

ELEKTROPROSUMERYZM W PRAKTYCE

Trzy produkty/usługi na rynki elektroprosumeryzmu

ELECTROPROSUMERISM IN PRACTICE

Three products/services in the electroprosumerism market

W artykule opisano ścieżki dojścia do pełnego elektroprosumeryzmu na przykładzie trzech produktów/usług: pierwszy dotyczy odbiorców indywidualnych i sfery usług powiązanych z tymi odbiorcami, głównie w obszarze budownictwa mieszkalnego i publicznego, drugi produkt to samowystarczalne energetycznie gospodarstwa hodowlane lub rolnicze, a w trzecim produkcji/usłudze opisano zakład produkcyjny na drodze do elektroprosumeryzmu. Stwierdzono, że w przyszłości należy dążyć do stworzenia systemu gospodarki obiegu zamkniętego (GOZ) w obszarze działania samorządów, osiedli mieszkaniowych czy firm. GOZ powinna obejmować wszystkie media energetyczne, a także całą gospodarkę środowiskową, w tym gospodarkę odpadami, na danym terenie. Opisano system, który jest podstawowym narzędziem pracy każdego operatora i nie może być pominięty w żadnym z proponowanych rozwiązań. Głównym jego zadaniem jest pełna kontrola i zarządzanie produkcją i rozdziałem energii na danym obszarze (gmina, zakład, spółdzielnia, budynek). Przedstawiony system (System SyNiS) monitoruje, kontroluje i steruje pracą ok. 200 obiektów na terenie Polski.

Słowa kluczowe: elektroprosumeryzm, gospodarka obiegu zamkniętego, kontrola i zarządzanie produkcją i rozdziałem energii na danym obszarze, system SyNiS

Discussed are paths to reach full electroprosumerism on the example of three products/services: the first one concerns individual consumers and the sphere of services connected with these consumers, mainly in the area of residential and public utility building; the second product are the energy self-sufficient agricultural and livestock farms; and in the third product/service there is described a production plant on its way to electroprosumerism. Ascertained is that in future one should aim for creation of a closed circle economy system (GOZ) in the area of local authority activities, housing estates and firms. GOZ should comprise all energy media and the whole environmental policy, including waste management, in a given area. Described is a system that is the basic work tool for every operator and that cannot be omitted in any of the proposed solutions. Its principal task is full control and management of production and distribution of energy in a given area (municipality, employment places, cooperatives, buildings). The presented here system (System SyNiS) monitors, supervises and controls the work of about 200 facilities on the territory of Poland.

Keywords: electroprosumerism, closed circle economy, control and management of production and distribution of energy in a given area, SyNiS system

Wstęp

Elektroprosumeryzm jest pojęciem nowym. Definicje, opis idei i wiele informacji o elektroprosumeryzmie znajdziemy na platformie <https://ppte2050.pl/platforman/index.php>, a podstawowe pojęcia w artykule prof. Jana Popczyka „*Transformacja energetyczna TETIP (transformacja energetyki w trybie innowacji przetomowej) do elektroprosumeryzmu wehikułem do przyszłości tu i teraz*” [1].

Jest to wprawdzie nowa idea przeprowadzania tak potrzebnej transformacji energetycznej, ale już obecnie możemy na rzeczywistych przykładach pokazać, że elektroprosumeryzm stosujemy w praktyce od 10 lat, tj. od kiedy zaczęliśmy wprowadzać pierwsze aktywne systemy zarządzania energią (system SyNiS) u elektroprosumentów (odbiorców końcowych). Podstawowym efektem tych zmian jest znaczne ograniczenie kosztów i zużycia energii w zmodernizowanych obiektach.

Stworzona platforma internetowa z systemem SCADA (nazwa własna SyNiS) pozwala obecnie zarządzać ciepłem, gospodarką ciepłowniczą uwzględniającą pasywizację budynków, wykorzystaniem ciepła odpadowego, a w niewielkim jeszcze stopniu reelektryfikacją OZE i sterować pracą urządzeń w ok. 200 obiektach na terenie Polski (opis tego systemu i jego możliwości przedstawiamy w dalszej części artykułu), w tym:

- 150 węzłów ciepłowniczych spółdzielni mieszkaniowych (SM),

- 15 węzłów ciepłowniczych wspólnot mieszkaniowych (WM),
- 7 gazowych generatorów ciepła SM,
- 1 układ kogeneracji gazowej współpracujący z instalacją kolektorów słonecznych szpitala,
- 1 węzeł ciepłowniczy współpracujący z instalacją kolektorów słonecznych WM,
- 6 systemów OZE (4 szkoły i 2 remizy) należących do samorządów terytorialnych,
- 8 węzłów ciepłych i jedna kotłownia gazowa należące do banku,
- 8 układów odzysku energii odpadowej w zakładach przemysłowych (ZP),
- 5 układów modernizacji systemów chłodzenia w ZP,
- 3 węzły ciepłownicze i 2 kotłownie gazowe w ZP.

W systemie pracuje obecnie ok. 500 urządzeń pomiarowych (liczniki energii elektrycznej, ciepłomierze, wodomierze, gazomierze) z odczytem danych w trybie „on-line”. Część zawartych kontraktów, w których pełnimy funkcję Operatora Usług Energetycznych, ma charakter kontraktów typu ESCO.

Ścieżki dojścia do pełnego elektroprosumeryzmu pokażemy na przykładzie trzech produktów/usług:

- pierwszy dotyczy odbiorców indywidualnych i sfery usług powiązanych z tymi odbiorcami, głównie w obszarze budownictwa mieszkalnego i publicznego (spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe, budynki samorządów i urzędów, hotele, szpitale, centra handlowe lub rekreacyjne);

¹⁾ eGIE Sp. z o.o. Opole, e-mail: aj@egie.pl.

- drugi produkt to samowystarczalne energetycznie gospodarstwa hodowlane lub rolnicze;
- w trzecim produkcie/usłudze opiszemy zakład produkcyjny na drodze do elektroprosumeryzmu.

Część rozwiązań przedstawionych poniżej została już wdrożona, a część będzie wdrażana w najbliższym czasie. Ograniczenia w powszechnym wprowadzeniu przedstawionych rozwiązań dotyczą głównie strony prawnej i powiązanej z nią błędnej polityki energetycznej, środowiskowej i finansowej (i to nie tylko naszego kraju), wspieranej przez większość korporacji lub polityków.

Od strony technicznej ograniczeń w ich zastosowaniu w zasadzie nie ma, choć na pewno wymagać będą wprowadzania innowacji technologicznych wraz z ich pojawianiem się na rynkach technicznych. **Największym problemem przy powszechnym wprowadzaniu tych rozwiązań jest jednak brak wiedzy oraz dezinformacja medialna** (preferuje się zupełnie inne, znacznie gorsze i mniej efektywne rozwiązania).

Od strony ekonomicznej większość z zaproponowanych rozwiązań jest opłacalna już teraz. Niewątpliwie jednak odpowiednia polityka finansowa może znacznie przyspieszyć wdrażanie zaproponowanych rozwiązań. Barierą w finansowaniu tych rozwiązań jest także nadmierny formalizm i biurokracja, a także błędna metodologia oceny opłacalności; np. w analizach posługujemy się danymi historycznymi i prawie nigdy nie bierzemy pod uwagę przyszłych ogromnych kosztów ekonomicznych i ekologicznych w przypadku, gdy zaniechamy wprowadzenia przedstawionych rozwiązań.

Biorąc pod uwagę koszt termoeologiczny [2] tego typu modele musimy zacząć wprowadzać na szeroką skalę już teraz, gdyż dzięki temu ograniczymy znacznie skutki globalnego ocieplenia i czekającej nas katastrofy ekologicznej.

Musimy także zmienić bardzo wiele w technice, w ekonomii oraz w rozwiązaniach legislacyjnych, aby takie rozwiązania wprowadzić w życie. Nie mamy jednak wyjścia, gdyż bez takich odważnych i innowacyjnych rozwiązań nie uratujemy naszej planety.

ZAŁOŻENIA I PRAKTYCZNE KIERUNKI WDROŻENIA ELEKTROPROSUMERYZMU

W przyszłości powinniśmy dążyć do stworzenia **gospodarki obiegu zamkniętego (system GOZ)** w obszarze działania samorządów, osiedli mieszkaniowych czy firm. GOZ powinna obejmować wszystkie media energetyczne, a także całą gospodarkę środowiskową (w tym także gospodarkę odpadami) na danym terenie. Idealne do wprowadzania takich zmian są już istniejące gminne przedsiębiorstwa komunalne lub lokalne firmy ciepłownicze należące do samorządów, które mogą przejąć funkcje operatorów GOZ. Można także utworzyć nowe podmioty (firmy).

Podstawowym kontraktem związanym z produkcją, dostawą i zużyciem energii (i nie tylko energii) w GOZ będą kontrakty typu ESCO [5]. Celem firm działających w formule ESCO jest oszczędność energii i kosztów zewnętrznych. Drugim celem jest działanie na rzecz lokalnej społeczności i jej potrzeb (cele te będą różne w zależności charakteru danego obszaru).

Aby zapewnić środki finansowe na działanie GOZ należy przeznaczyć części oszczędności uzyskanych na obniżeniu kosztów energii i innych usług na stworzenie Funduszu Ekologicznego. Fundusz taki powinien być wykorzystywany tylko i wyłącznie na rozwój GOZ oraz jego obsługę. W ramach GOZ tworzony jest plan wieloletni dochodzenia do zeroemisyjności na danym obszarze. Inicjatorem utworzenia GOZ powinien być lokalny samorząd. GOZy mogą łączyć większe obszary działania w przypadkach, gdy można uzyskać efekty synergii (skali).

Przedstawione w artykule produkty/usługi są tylko przykładem możliwych rozwiązań w ramach GOZ, gdyż jest ich znacznie więcej.

Produkt/usługa I Elektroprosument – osiedle mieszkaniowe

Przedstawiony poniżej produkt/usługa jest wdrażany na jednym z osiedli mieszkaniowych niewielkiej spółdzielni mieszkaniowej w województwie opolskim. Jego celem jest utworzenie lokalnego systemu generacji rozproszonej dostarczającego energię elektryczną i ciepło do istniejących budynków mieszkalnych niewielkiego osiedla. Będzie to system rozproszony, w którym wytwórca energii staje się jednocześnie jej odbiorcą; staje się więc elektroprosumentem.

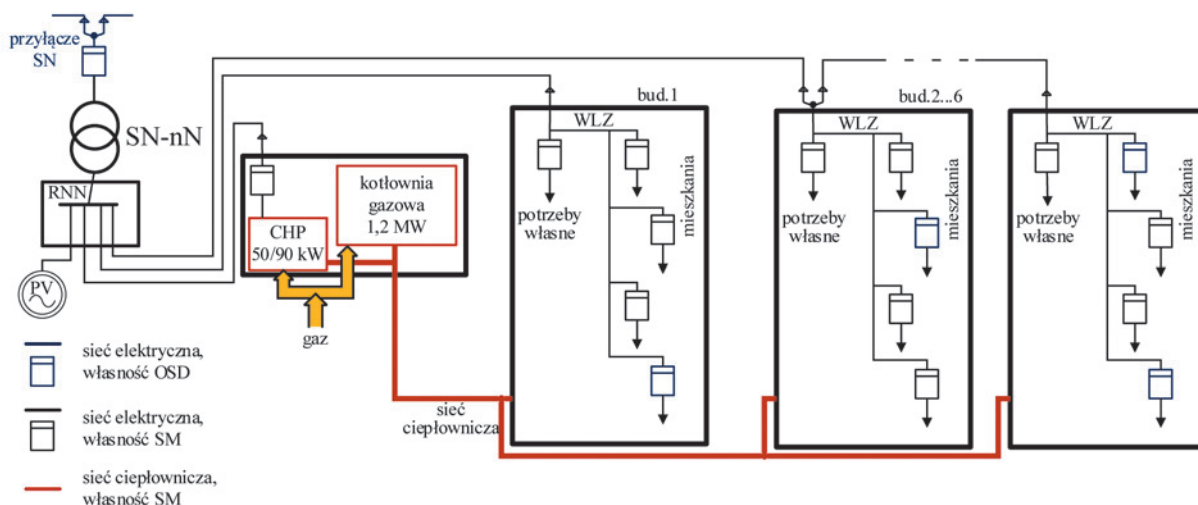
Model ten można rozszerzyć także na innych odbiorców (większe wspólnoty mieszkaniowe, samorządy terytorialne, małe firmy, szpitale, hotele, centra handlowe itp.), którzy mogą w ten sposób znacznie ograniczyć koszty związane z zakupem energii elektrycznej i ciepła, a także przyczynić się do znacznej redukcji emisji gazów cieplarnianych (ograniczenie zużycia energii pierwotnej). Model można „wzbogacić” wprowadzając dodatkowo źródła energii odnawialnej (biogazownie, fotowoltaikę PV, elektrownie wiatrowe).

Idealnym rozwiązaniem dla rozwoju takich systemów byłoby wprowadzenie zasady współużytkowania sieci energetycznej po stronie niskiego napięcia. Niestety w obecnym stanie prawnym i organizacyjnym jest to niemożliwe, ale teoretycznie nie ma żadnych przeszkód, aby takie rozwiązanie w przyszłości zastosować w praktyce (np. w formie lokalnej „piaskownicy energetycznej”, czyli Sandboxu).

Obecny system odbioru energii przez końcowych użytkowników

Typowy układ dostawy i odbioru energii na osiedlu mieszkaniowym przedstawiono na rysunku 1 (bez układu CHP i PV). Może być to także każdy inny odbiorca podłączony do sieci niskiego napięcia (budynki samorządu, szpitale, hotele, baseny itp.).

Układ elektroenergetyczny należy do lokalnego operatora systemu dystrybucyjnego (OSD). Składa się on z: sieci średniego napięcia (SN), transformatora SN-nN, rozdzielni niskiego napięcia, sieci rozdzielczych niskiego napięcia (nN) do budynków, złączy kablowych w budynkach i liczników energii elektrycznej u odbiorców końcowych. Instalacje wewnętrzne (tzw. WLZ – wewnętrzne linie zasilające) w budynku (od złącza kablowego do liczników elektrycznych) są własnością właściciela budynku (w naszym przypadku – spółdzielni mieszkaniowej). Niezależnie



Rys. 1. Proponowany system dostawy energii elektrycznej i ciepła w modelu elektroprosumenta

CHP 50/90 kW – układ kogeneracji gazowej o mocy elektrycznej 50 kW i mocy cieplnej 90 kW,
 PV – możliwość zabudowy na dachach budynków instalacji fotowoltaicznych (etap III)

od struktury, sieci i przyłącza nN do budynków są stosunkowo krótkie, ponieważ stacje transformatorowe SN-nN znajdują się w pobliżu zasilanych budynków.

W tym systemie dostawy energii elektrycznej wszyscy odbiorcy energii elektrycznej rozliczani są według taryf niskonapięciowych (do 400 V): osoby fizyczne według taryfy G, a instytucje (także części wspólne budynków) według taryfy C. Dostawą energii elektrycznej zajmuje się lokalny operator OSD. Odbiorcy mogą wprawdzie wybrać dostawcę samej energii i w ten sposób wpływać na koszty jej zakupu, ale nie mają żadnego wpływu na koszty dystrybucji tej energii, gdyż muszą korzystać z usług lokalnego operatora OSD i taryf przez niego stosowanych. Taki system dostawy energii elektrycznej stosowany jest praktycznie u 100% odbiorców rozliczanych według taryf niskonapięciowych.

Podobny system obowiązuje w przypadku dostawy ciepła. Właścicielem kotłowni lokalnej lub węzła grupowego jest najczęściej lokalny dostawca ciepła (przedsiębiorstwo energetyki cieplnej – PEC), który jest także właścicielem sieci przesyłowych i węzłów budynkowych. W niektórych przypadkach właścicielem systemu ciepłowniczego lub jego części (źródła ciepła, sieci przesyłowych lub węzłów obiektowych) może być odbiorca ciepła.

Zarówno OSD, jak i PEC stosują cenniki oparte na taryfach zatwierdzanych przez Urząd Regulacji Energetyki (URE). Odbiorca nie ma żadnego wpływu na wysokość stosowanych stawek przez dostawców tej energii, gdyż prawo nie przewiduje możliwości udziału odbiorcy w ustalaniu kosztów w taryfach.

Jest to typowy monopol narzucony systemowo, przez Prawo energetyczne i inne przepisy, a także wieloletnią praktykę. Mówi się nawet o tzw. monopolu naturalnym.

Należy podkreślić, że oba systemy, elektroenergetyczny oraz ciepłowniczy, są niepowiązane ze sobą i obsługiwane przez dwa zupełnie niezależne podmioty. Modele takich systemów funkcjonują powszechnie i nieprzerwanie od kilkudziesięciu lat (i to nie tylko w Polsce). Z tego także powodu rozwój energetyki rozproszonej, gdzie odbiorca jest jednocześnie właścicielem/współużytkownikiem systemu elektroenergetycznego i ciepłowniczego, jest w dzisiejszym stanie prawnym praktycznie niemożliwy.

Taki system dostawy ciepła funkcjonował także na naszym Osiedlu do końca września 2019 roku.

Osiedle zużywało następujące ilości ciepła:

- dla potrzeb ogrzewania budynków 1636 MWh/rok,
- dla potrzeb podgrzania cwu 1160 MWh/rok,
- moc zamówiona wynosiła 1,3 MW,

Razem koszt ciepła (taryfa): 925 000 zł/rok

Zużycie energii elektrycznej przez Osiedle:

- mieszkania 423 MWh/rok,
- części wspólne 100 MWh/rok,

Koszt dostawy energii elektrycznej 400 000 zł/rok

Nowy model energetyki – elektroprosumeryzm

W zaproponowanym modelu dostawy energii elektrycznej oraz ciepła do budynków odbiorca tej energii (w naszym przypadku spółdzielnia mieszkaniowa) staje się jednocześnie wytwórcą znacznej jej części. Oznacza to, że odbiorca **musi stać się** właścicielem źródeł energii, z których będzie ona dostarczana do budynków mieszkalnych. Celem głównym jest zawsze obniżenie zużycia energii i jej kosztów u odbiorcy końcowego. Celem pośrednim, lecz równie ważnym, jest także ograniczenie zużycia energii pierwotnej oraz emisji gazów cieplarnianych w skali globalnej.

W układzie tym zmienia się całkowicie sposób wytwarzania i dostawy energii elektrycznej i ciepła do budynków i mieszkań Osiedla, gdyż SM staje się elektroprosumentem.

Spółdzielnia kupuje gaz dla zasilania kotłowni i CHP (kogenerator gazowy) oraz energię elektryczną (brakującą) po stronie średniego napięcia (w taryfie B). Znaczną część energii elektrycznej produkuje CHP, ale moc układu CHP dobrana jest do zapotrzebowania Osiedla na ciepło niezbędne do podgrzania ciepłej wody. Obsługą całego systemu zajmuje się firma ESCO.

Niestety, w obecnym systemie prawnym, dostarczenie energii elektrycznej wymaga utworzenia lokalnego OSD, choć jest on tutaj zupełnie zbędny i generuje zbędne koszty (opłata dystrybucyjna + koszty dodatkowe) oraz obowiązki biurokratyczne. Jest to typowy przykład nadmiernego fiskalizmu i zbędnych prawnych regulacji, które są bardzo kosztowne dla odbiorców końcowych.

Rozwiązaniem w przyszłości może być zasada współużytkowania sieci niskonapięciowych. Od strony technicznej, a także opomiarowania odbiorców i ich rozliczania, współużytkowanie sieci nie stanowi już problemu, a dodatkowo wprowadzenie tej możliwości pozwoliłoby uniknąć wysokich nakładów finansowych związanych z koniecznością rozdzielni systemów dystrybucji, co niestety w obecnym stanie prawnym jest konieczne. Zasady współużytkowania sieci nN (wraz ze stacjami transformatorowymi) oraz sposób rozliczania dostarczanej taką siecią energii powinny być ustalone w formie np. oddzielnej taryfy lub w formie porozumienia/umowy z aktualnym dystrybutorem. W celu „przetestowania” takiego rozwiązania można utworzyć lokalny Sandbox z obecnym dystrybutorem energii i sprawdzić możliwość współużytkowania sieci dystrybucyjnej wraz z modelami rozliczeniowymi (biznesowymi).

Trzy etapy programu

Etap I (wykonany w roku 2019/20)

1. Przejęcia systemu ciepłowniczego do dostawcy ciepła (wykonano w 2019).
2. Zawarcie umowy z dostawcą gazu na dostawę gazu dla potrzeb kotłowni (wykonano w 2019).
3. Modernizacja systemu ciepłowniczego Osiedla wraz z Systemem Zarządzania Energią SyNiS (wykonano w 2020).

Etap II (planowany do realizacji w roku 2021/22)

1. Budowa stacji transformatorowej 400 kVA (otrzymano z *Tauron* warunki zabudowy takiej stacji).
2. Wykonanie nowej rozdzielni niskiego napięcia.
3. Wykonanie nowych sieci energetycznych na terenie osiedla lub ich przejęcie/współużytkowanie z obecnym OSD (*Tauron*).
4. Zabudowa nowego układu kogeneracji gazowej o mocy elektrycznej 50 kW i cieplnej 90 kW.
5. Utworzenie lokalnego OSD (w razie konieczności!).
6. Montaż liczników energii u odbiorców (opomiarowanie mieszkań) lub ich zakup od *Tauron*.

Efekty wprowadzenia programu:

Koszty przed modernizacją	1 325 000 zł/rok
Koszty po modernizacji	725 000 zł/rok
Roczna oszczędność	600 000 zł/rok
Koszt modernizacji systemu ciepłowniczego	1 380 000 zł
Koszt CHP i modernizacji systemu elektrycznego ²⁾	1 300 000 zł
Razem koszty modernizacji	2 680 000 zł
Czas zwrotu nakładów	4,5 lat
Redukcja emisji CO ₂	310 ton/rok
Obniżenie zużycia ciepła	500 MWh/rok.

²⁾ koszt byłby znacznie niższy (o ok. 50%) gdyby dopuścić współużytkowanie sieci nN

W kolejnym etapie planowana jest budowa instalacji PV na dachach budynków na terenie Osiedla (moc ok. 50 kW).

Etap III (perspektywa 5-10 lat)

Zakłada się opracowanie planu GOZ przez gminę i powołanie operatora ESCO (może nią być istniejący Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej). W ramach GOZ na terenie lokalnej oczyszczalni ścieków powstanie biogazownia produkująca biogaz z osadów ściekowych i organicznych odpadów komunalnych, zbieranych od mieszkańców i z terenów zielnych. Można także wykorzystać naturalny substrat z hodowli zwierząt lub z odpadów poprodukcyjnych roślin miejscowych rolników i hodowców.

Przewiduje się, że ok. 50% energii w tej miejscowości będzie produkowane lokalnie przez własne źródła energii (biogaz, kogeneracja gazowa, PV, elektrownia wiatrowa).

Dodatkowo zakłada się zmniejszenie zużycia energii o ok. 30% w ramach pasywizacji budownictwa oraz wprowadzenia nowych technologii (np. pompy ciepła). Do roku 2030 na terenie GOZ nie będzie źródeł węglowych ani innych na paliwa stałe. Źródła te zostaną zastąpione przez źródła gazowe/biogazowe oraz pompy ciepła. Dystrybucja energii elektrycznej nN na terenie gminy odbywać się będzie na zasadzie współużytkowania sieci energetycznych nN (sieci wraz transformatorami i rozdzielniami).

Podsumowanie do produktu/usługi I

Zaprezentowane wyniki realizowanego projektu na niewielkim osiedlu jednoznacznie wskazują na bardzo wysoką opłacalność takiej inwestycji. Oczywiście, aby go zrealizować potrzebna jest wiedza i pomoc firm zewnętrznych działających w formule *ESCO*. Nie ma żadnych przeszkód, a wręcz należy dążyć do tego, aby firmami *ESCO* stały się firmy ciepłownicze, które są najczęściej właścicielami majątku ciepłowniczego. Należy „jedynie” przekazać ten majątek odbiorcy, zmodernizować go (finansowanie wspólne), zrezygnować z koncesji i taryf (paliwo kupuje odbiorca) i ustalić wynagrodzenie za obsługę systemu oraz podział generowanych oszczędności.

W kolejnym etapie można zabudować układ kogeneracji oraz dodatkowe źródła OZE. Następnym krokiem powinno być wprowadzenie zasady współużytkowania systemu dystrybucji energii elektrycznej na takim obszarze, obniżając tym samym koszty dystrybucji dla odbiorców końcowych.

Firma ESCO powinna zarabiać na eksploatacji systemu oraz generowanych oszczędnościach związanych z zużyciem i kosztami energii, a nie na sprzedaży energii.

Kolejnym krokiem będzie wprowadzenie planu GOZ i powołanie lokalnego operatora GOZ na terenie gminy, wdrażanie programów związanych z pasywizacją budownictwa, likwidacją źródeł węglowych, wprowadzanie źródeł energii opartych na biogazie oraz innych źródłach typu OZE.

Tego typu rozwiązania powinny być powszechne za 5-15 lat. Uzyskany efekt to znaczne obniżenie zużycia energii i jej kosztów, redukcja emisji gazów cieplarnianych i, w przyszłości, przejście do pełnego elektroprosumeryzmu.

Produkt/usługa II Samowystarczalne energetycznie gospodarstwo

Samowystarczalne Energetycznie Gospodarstwo (SEG) oznacza gospodarstwo hodowlane lub rolnicze (uprawy roślin) o prawie zerowej emisji odpadów i zanieczyszczeń. Jest to gospodarstwo, w którym nie jest pobierana energia zewnętrzna w żadnej postaci. W SEG realizowana jest pełna Gospodarka Obiegu Zamkniętego. Jest to także gospodarstwo, gdzie zasada elektroprosumeryzmu jest całkowicie spełniona.

Zakłada się, że takie gospodarstwo powinno mieć dostęp tylko do wody pitnej (np. studni). Tym samym jego lokalizacja jest niezależna od dostępu do mediów energetycznych, w tym także do energii elektrycznej. Oznacza to, że SEG pracuje w systemie tzw. wyspy energetycznej, bez dostępu do sieci elektroenergetycznej. Gospodarstwa takie mogą więc być lokalizowane z dala od siedzib ludzi, a wszystkie odpady organiczne poddane są utylizacji lub wykorzystywane do wytwarzania energii.

Budowa bezemisyjnego i samowystarczального energetycznie gospodarstwa hodowlanego/rolniczego w obecnym stanie techniki jest możliwa i jest już opłacalna. Biorąc pod uwagę efekty ekologiczne i wymagania środowiskowe (lokalizacja z dala od budynków mieszkalnych), takie gospodarstwa będą przyszłością każdej hodowli/chowu zwierząt.

Możliwe jest także dostosowanie istniejących gospodarstw do idei gospodarstwa SEG poprzez zabudowę mikrobiogazowni i odpowiednie dostosowanie urządzeń elektrycznych do współpracy z kogeneratorem zasilanym biogazem.

Cechy funkcjonalne systemu SEG

1. Podstawowym źródłem energii elektrycznej i ciepła jest kogeneracja zasilana biogazem.
2. Układ kogeneracji zasilany biogazem (co najmniej dwa silniki napędowe) o zmiennej charakterystyce generowanej mocy dostosowanej do potrzeb odbiorców. Dwa układy kogeneracyjne zapewniają bezpieczeństwo w przypadku planowych odstawień (serwisu) i awarii.
3. System zarządzania energią (SZE) optymalizuje zużycie energii przez budynki, instalacje i urządzenia.
4. Mikrobiogazownia (fermentator) „zasilana” jest odchodami zwierząt i dostępną biomasą z gospodarstwa.
5. Poferment, po procesie produkcji biogazu, staje się pełnowartościowym nawozem naturalnym.

Wymagania techniczne systemu SEG

1. Niskoenergetyczne napędy i odbiory o zmiennym i regulowanym obciążeniu sterowane przez SZE i współpracujące z kogeneracją (układy nadążne).
2. Odpowiedni standard energetyczny budynków, instalacji i urządzeń (energooszczędne).
3. Odpowiedni system magazynowania energii (zasobniki biogazu oraz ciepła) w celu zapewnienia ciągłości pracy urządzeń.
4. Awaryjne źródło zasilania w energię elektryczną (agregat na gaz LNG lub olej napędowy).
5. Zbiorniki na odchody i poferment zapewniające odpowiedni sposób ich przechowywania.
6. Dodatkowe źródło zasilania w ciepło (kocioł na biogaz).

SEG przyczynia się także do ogromnej redukcji emisji gazów cieplarnianych (CO₂ i metan). Przykładowo dla mikrobiogazowni z kogeneracją o mocy elektrycznej 20 kW redukcja gazów cieplarnianych przeliczona na CO₂ wynosi ok. 2900 ton na rok. Dla porównania redukcja emisji CO₂ dla układu fotowoltaiki (PV) tej samej mocy wynosi jedynie 16 ton na rok. Tak, więc **efekt ekologiczny dla mikrobiogazowni jest 180 razy większy niż dla PV!; jest to jedyne na świecie paliwo, którego spalanie powoduje REDUKCJĘ emisji gazów cieplarnianych.**

Etap I

W miejscowości Urbanowice pod Kędzierzynom-Koźle, na terenie fermy krów, funkcjonuje mikrobiogazownia kontenerowa o mocy elektrycznej 10 kW. Wcześniej mikrobiogazownia ta pracowała na fermie kur niosek w gospodarstwie pod Pszczyną (Studzionka). W mikrobiogazowni prowadzone są badania i testy związane z procesami fermentacji i produkcji biogazu oraz produkcji energii w kogeneracji (jednoczesna produkcja energii elektrycznej i ciepła z zastosowaniem silnika spalinowego zasilanego biogazem, napędzającego prądnicę asynchroniczną).

Mikrobiogazownia jest obsługiwana przez system SyNiS zapewniający pełny podgląd i sterowanie procesami z wykorzystaniem Internetu. Od połowy kwietnia 2021 roku biogazownia zostanie włączona do pracy ciągłej.

Etap II

W ramach dotacji z RPO realizowany jest projekt pt. „System dostosowujący biogazowy agregat spalinowy i prądnicę indukcyjną do regulacji mocy elektrycznej w układzie on-grid i off-grid”. Projekt ten dotyczy możliwości pracy gospodarstwa z mikrobiogazownią w układzie „wyspy energetycznej”. Planowany termin zakończenia projektu to czerwiec 2021 roku.

Agregaty kogeneracyjne oparto na silnikach Perkinsa (trzy modele o mocach prądnic 10, 20 i 40 kW). Silniki te stosowane są w polskich ciągnikach *Ursus* i są znakomicie znane rolnikom polskim. Prądnice asynchroniczne wykonano opierając się na typowych silnikach asynchronicznych (np. produkcji *Celmy Cieszyn*).

W etapie tym planuje się uruchomienie seryjnej produkcji takich kogeneratorów (mikrobiogazowni) w liczbie ok. 120 na rok. Przewidywane uruchomienie produkcji seryjnej mikrobiogazowni to początek 2022 roku (otrzymano dotację z funduszy norweskich na uruchomienie seryjnej produkcji takich małych biogazowni). Planuje się, że pierwsze gospodarstwo SEG powstanie na terenie budowanej fermy kur niosek w pobliżu Opola.

Etap III

Utworzenie samowystarczalnych i bezemisyjnych gospodarstw hodowli zwierząt i upraw rolniczych jest przyszłością rolnictwa i energetyki w Polsce i na świecie. Technologia ta może być także wykorzystana w firmach zajmujących się przetwarzaniem produktów rolnych (owoce, warzywa, zboża itp.) gdzie występują odpady organiczne poprodukcyjne.

W bardzo wielu przypadkach, ilość energii elektrycznej i ciepła pozwoli na utworzenie małych wysp energetycznych na terenach, gdzie nie ma dostępu do sieci energetycznych (eliminacja ubóstwa energetycznego związanego z brakiem dostępu do energii). Dodatkowo poferment staje się naturalnym nawozem, którym można zastąpić nawozy sztuczne.

Ważnym założeniem jest dostosowanie wielkości biogazowni do posiadanego substratu naturalnego; nie przewiduje się upraw energetycznych lub dowożenia dużych ilości substratów zewnętrznych do biogazowni. Takie małe biogazowe elektrociepłownie nie tylko zapewnią tanią energię, ale także przyczynią się do znacznej redukcji emisji gazów cieplarnianych (głównie biogazu). **Jest to najlepsze na świecie źródło energii, którego bilans emisji gazów cieplarnianych jest ujemny!, tzn., że przy produkcji energii z wykorzystaniem biogazu redukujemy emisję gazów cieplarnianych.** Produkcja takich lokalnych elektrociepłowni może opierać się na własnych, rodzimych fabrykach silników spalinowych w danym kraju. Jest to także bardzo skuteczna metoda na ograniczenie w świecie ubóstwa energetycznego, czyli braku dostępu do energii elektrycznej.

Przewagę mikrobiogazowni nad innymi źródłami OZE przedstawia tabela 1. Przyjęte wyliczenia dotyczą źródeł energii o mocy elektrycznej 40 kW.

Założenia do analizy porównawczej:

- liczba godzin – PV 1000 h/rok
- liczba godzin – elektrownia wiatrowa 2000 h/rok
- liczba godzin – mikrobiogazownia 8000 h/rok
- koszt CO₂ 35 euro/Mg
- wsparcie dla kogeneracji 155 zł/MWh
- cena energii elektrycznej 500 zł/MWh
- cena ciepła 100 zł/MWh.

Uwagi do tabeli 1:

1. Przeliczenie nakładów inwestycyjnych na moc zainstalowaną jest błędem powielanym w większości analiz; nie ma znaczenia, jaka jest moc źródła z punktu widzenia ekonomii, lecz ile energii z danego źródła uzyskamy i jaki będzie nakład inwestycyjny na 1 MWh produkowanej energii (nie tylko elektrycznej).
2. Czas użytkowania układu CHP wynosi ok. 8 lat. W nakładach na inwestycję ujęto konieczność wykonania remontu kapitalnego CHP po ok. ośmiu latach użytkowania.
3. Małe biogazownie były do tej pory nieopłacalne z uwagi na bardzo wysokie koszty eksploatacji jednostki wytwórczej. Koszt za 1 motogodzinę pracy kogeneratora wynosi na rynku od 15 do 25 zł, co daje roczne koszty eksploatacji na poziomie 120-200 tys. zł/rok. W proponowanych układach

(silniki Perkinsa) koszt ten wynosi ok 3 zł/mg, gdyż serwisem silnika zajmuje się użytkownik.

4. Do dodatkowych przychodów należy doliczać unikniętą emisję CO₂. Jest to propozycja zmiany dotychczasowego systemu rozliczeń. W rozliczaniu opłat za CO₂ dotychczas biorą udział tylko wytwórcy energii oraz państwa. Odbiorca energii (elektroprosument) nie bierze udziału w tym handlu, a jest to błąd. Taki system zachęty dla odbiorców energii wymaga jednak zmian legislacyjnych i woli politycznej.
5. Biogazownie muszą korzystać tylko i wyłącznie z dostępnego naturalnego substratu; uprawa roślin energetycznych jest błędem. Także budowa dużych biogazowni, które wymagają dowożenia całego lub większej części substratu, jest błędem. Ilość naturalnego substratu jest ogromna i nie ma potrzeby, aby uprawić rośliny energetyczne, co wiąże się z dodatkowym obciążeniem środowiska i zajmowaniem ziemi pod takie uprawy.
6. Efektem dodatkowym użytkowania biogazowni jest utylizacja odpadów organicznych – nie ujęto tego w analizach, ale w wielu przypadkach jest to problem, który można najlepiej rozwiązać stosując biogazownie. Koszty utylizacji np. osadów ściekowych to obecnie od 200 do nawet 1000 zł/tonę. W przypadku biogazowni 40 kW przerobić można ok. 10 ton osadu na dobę. Uniknięte koszty roczne związane z utylizacją osadów są więc bardzo duże. Małe oczyszczalnie na terenie gminy/powiatu mogą dowozić osad w jedno miejsce, gdzie będzie on utylizowany w lokalnej biogazowni.
7. Efektem jest także uzyskanie pofermentu pozbawionego części organicznych, przykrego zapachu (fetoru) i odgazowanego. Jest to naturalny nawóz do gospodarczego wykorzystania, nieszkodliwy dla środowiska, który można wykorzystać w miejsce nawozów sztucznych.

Podsumowanie do produktu/usługi II

Gospodarstwa SEG to przyszłość hodowli i chowu zwierząt, a także innych gospodarstw (zakładów) z dostępem do odpadów organicznych. Należy zmienić politykę ekologiczną i mocno promować biogaz z naturalnych odpadów jako naturalne źródło energii i sposób na walkę z globalnym ociepleniem klimatu. Gospodarstwa takie powinny stać się przykładem drogi do pełnego elektroprosumeryzmu w rolnictwie.

Tabela 1

Porównanie różnych źródeł OZE

Źródło	Moc, kW	Ilość energii elektrycznej oddawanej, MWh/rok	Ilość oddawanego ciepła, MWh/rok	Razem energia oddana, MWh/rok	Emisja uniknięta CO ₂ , Mg/rok	Koszt inwestycji	Lata użytkownia	Produkcja energii w czasie użytkowania, MWh	Nakłady na 1 MWhel	Nakłady na 1 MWh całość energii
PV	40	40	0	40	32	160 000	20	800	200	200
El. wiatrowa	40	80	0	80	64	240 000	20	1 600	150	150
Biogaz	40	288	224	512	5 495	1 200 000	16	8 192	335	146

Źródło	Roczne koszty uniknięte zakupu energii	Roczne koszty eksplat.	Przychody świadectwa	Wynik finansowy	Czas zwrotu	Ekw. CO ₂ zł/rok	Wynik z CO ₂	Czas zwrotu z CO ₂
PV	20 000	200	0	19 800	8,08	4 928	24 728	6,47
El. wiatrowa	40 000	3 000	0	37 000	6,49	9 856	46 856	5,12
Biogaz	166 400	28 000	49 600	188 000	6,38	846 207	1 034 207	1,16

Produkt/usługa III Elektroprosumeryzm w przemyśle

Przemysł stanowi ogromny potencjał na drodze do elektroprosumeryzmu.

W pierwszej kolejności należy podnieść efektywność energetyczną w występujących procesach technologicznych i energetycznych. W tym celu szukamy sposobów na wykorzystanie energii odpadowej z procesów technologicznych oraz zwiększamy efektywność energetyczną w istniejących źródłach i odbiorach energii. Najważniejszym dokumentem przy tego typu zadaniach staje się audyt energetyczny, który pokazuje takie możliwości.

W tabeli 2 pokazano wyniki wdrożenia zaleceń audytów energetycznych w ośmiu zakładach przemysłowych. W trzech zakładach energii odpadowej było tak dużo, że udało się je odłączyć od zewnętrznych źródeł ciepła.

W tych ośmiu zakładach zaoszczędzono ponad 44 GWh/rok energii (to mniej więcej tyle, ile rocznie potrzebuje 20-tysięczne miasto na ogrzewanie). Wydaliśmy na te przedsięwzięcia 17,64 milionów złotych, uzyskując roczne oszczędności na poziomie 10 mln zł. Uzyskaliśmy wsparcie w formie „białych certyfikatów” na poziomie 2,5 mln złotych, przy czym w dwóch zakładach wpływy za sprzedaż „białych świadectw” przekroczyły nakłady. Czas zwrotu nakładów wyniósł średnio niecałe półtora roku. Efekt ekologiczny to redukcja emisji ok. 9000 ton CO₂ rocznie. Nad koncepcją i projektami pracował pięcioosobowy zespół.

Przykłady zrealizowanych działań w zakładach przemysłowych

W zakładach przemysłowych często występują procesy technologiczne, podczas których zużywa się duże ilości ciepła (przemysł odlewniczy, chemiczny, hartowanie, mleczarnie, przemysł spożywczy). Ciepło to dostarczane może być w różnej postaci (para, ciepło w wodzie gorącej, spaliny ze spalania paliw) i prawie zawsze w takich procesach występuje ciepło odpadowe.

Przykładem mogą być procesy obróbki cieplnej metali, gdzie spaliny opuszczające piece technologiczne mają temperaturę często powyżej 400°C. Często takie procesy prowadzone są w sposób ciągły, a nierzadko proces obróbki cieplnej trwa nieprzerwanie

nawet kilka miesięcy (w procesach cynkowania lub produkcji związków z produkcją wełny mineralnej nawet kilka lat).

Drugim niewykorzystanym źródłem ciepła może być ciepło z chłodzenia sprężarek powietrza (sam proces sprężania wykorzystuje jedynie ok. 6-7% dostarczonej energii elektrycznej, reszta jest zamieniana na ciepło). Ocenia się, że ok. 10% energii elektrycznej w zakładach produkcyjnych to energia zużywana dla potrzeb sprężania powietrza. Przy tak niskiej sprawności energetycznej tego medium (6-7%) ilość niewykorzystanej energii jest ogromna.

Innym rodzajem ciepła odpadowego jest ciepło z odparowania wtórnego kondensatu w zakładach, gdzie wykorzystuje się parę technologiczną. Dobrym rozwiązaniem w przypadku pary technologicznej jest wprowadzenie zamkniętych (wysokociśnieniowych) układów odbioru kondensatu (z reguły stosowany jest odbiór grawitacyjny).

Prawie każde ciepło odpadowe może być wykorzystane do różnych celów, głównie do ogrzewania zakładu, podgrzewania ciepłej wody lub w procesach technologicznych, gdzie wymagana jest niższa temperatura czynnika (np. myjki, wstępne podgrzewacze wody, ciepło technologiczne itp.). W wielu przypadkach ilość ciepła odpadowego może zaspokoić prawie całkowicie potrzeby ogrzewania hal i biur oraz podgrzewania ciepłej wody użytkowej. Odpowiednie wykorzystanie tego ciepła nierzadko pozwala całkowicie zrezygnować z zakupu ciepła z sieci miejskiej lub znacznie ograniczyć pracę własnej kotłowni.

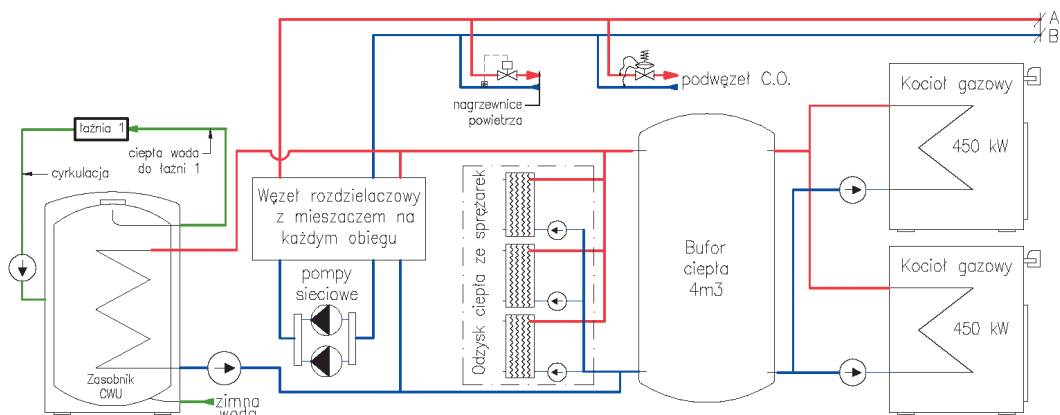
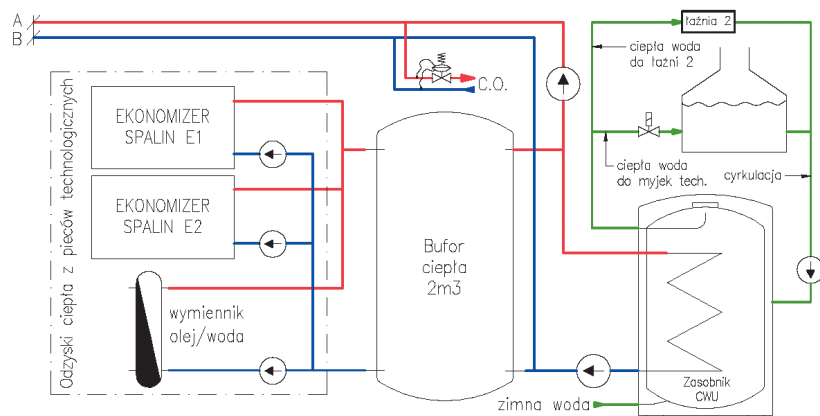
Przykładem wzorcowego wręcz wykorzystania ciepła odpadowego z procesów technologicznych (i sprężarek) jest jeden z zakładów na Śląsku. W procesach technologicznych wykorzystywane są dwie linie technologiczne hartownicze opalane palnikami gazowymi (moc pieca hartowniczego ok. 1 MW każdy). W zakładzie pracuje także 6 śrubowych sprężarek powietrza (moce elektryczne: 110, 100, 75, 65, 45, 45 kW). Do 2017 roku zakład ogrzewany był ciepłem z ciepłowni miejskiej (moc zamówiona 1,9 MW i zużycie ciepła 2000 MWh/rok), a cwu podgrzewano w miejscowych podgrzewaczach elektrycznych lub kotłowniach gazowych.

W roku 2016 wykonano audyt energetyczny tego zakładu, którego rezultatem był program wykorzystania ciepła odpadowego do ogrzewania zakładu, podgrzewania cwu oraz wody ciepłej dla myjek. W 2017 roku wyłączono zakład z ogrzewania miejskiego i wprowadzono własne źródła ogrzewania, a w 2018 zakończono całą modernizację. Schemat blokowy układu ogrzewania przedstawiono na rysunku 2.

Tabela 2

Wyniki wdrożenia zaleceń audytów wykonanych przez eGIE w zakładach w latach 2013-2018

Numer zakładu	Oszczędność, MWh/rok	Oszczędność, %	Nakłady, tys. zł	Oszczędność, tys. zł/rok	Uzyskane „białe certyfikaty”, tys. zł	Czas zwrotu, lata
Zakład 1 (Gor)	14 900	24,30	8 500	4 100	300	2
Zakład 2 (Iso)	3 100	3,00	1 100	1 400	0	0,79
Zakład 3 (Rod)	4 600	5,60	2 990	2 240	0	1,33
Zakład 4 (Byt)	4 500	8,50	1 460	850	140	1,55
Zakład 5 (Jas)	8 972	28,00	400	600	800	0
Zakład 6 (Lub)	1 600	4,00	850	420	0	2,02
Zakład 7 (Bul)	2 174	6,68	1 600	566	300	2,3
Zakład 8 (Pol)	4 500	9,40	740	320	920	0
Suma	44 346	16,91	17 640	10 496	2 460	1,45



Rys. 2.
System odzysku
ciepła odpadowego
w zakładzie
produkcyjnym

Układ ten składa się z następujących źródeł:

- 1) ekonomizer spalin linii technologicznej nr 1 o mocy 140 kW i docelowej produkcji ciepła ok. 440 MWh/rok; wymiennik spaliny/woda schładza spaliny do temperatury ok. 120°C i podgrzewa wodę grzewczą do temp. ok. 80°C; w okresie letnim spaliny kierowane są przez obejście wymiennika lub dla potrzeb myjek technologicznych;
- 2) ekonomizer spalin linii technologicznej nr 2 o mocy 125 kW i docelowej produkcji ciepła 410 MWh/rok; układ ten działa analogicznie jak układ nr 1;
- 3) odzysk ciepła z chłodzenia oleju wykorzystywanego w procesie hartowania o mocy maksymalnej 150 kW i docelowej produkcji ciepła 300 MWh/rok; jest to ciepło odbierane przez wymienniki typu Jad z gorącego oleju (60-75°C), w którym schładzane są hartowane detale; woda w obiegu wtórnym podgrzewana jest do temperatury 60-65°C; ciepło z układów 1-3 magazynowane jest w postaci wody grzewczej w buforze o pojemności 2 m³ i wykorzystywana w instalacji CO lub w układzie podgrzewu wody użytkowej dla łaźni i wody kierowanej do osmiu myjek technologicznych;
- 4) odzysk ciepła z pięciu sprężarek o łącznej mocy 200 kW (gdy pracują wszystkie sprężarki) i docelowej produkcji ciepła ok. 700 MWh/rok; układ odzysku pracuje z buforem ciepła o pojemności 4 m³, który pełni także funkcję sprężła hydraulicznego dla układu kotłowego w nowej kotłowni; zgromadzone ciepło wykorzystywane jest na potrzeby CO i do podgrzewu wody użytkowej dla łaźni zakładowej;

- 5) kotłownia gazowa 1 MW pracująca jako źródło rezerwowe i szczytowe (docelowa produkcja ciepła < 550 MWh/rok); ciepło z kotłowni przekazywane do bufora w przypadku, gdy temperatura w nim jest niższa od zadanej.

Należy zaznaczyć, że poszczególne odzyski ciepła i kotłownie są w różnych lokalizacjach, a cały system ciepłowniczy został połączony i skonfigurowany w taki sposób, aby priorytetowo zagospodarować odzyskane ciepło odpadowe.

Wykonano także nowe węzły cieplne i zastosowano nowoczesne systemy automatyki. Cały system ogrzewania zakładu i wykorzystania energii odpadowej nadzorowany jest i sterowany z wykorzystaniem systemu zarządzania energią (system SyNIS). Całość prac zakończono w 2018 roku.

Koszty zewnętrzne związane z ogrzewaniem zakładu oraz podgrzewania cwu i wody do myjek technologicznych wynosiły przed modernizacją ok. 700 000 zł/rok. Po uruchomieniu całego systemu koszty te spadły do poziomu ok. 150 000 zł/rok (koszt gazu do kotłowni rezerwowej oraz przeglądy i konserwacje kotłów i ekonomizerów). Uzyskana roczna oszczędność kosztów eksploatacyjnych wyniosła ok. 550 000 zł/rok. Nakłady na modernizację systemu ogrzewania (łącznie) wyniosły 1,6 mln zł. Dodatkowo zakład otrzymał świadectwa efektywności energetycznej (tzw. białe świadectwa) na kwotę 300 000 zł.

Z uwzględnieniem wsparcia w postaci „białych certyfikatów”, koszty modernizacji wyniosły 1,3 mln zł, a prosty czas zwrotu inwestycji wyniósł ok. 2,3 roku. Niebagatelny jest też efekt ekologiczny, gdyż modernizacja pozwoliła na redukcję emisji CO₂ na poziomie ok. 950 ton na rok.

Opisany przykład zrealizowanego projektu w funkcjonującym zakładzie produkcyjnym pokazuje, jak ogromne możliwości oszczędzania energii i jej kosztów występują w przemyśle.

Poniżej przedstawiono wybrane przykłady zastosowanych rozwiązań i wyniki ich wdrożenia w innych zakładach (ostatnie 7 lat).

1. Układ modernizacji systemu chłodzenia pieców technologicznych (koszt 700 000 zł; efekt 340 000 zł/rok).
2. Układ zmiany systemu chłodzenia wody technologicznej w zakładzie (koszt 255 000 zł; efekt 125 000 zł/rok).
3. Wykorzystanie ciepła odpadowego do ogrzewania biur i ciepłej wody (koszt 500 000 zł; efekt 125 000 zł/rok).
4. Układ wykorzystania ciepła wtórnego z układu kondensacji pary technologicznej (koszt 200 000 zł; efekt 90 000 zł/rok).
5. Układ kogeneracji gazowej w szpitalu współpracujący z instalacją kolektorów słonecznych (koszt 600 000 zł – dotacja 300 000; efekt 170 000 zł/rok).
6. Modernizacja systemu ogrzewania parowego 3 MW (koszt 400 000 zł; efekt 700 000 zł/rok).
7. Modernizacja systemu odbioru kondensatu na wysokociśnieniowy (koszt 2 800 000 zł efekt 800 000 zł/rok)
8. Wymiana kotła parowego węglowego na kocioł z automatycznym zasypem (koszt 380 000 zł; efekt 600 000 zł/rok).

Podsumowanie do produktu/usługi III

Ile jest takich zakładów produkcyjnych w Polsce i na świecie? Nie wiemy. Wiemy jednak, że gdyby udało się wykorzystać więcej energii odpadowej i zwiększyć efektywność w zakładach produkcyjnych, to w szybkim czasie zaoszczędzilibyśmy ogromne ilości energii i pieniędzy oraz zredukowalibyśmy olbrzymie ilości gazów cieplarnianych.

Nasuwa się pytanie, czemu takie rozwiązania nie są wykorzystywane na większą skalę? Przypuszczamy, że to brak wiedzy i niedocenianie efektów związanych z oszczędzaniem energii w procesach technologicznych i pomocniczych (pokutuje zasada: „produkcja jest najważniejsza”).

Rozwiązanie to wprowadzenie usługi operatora/audytora zewnętrznego, którego zadaniem byłoby wdrażanie takich rozwiązań i stała kontrola (korekta) działań w zakresie podnoszenia efektywności w zakładach. Na dziś jednak, zakłady nie chcą się godzić na taką usługę.

Analiza wykonanych modernizacji związanych z efektywnością energetyczną oraz wykorzystania energii odpadowej w przemyśle wykazuje, że nakłady inwestycyjne na takie przedsięwzięcia bardzo szybko się zwracają. Dodatkowo, uzyskane wsparcie do kosztów na modernizację w formie sprzedaży świadectw efektywności energetycznej („białe świadectwa”) na giełdzie powoduje zwiększenie opłacalności takich inwestycji.

Obecne bardzo wysokie ceny energii elektrycznej powodują także wysoką opłacalność układów kogeneracji gazowej. Wykonane analizy pokazują, że czasy zwrotu takich inwestycji to 3-4 lata (dla przemysłu). Ważne jest jednak zapewnienie pełnego wykorzystania ciepła z takich układów, często także w formie produkcji chłodu w układach absorpcyjnych.

Przemysł powinien zacząć swoją drogę do elektroprosumeryzmu właśnie od takich działań. Wymaga to jednak wykształcenia w najbliższych latach odpowiedniej kadry audytorów przemysłowych.

System Nadzoru i Sterowania (SyNiS)

Niezmiernie ważnym elementem zapewniającym osiągnięcie wysokich oszczędności w zużyciu i kosztach energii jest zastosowanie **systemów zarządzania energią (SZE)**. Niestety większość dziś stosowanych SZE nie spełnia nawet podstawowych wymaganych funkcji.

Poniżej opisano system, który jest podstawowym narzędziem pracy każdego operatora i nie może być pominięty w żadnym z proponowanych rozwiązań. Głównym zadaniem SZE jest pełna kontrola i zarządzanie produkcją i rozdziałem energii na danym obszarze (gmina, zakład, spółdzielnia, budynek).

Przedstawiony poniżej system (System SyNiS) monitoruje, kontroluje i steruje pracą ok. 200 obiektów na terenie Polski.

Opis działania Systemu SyNiS

Poniżej przedstawiono schemat funkcjonalny działania systemu zarządzania energią. Zasada podstawowa to możliwość kontroli i sterowania każdym odbiorem lub źródłem przez Internet przy wykorzystaniu różnych aplikacji komunikacyjnych.

Dane z obiektów (źródła energii i odbiory) przekazywane są do sterownika lokalnego. Zebrane dane i informacje są następnie odczytywane przez sterownik i służą do aktywnego sterowania pracą wszystkich urządzeń obiektowych poprzez zmianę parametrów pracy tych urządzeń. Sterownik steruje pracą urządzeń autonomicznie (nie musi być połączony z Internetem).

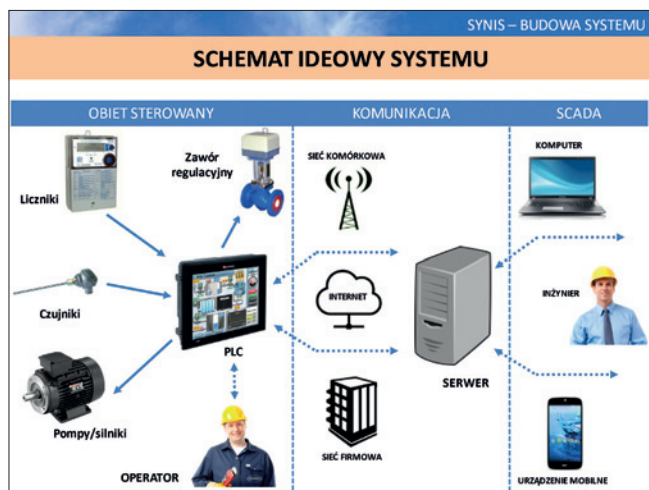
Sterownik w trybie „on-line” komunikuje się z Centrum Sterowania i przekazuje wszelkie informacje i dane o pracy obiektu. Dane te wykorzystywane są do aktywnego sterowania pracą obiektu, z wykorzystaniem ustalonych algorytmów pracy konkretnych urządzeń. Dodatkowo system na bieżąco zbiera wszelkie informacje o obiekcie (temperatury, przepływy, wskazania liczników ciepła lub energii elektrycznej) i je archiwizuje. W sposób automatyczny (np. informacja wysyłana na telefon komórkowy obsługi) system powiadamia operatora lub obsługę o awariach lub błędnej pracy urządzeń obiektu. Umożliwia on także bieżące podawanie stanu liczników (wodomierze, liczniki ciepła, licznik energii elektrycznej, gazomierz itp.).

Cała komunikacja między sterownikiem a Centrum Sterowania oraz między Centrum Sterowania a użytkownikami systemu (operatorzy, serwis, odbiorca i dostawca energii, dowolny użytkownik) odbywa się z wykorzystaniem Internetu. System archiwizacji danych umożliwia prezentację wyników pracy obiektu w wybranej formie (wykresy, dane tabelaryczne, grafeny) oraz przekazuje dane do odpowiednich osób (operator, dział rozliczeń, kadra zarządca). Każdy z uczestników systemu może mieć dostęp do odpowiednich danych w zależności od ustalonego „progu dostępności”. Przykładowo, odbiorca energii będzie miał dostęp do danych bieżących lub historycznych dotyczących parametrów pracy obiektu i zużycia energii, serwis może wprowadzać ręczne korekty pracy obiektu w stanach awaryjnych, a operator systemu może zmieniać algorytmy pracy sterownika (także na życzenie odbiorcy) i w ten sposób zmieniać parametry pracy sterownego obiektu.

Ważną funkcją jest możliwość zmiany oprogramowania sterowników obiektowych z wykorzystaniem łączności internetowej, tj. bez konieczności obecności operatora na obiektach.

Wymagana funkcjonalność Systemu Zarządzania Energią

OPIS WYMAGANIA	
OGÓLNE WYMAGANIA FUNKCJONALNE	
A	
A01	Pozyskiwanie, archiwizacja i prezentacja danych pomiarowych z czujników i urządzeń pomiarowych, a także aktualnych parametrów pracy (stanu) sterowanych elementów wykonawczych
A02	Sterowanie elementami wykonawczymi, źródłami i odbiorami energii (technologią)
A03	Alarmowanie w przypadku zaistnienia dowolnie zdefiniowanych stanów granicznych systemu
A04	Autoryzacja dostępu do systemu dowolnie zdefiniowanej listy użytkowników
WYMAGANIA NIEFUNKCJONALNE	
B	
B01	Dostęp do systemu SCADA za pomocą przeglądarki internetowej (np. Firefox, Chrome, Internet Explorer), bez konieczności instalowania dodatkowych wtyczek (np. Flash, Silverlight, JAVA)
B02	Możliwość uruchomienia serwerowej części systemu SCADA pod kontrolą systemu operacyjnego Windows i Linux
B03	Możliwość komunikacji między serwerową częścią systemu SCADA a częścią pomiarowo-wykonawczą za pomocą łącza kablowego (ETHERNET) oraz łącza bezprzewodowego (sieć komórkowa)
B04	Poprawna praca elementów wykonawczych zgodnie z zadaniem algorytmem działania w przypadku braku komunikacji z częścią serwerową systemu SCADA (autonomiczne działanie systemów regulacji)
B05	Możliwość późniejszej rozbudowy systemu o kolejne elementy pomiarowe lub wykonawcze, a także o kolejne raporty i narzędzia analityczne
B06	Archiwizacja danych w relacyjnej bazie danych typu SQL, do której możliwy jest dostęp z zewnętrznych systemów informatycznych
WYMAGANIA SZCZEGÓŁOWE DOT. A01	
C	
C01	Współpraca z czujnikami temperatury typu: PT100, NI100, NI120, PT1000, NI1000, termopary B, E, J, K, N, R, S, T
C02	Współpraca z dowolnymi czujnikami i urządzeniami pomiarowymi wystawiającymi informację w postaci napięciowej (np. 0-10V) i/lub prądowej (np. 4-20 mA) i/lub impulsowo
C03	Możliwość komunikacji z dowolnymi urządzeniami pomiarowymi obsługującymi protokoły MODBUS, CANBUS, PROFIBUS, ETHERNET, RS485 i/lub RS232, w tym także z licznikami ciepła (częstotliwość przesyłu danych z liczników ciepła 5-30 sekund)
C04	Archiwizacja aktualnych danych z dowolnie wskazaną częstotliwością próbkowania w zakresie od 1 do 300 sekund
C05	Prezentacja aktualnych danych w Systemie SCADA w postaci uproszczonych schematów technologicznych z naniesionymi odczytami z czujników i urządzeń
C06	Prezentacja historycznych danych pomiarowych z czujników i urządzeń w postaci wykresów
C07	Prezentacja danych pomiarowych z wielu czujników i urządzeń na jednym wykresie wraz z możliwością skalowania poszczególnych linii w celu łatwiejszej analizy przebiegów
C08	Prezentacja aktualnych i historycznych danych pomiarowych w postaci zdefiniowanych raportów w formacie PDF, CSV i EXCEL
C09	Prezentacja danych ze zliczających urządzeń pomiarowych (np. wodomierzy) w postaci wykresów przepływów wyliczonych na podstawie czasu pomiędzy kolejnymi zliczonymi impulsami (z dokładnością do 0,1 m ³ /h)
C10	Prezentacja danych ze zliczających urządzeń pomiarowych (np. wodomierzy) w postaci wykresów przyrostów ilości mierzonego medium w zadanych okresach
C11	Dostęp do aktualnych oraz historycznych danych za pomocą systemu komputerowego (przeglądarki internetowej) oraz za pomocą ekranów (np. LCD, LED) umieszczonych przy części pomiarowo-wykonawczej systemu
WYMAGANIA SZCZEGÓŁOWE DOT. A02	
D	
D01	Sterowanie dowolnymi urządzeniami wykonawczymi (np. pompy stałobrotowe, pompy zmiennobrotowe, zawory 2-drogowe, zawory 3-drogowe, elektrozawory, przepustnice i inne) za pomocą sygnałów napięciowych (np. 0-10 V), prądowych (4-20 mA) i/lub binarnych (WŁĄCZ/ WYŁĄCZ)
D02	Sterowanie dowolnymi urządzeniami wykonawczymi obsługującymi protokoły MODBUS, CANBUS, PROFIBUS, ETHERNET, RS485 i/lub RS232
D03	Praca wszystkich elementów wykonawczych zgodnie ze zdefiniowanym wcześniej algorytmem pracy, z uwzględnieniem informacji z aktualnych i wcześniejszych danych pomiarowych
D04	Możliwość regulowania pracą elementów wykonawczych za pomocą regulacji typu PID z dowolnie zdefiniowanymi nastawami członów P, I oraz D
D05	Możliwość zmiany nastaw pracy elementów wykonawczych za pomocą systemu komputerowego (przeglądarki internetowej) oraz za pomocą ekranów dotykowych umieszczonych przy części pomiarowo-wykonawczej systemu
D06	Możliwość zmiany programów w sterownikach obiektowych z wykorzystaniem łączności internetowej
WYMAGANIA SZCZEGÓŁOWE DOT. A03	
E	
E01	Dowolne definiowanie warunków, w których wystąpi sytuacja wymagająca zaalarmowania (np. przekroczenie progu wartości mierzonej przez zdefiniowany okres)
E02	Alarmowanie za pomocą wiadomości SMS wysyłanych do zdefiniowanej z osobna dla każdej sytuacji alarmowej listy numerów telefonów komórkowych
E03	Alarmowanie za pomocą wiadomości e-mail wysyłanych do zdefiniowanej z osobna dla każdej sytuacji alarmowej listy skrzynek pocztowych
E04	Minimalizacja liczby wysyłanych komunikatów alarmowych (SMS i/lub e-mail) poprzez ich grupowanie i wysyłanie z określonym interwałem czasowym
E05	Archiwizacja informacji o wszystkich wystąpieniach sytuacji alarmowych i ich zakończeniach
WYMAGANIA SZCZEGÓŁOWE DOT. A04	
F	
F01	Tworzenie dowolnej liczby kont użytkowników wraz z definiowaniem ich haseł dostępowych
F02	Przypisywanie użytkowników do dowolnej liczby grup uprawnień
F03	Przypisywanie grupom uprawnień dowolnej liczby uprawnień
F04	Dostęp do poszczególnych elementów systemu tylko w przypadku posiadania odpowiednich uprawnień przez użytkownika
F05	Archiwizacja dostępu poszczególnych użytkowników do poszczególnych elementów systemu



Rys. 3. System Zarządzania Energią SyNiS

Programy nadrzędne powinny dawać możliwość pełnej współpracy (współdziałania) wszystkich źródeł i odbiorów energii włączonych do systemu. System ma strukturę otwartą, więc może być rozbudowywany o nowe funkcje i nowe układy. Ważny jest także brak opłat za oprogramowanie narzędziowe sterownika (swobodnie programowalny sterownik). W tabeli 3 pokazano, jakie funkcje i zadania powinien spełniać pełny System Zarządzania Energią.

Podsumowanie

System SyNiS steruje pracą już 200 obiektów na terenie Polski. Są to obiekty o różnych funkcjach; zaczynając od prostych układów monitorowania, a kończąc na bardzo skomplikowanych układach technologicznych w przemyśle. Doświadczenia z pracy systemu SyNiS zebrane w okresie ostatnich 10 lat pozwalają na stworzenie już obecnie platformy operatorskiej systemu działającego w formule Sandboxów. Taka platforma może zarządzać pracą źródeł i odbiorów energii na danym terenie, w tym także z zastosowaniem OZE; może rozliczać dostawców i odbiorców energii w trybie „on-line”.

Dużego potencjału rozwoju platformy w sandboxach upatruje się w wyjściu na funkcje operatora (WSE) – operatora zarządzającego platformą techniczno-handlową wirtualnego systemu elektrycznego w procesie reelektryfikacji OZE, pasytywizacji budownictwa i elektryfikacji transportu.

Wnioski końcowe

Przedstawione praktyczne przykłady zastosowania idei elektroprosumeryzmu pokazują, w jakim kierunku powinniśmy podążać jako konsumenci, producenci i decydenci. Elektroprosumeryzm jest ideą, która może nam pomóc w dokonaniu mądrych zmian w naszym świecie.

Niedoceniając, z niezrozumiałych powodów i często pomijając „paliwem” przyszłości jest biogaz, którego spalanie powoduje ogromną redukcję gazów cieplarnianych; żadne inne paliwo/źródło nie da nam takiego efektu.

Gospodarka Obiegu Zamkniętego musi być priorytetowym zadaniem dla samorządów, ale także dla polityki energetycznej naszego kraju, Europy i świata. Jest to także droga do pełnego elektroprosumeryzmu.

W swoich działaniach musimy wykorzystać potencjał istniejącej infrastruktury technicznej (współużytkowanie sieci ciepłowniczych, gazowych i elektroenergetycznych), wprowadzać nowe technologie (zwłaszcza OZE i pompy ciepła), zasadę decentralizacji systemów wytwarzania energii, wykorzystać każdy rodzaj energii odpadowej, wprowadzać *powszechnie* systemy zarządzania energią i dążyć do *pełnej* pasytywizacji budownictwa. Ogromny, lecz niedoceniany potencjał tkwi także w kontraktach typu ESCO, które powinny zastąpić typowe umowy na dostawę energii.

Podstawowym zadaniem przed nami, jako cywilizacji, jest zmiana filozofii naszego działania w dzisiejszym świecie. Niech inspiracją do tych zmian będą słowa naszego Papieża Franciszka: „*Po okresie irracjonalnej wiary w postęp i ludzkie możliwości, część społeczeństwa wkracza w etap głębszej świadomości. Dostrzegamy rosnącą wrażliwość na środowisko i troskę o przyrodę oraz szczerą i pełną obawę o to, co się dzieje z naszą planetą*” (Encyklika LAUDATO SI’ Papieża Franciszka – czerwiec 2016).

Jeżeli motorem naszych działań będzie współdzielenie, a nie rywalizacja, będzie racjonalność i oszczędność, a nie będzie „parcie” na zysk (wyzysk), gdy zaczniemy wykorzystywać naszą wiedzę w celu osiągnięcia wspólnych celów, a nie celów korporacji czy poszczególnych państw, i gdy w końcu zaczniemy patrzeć na świat i życie z troską o przyszłe pokolenia, to na pewno uda nam się zmienić ten świat na lepszy, w którym nie będziemy się bać o nasze życie. Wróćmy do natury i zacznijmy z nią współpracować, a wtedy mamy szansę na uratowanie świata dla przyszłych pokoleń.

PIŚMIENNICTWO

- [1] Popczyk J., *Transformacja energetyki – paradygmatyczny triplet i mapa oraz trajektoria*, platforma PPTe2050 (www.ppte2050.pl), 2018, „Śląskie Wiadomości Elektryczne” cz. 1 i 2 – 2018, nr 5, s. 4-16, cz. 3 – 2019, nr 1, s. 9-46, Portal CIRE (www.cire.pl), 2019.
- [2] Popczyk J., *Od działań kryzysowych 2020 do elektroprosumeryzmu 2050 – transformacja energetyki w trybie przełomowym: cz. I. Rozległe uwarunkowania i punkt oddolnego praktycznego startu, cz. II. Słownik encyklopedyczny teorii i zarys koncepcji rynku wschodzącego 1 na poziomie praktyki* (55 stron tekstu komputerowego), platforma PPTe2050 (www.ppte2050.pl), 2020. Portal CIRE (www.cire.pl), 2020. „Energetyka” 2020, nr 5, Biuletyn PPTe2050 nr 1/2020, cz. II, s. 216-234.
- [3] Popczyk J., *Transformacja energetyczna TETIP (transformacja energetyki w trybie innowacji przełomowej) do elektroprosumeryzmu wehikulem do przyszłości tu i teraz*, <https://ppte2050.pl/platforman/pwiedzy/index.php?display=76>
- [4] Stanek W., *Ocena efektywności energetycznej i ekologicznej transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu w środowisku paradygmatu egzergetycznego – koszt termoeologiczny: elektroprosumeryzm vs energetyka WEK-PK*, <https://ppte2050.pl/platforman/bzpppte/wyniki.php>
- [5] Jurkiewicz A., *Kontrakty typu ESCO. Przyszłość firm ciepłowniczych i energetycznych*, <http://egie.pl/artykuly/kontrakty-typu-esco-przyszlosc-firm-cieplowniczych-i-energetycznych>

