosowanego do otrzymywania c.w.u. z oleju na ekogroszek, kupowany po stałych cenach przez cały okres pracy instalacji solarnej wynoszący 25 lat, prowadzi do wydłużenia okresu zwrotu kosztów inwestycji do ponad 18 lat i znacznego zmniejszenia całkowitej kwoty oszczędności z inwestycji w ciągu okresu pracy instalacji (25 lat), do około 4 tys. złotych (pozostałe warunki jak w wariancie bazowym). Zastosowanie węgla niskiej jakości do podgrzewania wody użytkowej uniemożliwia zwrot kosztów inwestycji w wariancie bazowym, w okresie krótszym niż 25 lat – graniczna cena paliwa gwarantująca zwrot kosztów inwestycji w okresie równym okresowi przewidywanej pracy instalacji solarnej, wynosi około 646 złotych za tonę. Warto zauważyć, że żywotność kolektorów słonecznych bywa niejednokrotnie szacowana jedynie na 20 lat, co wpływa negatywnie na wyniki oszacowań opłacalności tego typu instalacji (Nawrot 2012). I tak dla opisanego powyżej przypadku inwestycji w kolektory słoneczne współpracujące z piecem na ekogroszek, całkowita kwota oszczędności w ciągu 20 lat pracy instalacji solarnej wynosi jedynie 1137 złotych.

Studium przypadku; wykorzystanie instalacji fotowoltaicznej w małotowarowym gospodarstwie rolnym

Po uwzględnieniu w analizie finansowej inwestycji takich czynników jak spadek sprawności ogniw słonecznych (nie więcej niż 10% w ciągu 10 lat, i nie więcej niż 20% w ciągu 25 lat, zgodnie z danymi producenta) oraz określeniu proporcji energii elektrycznej zużywanej na potrzeby własne (0,5) oraz przy założeniu sprzedaży energii elektrycznej do sieci w cenie 30 groszy/kWh (dalej scenariusz bazowy), czas zwrotu kosztów inwestycji uległ wydłużeniu o dwa lata (zwrot kosztów nastąpi w dziewiątym roku użytkowania). Ponadto w sytuacji gdy inwestycja jest realizowana ze środków własnych bez dotacji i kredytu, czas zwrotu kosztów inwestycji wydłuża się do ponad 13 lat, a łączny zysk po 25 latach pracy systemu zmniejsza się do 44,3 tys. złotych (25,8 tys. złotych po 20 latach pracy).

Studium przypadku; analiza finansowa inwestycji w małą biogazownię rolniczą

Problemem w przypadku inwestycji w niektóre odnawialne źródła energii jest konieczność poniesienia znacznych kosztów kapitałowych na początku inwestycji, co jest szczególnie wyraźnie widoczne w przypadku małych biogazowni rolniczych, dla których te koszty w przeliczeniu na jednostkę mocy rosną wraz ze spadkiem mocy biogazowni (Kunikowski i inni 2011; Krawiec 2014). Wysokość kosztów kapitałowych niezbędnych do budowy biogazowni może przekraczać łączną wartość takich składników majątku gospodarstwa jak budynki mieszkalne i gospodarskie, środki transportu, maszyny rolnicze oraz zwierzęta gospodarskie (Krawiec 2014). Poza wysokością kosztów kapitałowych, trudności może następczą realizacja zysków z tytułu sprzedaży ciepła produkowanego przez układ kogeneracyjny biogazowni, szczególnie w sytuacji gdy w sąsiedztwie instalacji nie ma sieci ciepłowniczej (Ozerise).

¹ Sadowska, B. & Sarosiek, W. 2014. Efektywność wnoszenia budynków niskoenergetycznych i termomodernizacji istniejących. Biuletyn WAT. Vol. LXIII. Nr.1.

² Nawrot, J. 2012. Analiza efektywności modernizacji tradycyjnej instalacji c.w.u. w budynku jednorodzinym. Budownictwo o zoptymalizowanym potencjale energetycznym. 2 (10); str. 83-89. Założono miesięczne zapotrzebowanie na węgiel do otrzymywania c.w.u. na 150 kg w okresie grzewczym, (6 miesięcy) i 187,5 kg (wzrost o 25% wynikający z mniejszej sprawności pieca pracującego przy małym obciążeniu) poza okresem grzewczym, co daje łącznie 2025 kg w skali roku.

SZANSE

Korzyści z realizacji termomodernizacji jednorodzinnych budynków mieszkalnych

Potencjalny rynek dla termomodernizacji jednorodzinnych domów mieszkalnych (którego część stanowią zabudowania mieszkalne „socjalnych” i małotowarowych gospodarstw rolnych) obejmuje 3,5 mln domów, w których zamieszkuje około 55% Polaków.

Domy jednorodzinne w Polsce wymagają dużych ilości energii do ogrzewania i zapewnienia c.w.u. (przeciętne zapotrzebowanie na energię użytkową wynosi 216 [kWh×(m²×rok)]⁻¹, przy czym zapotrzebowanie to wzrasta wraz z wiekiem budynków (Strategia modernizacji budynków 2014; Wiśniewski i Zalesiński 2014)¹. Znaczną proporcję domów jednorodzinnych stanowią domy stare, zbudowane przed 1975 rokiem; ich powierzchnię szacuje się na 237 mln m², przy powierzchni wszystkich domów jednorodzinnych w Polsce równej 479 mln m² (Zaborowski 2014)². Kompleksowa termomodernizacja jednorodzinnych budynków mieszkalnych może przynieść korzyści zarówno w wymiarze indywidualnym (poprawa jakości powietrza wewnątrz i na zewnątrz budynku, poprawa bezpieczeństwa energetycznego, a po okresie zwrotu kosztów inwestycji, zmniejszenie proporcji dochodów przeznaczanych na ogrzewanie, inne – patrz mocne strony w niniejszym wydaniu Obserwatora), jak i ogólnokrajowym (zmniejszenie zużycia energii pierwotnej i zależności od importu paliw kopalnych, poprawa jakości powietrza, powstawanie nowych miejsc pracy) (Strategia modernizacji budynków 2014). Szanse na powszechniejsze niż dotąd stosowanie modernizacji cieplnej w jednorodzinnych budynkach mieszkalnych stwarzają programy wsparcia oferujące takie instrumenty finansowe jak bezzwrotne dotacje i kredyty na korzystnych warunkach. Programem, który ma pomóc w upowszechnieniu działań termomodernizacyjnych jest „Rys”, który ma być realizowany przez NFOŚiGW w latach 2015-2023. W ramach programu o budżecie 400 mln złotych (w tym 120 mln złotych na dotacje, a 280 mln złotych na kredyty) przewidziano wsparcie dla działań termomodernizacyjnych w jednorodzinnych budynkach mieszkalnych, w tym – w kolejności – wykonanie prac termomodernizacyjnych oraz wymianę instalacji wewnętrznych i źródeł ciepła [NFOŚiGW Rys].

Analiza finansowa inwestycji w kolektory słoneczne w zabudowaniach mieszkalnych małego gospodarstwa rolnego

Potencjalny rynek kolektorów słonecznych w niewielkich gospodarstwach rolnych w Polsce obejmuje około 1,05 mln „socjalnych” gospodarstw rolnych o powierzchni od 1 do 10 ha, oraz około 225 tys. gospodarstw małotowarowych o powierzchni od 10 do 20 ha (Popczyk 2015).³

Rynek ten daleki jest od nasycenia pomimo tego, że kolektory słoneczne należą do najczęściej stosowanych instalacji prosumenckich w Polsce, a ich całkowitą liczbę (w tym instalacje działające w niewielkich gospodarstwach rolnych) ocenia się na 120 tys. (IEO 2014)⁴. Istotną rolę w rozpowszechnianiu technologii kolektorów słonecznych odgrywają systemy wsparcia, takie jak program Prosument, w którym przewidziano dotacje i kredyty na zakup instalacji solarnych do roku 2022 [Prosument]. Opłacalność inwestycji w kolektory słoneczne może niewątpliwie wzrosnąć po ograniczeniu roli węgla kamiennego, (a zwłaszcza jego najtańszych gatunków), jako paliwa stosowanego w gospodarstwach domowych min. do podgrzewania wody do celów użytkowych. Należy w tym miejscu podkreślić ograniczenia analiz wiążących opłacalność zastosowania źródeł energetyki EP (tutaj kolektorów słonecznych) jedynie, czy przede wszystkim z okresem zwrotu zainwestowanego kapitału; szacunki takie pomijają liczne dodatkowe koszty (środowiskowe, społeczne) towarzyszące wykorzystaniu węgla kamiennego do ogrzewania domów i otrzymywania c.w.u.

Studium przypadku; wykorzystanie instalacji fotowoltaicznej w małotowarowym gospodarstwie rolnym

Analiza finansowa inwestycji w instalację fotowoltaiczną (np. taką jak CPV10 – Suntrio o mocy 10 kW), wskazuje na zasadniczą rolę zewnętrznych uwarunkowań prawnych w kształtowaniu takich parametrów mikroekonomicznych jak czas zwrotu inwestycji, który odgrywa rolę przy podejmowaniu decyzji inwestycyjnych przez prosumentów. Ewentualne wprowadzenie taryf gwarantowanych, w postaci określonej przez ustawę o OZE (60 gr./kWh dla instalacji PV do 40 kW) nie tylko zwiększyłoby przewidywane zyski z inwestycji w ogniwa słoneczne (zysk z inwestycji w ciągu 25 lat wyniósłby w takim przypadku 98 tys. złotych, gdyby taryfy gwarantowane miały obowiązywać przez cały okres użytkowania instalacji) i tym samym skróciło okres zwrotu poniesionych kosztów, ale także zachęciłoby do inwestowania poprzez zapewnienie niezmienności uregulowań prawnych i zmniejszenie ryzyka inwestycyjnego. Koszty zakupu i montażu instalacji PV, (wraz z uwzględnieniem przeróbek dachu), i po uwzględnieniu dostępnych dotacji, w istotny sposób wpływają na okres zwrotu kosztów inwestycji (patrz słabe strony). W tym kontekście prognozowany spadek cen instalacji fotowoltaicznych na rynkach światowych pozwala oczekiwać ciągłego wzrostu opłacalności inwestycji w prosumenckie instalacje PV (patrz [OBSERWATOR 11/2015](#)).

Studium przypadku; analiza finansowa inwestycji w małą biogazownię rolniczą

Analiza Kunikowskiego i innych (2011) wskazuje, że największy wpływ na okres zwrotu kapitału mają dopłaty z tytułu sprzedaży energii odnawialnej oraz koszty początkowe, a w mniejszym stopniu cena sprzedaży energii elektrycznej i koszty eksploatacji biogazowni. Dla przykładu zwiększenie dopłat do sprzedaży energii elektrycznej o 50%, do poziomu 375 zł/MWh, powoduje skrócenie okresu zwrotu kosztów inwestycji z niecałych 7 lat do 3,6 roku, natomiast spadek wartości kapitału początkowego o 50% do sumy 500 tys. złotych, skraca ten okres do 5,2 roku. W sytuacji gdy oba te czynniki będą obecne równocześnie, czas zwrotu kosztów inwestycji skróci się do zaledwie 1,9 roku.

Krótkie okresy zwrotu kosztów inwestycji oznaczają, że przez przeważającą część okresu pracy wynoszącego w założeniach 20 lat, biogazownia będzie pracować przynosząc dochód w wysokości różnicy między wysokością przychodów rocznych (215344 złotych) i kosztami eksploatacji (71284 złotych). Wyniki te świadczą o tym, że instrumenty polityki wsparcia dla produkcji energii odnawialnej mogą w znacznym stopniu wpływać na wynik ekonomiczny małych biogazowni rolniczych. Polityka wsparcia dla tego sektora energetyki odnawialnej zapewniająca przejrzyste ramy prawne działania biogazowni (w tym jasne mechanizmy uzyskiwania niezbędnych pozwoleń) oraz dostęp do kredytów i dotacji obniżających wysokość kapitału początkowego, może pobudzić rozwój małych biogazowni rolniczych w Polsce (Hahn et al. 2010)⁵. Wielkość potencjalnego rynku na biogazownie rośnie wraz ze spadkiem ich mocy i wynosi szacunkowo 225 tys. gospodarstw o wielkości 10-20 ha – biogazownie kontenerowe o mocy 10-20 kW_e, i 95 tysięcy gospodarstw o powierzchni 20-50 ha – biogazownie o mocy 20-50 kW_e (Popczyk 2015).

¹ Raport. Strategia modernizacji budynków. Mapa drogowa 2050. Praca zbiorowa. Kraków 2014.

² Mapa drogowa modernizacji budynków w Polsce. Prezentacja. Praca zbiorowa. Prezentuje M. Zaborowski.

³ Popczyk, J. Energetyka prosumencka jako innowacja przełomowa – możliwości i wyzwania na przykładzie mikrobiogazowni. str. 407-435, w *Prosumenckie społeczeństwo a energetyka prosumencka*. Red. Bartoszek, A., Fice, M., Kurowska, E. & Sierka, E. Uniwersytet Śląski w Katowicach. Katowice 2015.

⁴ Poradnik inwestora. Możliwości montażu małoskalowych instalacji OZE w gospodarstwach rolnych. Instytut Energetyki Odnawialnej. 2014.

⁵ Hahn, H., Rutz, D., Ferber, E. & Kirchmayer, F. 2010. Examples of financing of biogas projects in Germany, Austria, The Netherlands, Denmark and Italy. IEE Project "Biogas IN".

ZAGROŻENIA

Barier dla termomodernizacji jednorodzinne go budynku mieszkalnego

Wysokie koszty kapitałowe wymuszają konieczność zapewnienia programów wsparcia dla realizacji prac termo modernizacyjnych.

Realizowane dotąd programy wsparcia dla działań ukierunkowanych na ograniczenie zużycia ciepła w sektorze budynków, były wykorzystywane w bardzo niewielkim stopniu przez właścicieli domów jednorodzinnych. Wchodzący w fazę realizacji program „Ryś” dysponuje stosunkowo ograniczonymi środkami – dla porównania realizowany w znacznie mniejszych Czechach program wsparcia budownictwa pasywnego charakteryzował się budżetem w wysokości 780 mln euro (Strategia modernizacji budynków 2014). Niemniej „Ryś” może stanowić o tyle krok w dobrym kierunku, że z założenia wspiera kompleksowe działania usprawniające gospodarowanie ciepłem, uzależniając wysokość dotacji (maksymalnie 40% kosztów) od zakresu wykonywanych prac [NFOSiGW Ryś]. Warto jednak podkreślić, że termomodernizacja wszystkich domów jednorodzinnych w Polsce wymaga środków szacowanych w szerokim zakresie na 181-362 mld złotych (Zaborowski 2014).

Oznacza to, że realizacja działań zwiększających efektywność energetyczną budynków będzie procesem rozłożonym na wiele lat (w horyzoncie 2050 roku), a skala i zakres przeprowadzanych prac będzie zależeć od dostępności długoterminowego finansowania inwestycji, wypracowania optymalnych procedur ich przyznawania oraz wzrostu wiedzy potencjalnych inwestorów na temat korzyści wynikających ze zwiększenia energooszczędności budynków (Strategia modernizacji budynków 2014).

Analiza finansowa inwestycji w kolektory słoneczne w zabudowaniach mieszkalnych małego gospodarstwa rolnego

Wyniki przedstawionych analiz opłacalności inwestycji w kolektory słoneczne nie pozostawiają wątpliwości co do wpływu uwarunkowań zewnętrznych na kształtowanie się parametrów ekonomicznych tego typu inwestycji. Wśród tych uwarunkowań istotną rolę odgrywa polityka władz centralnych wobec wykorzystania węgla kamiennego jako podstawowego paliwa do ogrzewania jednorodzinnych budynków mieszkalnych i wody użytkowej min. na obszarach wiejskich. Deklaracje władz centralnych wskazują na to, że polityka wsparcia dla górnictwa będzie kontynuowana pomimo znacznych kosztów społecznych i środowiskowych tego typu działań, co niewątpliwie stanowi barierę dla dalszego rozwoju rynku kolektorów słonecznych, także w niewielkich gospodarstwach rolnych.

Studium przypadku; wykorzystanie instalacji fotowoltaicznej w małotowarowym gospodarstwie rolnym

Niepewność co do wprowadzenia taryf gwarantowanych dla prosumentów dysponujących instalacją fotowoltaiczną o mocy do 40 kW jest czynnikiem mogącym zniechęcać do podejmowania decyzji o zakupie takich instalacji. Przeprowadzona analiza finansowa wskazuje na to, że co prawda brak taryf gwarantowanych wydłuża okres zwrotu kosztów inwestycji jedynie o dwa lata (patrz słabe strony), jednak całkowity zysk z inwestycji liczony w okresie 25 lat maleje o około 50%.¹ Kolejnym istotnym czynnikiem wpływającym na opłacalność inwestycji w panele PV jest wysokość dofinansowania do ich zakupu.

Chcąc oszacować wpływ dofinansowania na opłacalność inwestycji przeprowadzono analizę finałową dla wartości dofinansowania zmniejszonej do 30% kosztów kwalifikowanych (taka wysokość dofinansowania ma obowiązywać dla instalacji PV, w programie Prosument, od roku 2017), oraz dla braku dofinansowania. W odniesieniu do omawianej instalacji CPV10 – Suntrio, spadek dofinansowania do 30% przekłada się na wzrost kosztów ponoszonych przez prosumenta do kwoty 38,89 tys. złotych, co wpływa na wydłużenie się okresu zwrotu kosztów inwestycji i zmniejszenie kwoty zysku po 25 pracy instalacji PV (w scenariuszu bazowych zwrot kosztów inwestycji następuje w 10 roku pracy systemu – czyli o rok później niż w przypadku dotacji wynoszącej 40%, a całkowity zysk z inwestycji po 25 latach pracy wynosi 61,4 tys. złotych co oznacza spadek o 5% w porównaniu ze scenariuszem bazowym. Przy braku dofinansowania do zakupu i montażu instalacji PV zwrot kosztów instalacji następuje w 14 roku pracy systemu, a zysk z inwestycji po 25 latach pracy sięga 44,3 tys. złotych, co stanowi 68,6 % zysku dla scenariusza bazowego.

Studium przypadku; analiza finansowa inwestycji w małą biogazownię rolniczą

Niekorzystne kształtowanie się czynników mających zasadniczy wpływ na wynik ekonomiczny małych biogazowni rolniczych może podważyć zasadność inwestowania w ten rodzaj instalacji odnawialnych. I tak zmniejszenie dopłat do sprzedaży energii elektrycznej o 50% (w stosunku do scenariusza bazowego), do poziomu 125 zł/MWh, powoduje wydłużenie okresu zwrotu kosztów inwestycji z niecałych 7 lat do 14,3 roku, natomiast wzrost wartości kapitału początkowego o 50% do sumy 1500 tys. złotych, wydłuża ten okres do 9,8 roku. Równoczesne działania obu wymienionych czynników sprawia, że na zwrot kosztów inwestycji trzeba będzie czekać aż 19,8 roku (Kunikowski i inni 2011).

¹ Dla prostoty obliczeń finansowych założono obowiązywanie taryf gwarantowanych przez cały okres użytkowania instalacji założony na 25 lat.

Komentarz (JP): Tematyczny Obserwator nr 3/2016 w zamierzeniu powinien być analizą SWOT dotyczącą (referencyjnego) modelu rewitalizacji małotowarowego gospodarstwa rolnego do standardu inteligentnego gospodarstwa semi off grid. Podstawą tej analizy powinno być środowisko internetowe (wykorzystanie środowiska internetowego jako źródła informacji/danych jest generalnym założeniem metodycznym Obserwatora). Niestety, Obserwator nr 3/2016 jest w niewielkim stopniu pożądaną analizą SWOT, pokazuje natomiast pułapki na znacznie bardziej podstawowym poziomie, mianowicie dotyczącym jakości piśmiennictwa internetowego z jednej strony oraz dotkliwego ciągle deficytu zdolności do przetwarzania/syntezy tego piśmiennictwa w analizę SWOT (deficytu ogólnego, w tym dotyczącego także Obserwatora).

Technologie energetyki EP, to eksplozja nowych rozwiązań, o których wiadomo, że wytwarzają nowy sposób myślenia, nowy rodzaj ekonomiki, mianowicie ekonomikę behawioralną (metodologicznie w analizie SWOT są to szanse). Zatem przyszłość energetyki EP zależy od nielicznych (najzdolniejszych i posiadających wielki potencjał motywacyjny), którzy opracują rozwiązania, i wprowadzą powszechnie obowiązujące nowe standardy. Jeśli tych nielicznych nie ma, to energetyka EP się nie rozwinie (w analizie SWOT jest to **słaba strona**). Dalej, jeśli w Polsce jest ponad milion socjalnych i ponad trzysta tysięcy małotowarowych gospodarstw rolnych, które mogłyby skorzystać na rewitalizacji, to jest to wielki potencjał rozwoju energetyki EP (w analizie SWOT jest to **silna strona**). Do wykorzystania tej szansy potrzebne jest odpowiednie środowisko rozwojowe (doktryna energetyczna, okołoenergetyczne programy rozwojowe nawiązujące do globalnych trendów, ...). Jeśli takiego środowiska nie ma, to szanse nie zostaną wykorzystane (jest to w analizie SWOT **zagrożenie**).

Obserwator nr 3/2016 zdominowany jest przez wyniki szacunków ekonomicznych, które w najmniejszym stopniu nie odpowiadają jak mogą być wykorzystane szanse i silne strony, wzmacniają natomiast zagrożenia, a w dodatku nie pokazują jak można zaradzić słabym stronom. To narusza obiektywizm analizy SWOT. Cztery strategiczne uwagi z tym związane przedstawia się poniżej.

Po pierwsze, z Obserwatora nr 3/2016 widać, że modele ekonomiczne dostępne w piśmiennictwie internetowym do oceny efektywności rozwiązań energetyki EP są ciągle w dominującym stopniu modelami utrwalonymi przez ostatnie 25 lat w polskiej energetyce WEK (modele project finance). Modele te stają się już nieużyteczne w energetyce, w której zostały wytworzone, a absolutnie nie nadają się do stosowania w ocenie rozwiązań energetyki EP, zwłaszcza na obszarach wiejskich. (Różnice między inwestycyjnymi modelami ekonomicznymi energetyki WEK oraz energetyki EP mają charakter fundamentalny. Ich dyskusja w tym miejscu nie jest możliwa, ale wskazuje się tu charakterystyczny przykład, który jest bardzo ważny i zrozumiały dla niespecjalistów. Mianowicie, w szacunkach efektywności ekonomicznej inwestycji w energetyce EP nie można już w żadnym wypadku pominąć wielkiego zagadnienia złej kondycji sieci elektroenergetycznych na obszarach wiejskich i koniecznej reelektryfikacji tych obszarów. Uwzględnienie tego zagadnienia zdecydowanie przechyliła szalę na korzyść inwestycji w energetyce EP).

Po drugie, w modelach tych (dostępnych w piśmiennictwie internetowym) dotacje są bezkrytycznie traktowane jako naturalne środowisko ekonomiczne. Inaczej, są to modele, które nie uwzględniają strat związanych ze zniekształcaniem konkurencji przez systemy wsparcia, które przecież wcale nie są neutralne z tego punktu widzenia (podkreśla się tu, że systemy wsparcia w Polsce są wynikiem całkowicie innej konkurencji, mianowicie konkurencji grup interesów).

Po trzecie, w modelach w ogóle nie ma prób wyjścia na prosumenckie łańcuchy wartości, które mają kluczowe znaczenie w energetyce EP (Obserwator nr 3/2016 nie przelamuje tego braku, nie zawiera nawet próby takiego przelamania). Na przykład mikrobiogazownia jest jedną z najważniejszych technologii przelomowych (por. Raport BŻEP: Popczyk J. [Energetyka prosumencka jako innowacja przelomowa](#)), co niestety ciągle nie przebija się do szerokiego piśmiennictwa internetowego.

Po czwarte, w Obserwatorze nr 3/2016 nie podejmuje się w ogóle dyskusji dotyczącej znaczenia kompetencji, które w analizie SWOT nie powinny być pominięte. W tym miejscu zwraca się uwagę na powszechną praktykę prezentowania wyników analiz efektywności ekonomicznej w obszarze energetyki EP w sposób sugerujący, że są to bardzo precyzyjne analizy. Otóż, ta maniera jest całkowicie nieuprawniona. Bo czym są, jaką mają naprawdę wartość wyniki przytaczane z nadzwyczajną dokładnością liczbową, chociaż modele wykorzystane do analizy i dane „wsadzane” do nich są całkowicie niewiarygodne? Czy takie wyniki wytwarzają potrzebny nowy sposób myślenia, czy wytwarzają nowy rodzaj ekonomiki? Czy też wręcz przeciwnie, fałszują postrzeganie energetyki EP.

Na zakończenie formułuje się tezę, że Obserwator nr 3/2016 ujawnia w najsilniejszy sposób dwie słabe strony energetyki EP na obecnym etapie. Pierwszą ciągle jest brak w Polsce odpowiedniej dynamiki rozwoju kompetencji potrzebnych energetyce EP, a drugą rozkwit wokół niej wielkiego rynku grup interesów. Te dwie przyczyny łączą się dosyć mocno ze sobą. Mianowicie, pierwsza przyczyna umożliwiła w ostatnich latach zdominowanie świadomości społecznej przez bezkrytyczny pogląd, że systemy wsparcia są neutralną dźwignią rozwojową. Jednak na obecnym etapie niedostrzeżenie ryzyka związanego z systemami wsparcia jest głównym zagrożeniem dla rozwoju energetyki EP w długim horyzoncie czasowym (trzeba pamiętać, że po 2020 roku systemy wsparcia będą musiały być drastycznie ograniczone i energetyka EP powinna do tego czasu uzyskać zdolność rozwijania się bez wsparcia).

Jan Popczyk
24 kwietnia 2016