



KlastER

Energetyka rozproszona

Zeszyt 2

Kraków, czerwiec 2020



Energetyka Rozproszona

Zeszyt 2

Kraków, czerwiec 2020

ENERGETYKA ROZPROSZONA – czasopismo redagowane przez zespół projektu *Rozwój energetyki rozproszonej w klastrach energii (KlastER)* (www.er.agh.edu.pl) w ramach Strategicznego programu badań naukowych i prac rozwojowych „Społeczny i gospodarczy rozwój Polski w warunkach globalizujących się rynków” GOSPOSTRATEG.

Wydawca:

Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica
al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków

Redakcja:

Redaktor naczelny: Sławomir Kopeć
Sekretarz redakcji: Katarzyna Faryj
Członek redakcji: Jacek Gądecki
Członek redakcji: Zbigniew Hanzelka
Członek redakcji: Andrzej Kaźmierski
Członek redakcji: Marek Kisiel-Dorohinicki
Członek redakcji: Ryszard Sroka
Członek redakcji: Tomasz Szmuc
Członek redakcji: Karol Wawrzyniak
Redakcja i korekta językowa: Malwina Mus
Strona internetowa: Sebastian Medoń, Jakub Mirek

Kontakt do redakcji:

Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie
al. A. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków
Paw. H-A2, III piętro
tel. 12 888 55 29
klaster_er@agh.edu.pl
<https://www.er.agh.edu.pl/>

Druk:

Printing House
ul. Szkolna 30
05-091 Ząbki/Warszawa
tel. 22 499 50 04

ISBN: 978-83-66364-65-3

Drodzy Czytelnicy,

Oddajemy w Państwa ręce drugi zeszyt nowego czasopisma „Energetyka Rozproszona” utworzonego w ramach projektu **Rozwój energetyki rozproszonej w klastrach energii (KlastER)** (www.er.agh.edu.pl). Niniejszy zeszyt poświęcony jest w całości aspektom technicznym.

Klustry energii funkcjonują na obszarze działania lokalnych dystrybutorów. Wzajemne relacje tych dwóch podmiotów mają fundamentalne znaczenie dla rozwoju klastrów i szerzej – rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce. Bez określenia zasad tej współpracy, zasad gwarantujących korzyści obydwu partnerom, rozwój klastrów energii będzie bardzo trudny, jeżeli w ogóle możliwy. W pierwszym artykule przedstawiono wyniki ankiety, w której podjęto próbę poznania oczekiwań i oceny współpracy z perspektywy dystrybutorów energii.

Kolejna praca rozważa warunki budowy lokalnego obszaru bilansowania. Zaprezentowano wymagania funkcjonalne oraz techniczne, które muszą być spełnione, aby projektowany system osiągał założone cele. Przedstawiono przykład zrealizowanego projektu, obrazujący cały proces tworzenia od rozważań koncepcyjnych do implementacji obszaru bilansowania.

Autor kolejnego artykułu udowadnia, że bilansowanie energii elektrycznej w ramach klastra jest istotne z oczywistego powodu – energia to jedno z niewielu dóbr, których magazynowanie jest utrudnione, a w konsekwencji w obecnych warunkach nierentowne. W energetyce zawodowej zdecydowanie więcej obowiązków spoczywa na barkach wytwórców i operatorów systemów sieciowych. Odbiorcy końcowi są *de facto* zobowiązani do rozliczenia niezbilansowania za pośrednictwem podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie (POB). Bilansowanie energii elektrycznej jest elementem koniecznym dla funkcjonowania klastra i wiąże się z bezpośrednim jego uczestnictwem w rynku energii oraz potrzebą określenia aktualnego i przyszłego zapotrzebowania na energię.

Nie należy zapominać, że przyłączanie do publicznej sieci zasilającej rozproszonych źródeł energii, w tym elektrowni PV, prócz niewątpliwych korzyści, rodzi szereg problemów technicznych. Ich rozwiązanie wymaga często dodatkowych nakładów zarówno po stronie inwestora, jak i znacznie częściej po stronie energetyki zawodowej. Tej tematyce poświęcony jest kolejny artykuł.

W ostatnim czasie coraz większym zainteresowaniem cieszą się rozwiązania trójgeneracyjne, będące skojarzeniem produkcji trzech źródeł energii: elektryczności, ciepła oraz chłodu w postaci wody lodowej. Rozwiązania tego typu odznaczają się wysoką efektywnością energetyczną, jak również doskonałą elastycznością pracy.

Na rynku pojawia się wiele nowych źródeł energii, w tym małe urządzenia kogeneracyjne do zastosowania w budownictwie jedno- i wielorodzinnym oraz obiektach użyteczności publicznej. Efektywność takich rozwiązań potwierdzono w dwóch artykułach na przykładzie instalacji w Centrum Energetyki AGH oraz w szpitalu, gdzie wdrożono układ kogeneracji wraz z autorskim systemem nadzoru i sterownia przepływami energii.

Zapraszamy wszystkich zainteresowanych tematyką szeroko rozumianej energetyki rozproszonej do przesyłania na adres redakcji (klaster_er@agh.edu.pl) informacji technicznych oraz artykułów. Prace, które uzyskają pozytywne recenzje Rady Naukowej, będą publikowane w kolejnych zeszytach. Jesteśmy przekonani, że Państwa wiedza i doświadczenie pomogą wypracować rozwiązania o dużym potencjale praktycznym, przyczyniając się do promocji energetyki rozproszonej w jej różnych formach.

Redakcja Czasopisma

W numerze

KRZYSZTOF PIECH, ZBIGNIEW HANZELKA, EDMUND CIESIELKA	9
Klastry energii – szanse i bariery rozwoju. Podsumowanie badania ankietowego. Część 2: Operatorzy sieci dystrybucyjnych	
BARTOSZ KĘDRA	37
Analiza wymagań technicznych i funkcjonalnych lokalnego obszaru bilansowania	
EDMUND CIESIELKA	45
Bilansowanie – obowiązek czy potrzeba?	
TOMASZ DRABEK, PAWEŁ DYBOWSKI	51
Synteza układu sterowania prosumenckiego źródła napięcia w sieci rozdzielczej	
WOJCIECH NOWAK	61
Układy poligeneracyjne do skojarzonej produkcji energii elektrycznej, ciepła i chłodu	
WOJCIECH NOWAK	71
Małe urządzenia kogeneracyjne do zastosowania w budownictwie jedno- i wielorodzinnym oraz obiektach użyteczności publicznej	
ANDRZEJ JURKIEWICZ	79
Informacja techniczna. Kogeneracja gazowa w szpitalach	

KLASTRY ENERGII – SZANSE I BARIERY ROZWOJU

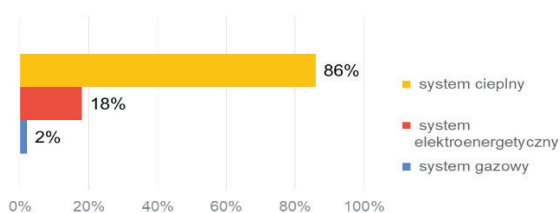
Podsumowanie badania ankietowego

Część 2: Operatorzy sieci dystrybucyjnych

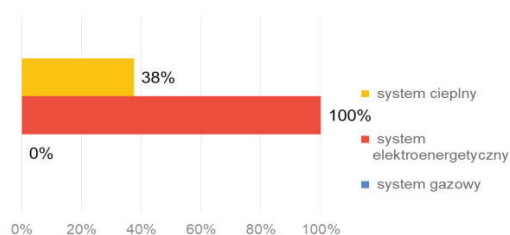
Jednym z narzędzi stosowanych w ramach projektu KlastER (www.er.agh.edu.pl) są badania ankietowe adresowane do różnych środowisk. W pierwszej z przeprowadzonych ankiet podjęto próbę poznania oczekiwań i opinii twórców klastrów i/lub ich koordynatorów¹.

Klasy energii funkcjonują na obszarze działania lokalnych dystrybutorów. Wzajemne relacje tych dwóch podmiotów mają więc fundamentalne znaczenie dla rozwoju wspólnot energetycznych i szerzej – dla rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce. Bez określenia zasad współpracy gwarantujących korzyści obydwu partnerom rozwój tej formy rynku energii będzie bardzo trudny, jeżeli w ogóle możliwy. Dlatego druga ankietka – której podsumowanie prezentuje niniejszy raport – była adresowana do operatorów lokalnych sieci dystrybucji energii (posiadających koncesję zgodnie z ustawą PE, art. 32, ust. 1, pkt 3)². Pytania kierowane do respondentów dotyczyły następujących wyróżnionych obszarów:

- podstawowe informacje o operatorze (rodzaj dystrybuowanej energii, forma funkcjonowania, struktura właścicielska, obszar działania, liczba odbiorców itp.),
- wiedza operatorów o klastrach energii,
- kontakty operatorów z klastrami energii,
- informacje techniczne o źródłach energii,
- procedura przyłączania rozproszonych źródeł energii do sieci dystrybucyjnej,
- współpraca rozproszonych źródeł z siecią zasilającą,
- bilansowanie mocy/energii rozproszonych źródeł i odbiorników w ramach klastrów,
- przyszłość klastrów (opinie i rekomendacje).



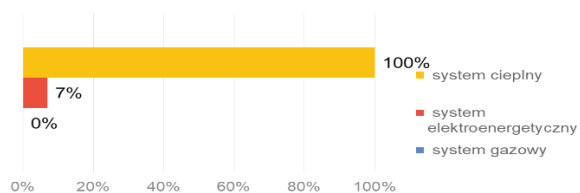
(a) wszyscy respondenci



(b) operatorzy systemów elektroenergetycznych

1 KLASTRY ENERGII – SZANSE I BARIERY ROZWOJU – Podsumowanie badania ankietowego, „Energetyka Rozproszona” 2019, nr 1 (1).

2 Proces ankietyzacji nadal trwa. Osoby, które chcą wziąć udział w badaniu, proszone są o kontakt z biurem projektu – klaster_er@agh.edu.pl. Pozyskane w ten sposób informacje są traktowane jako poufne i publikowane wyłącznie w ujęciu statystycznym.

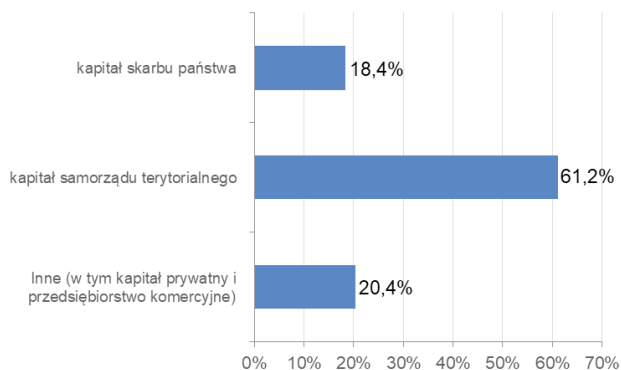
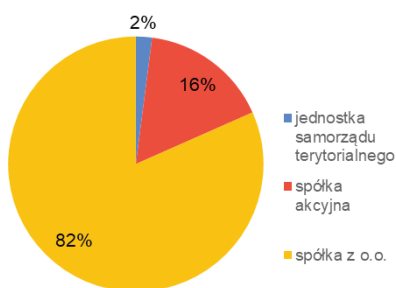


(c) operatorzy systemów ciepłych

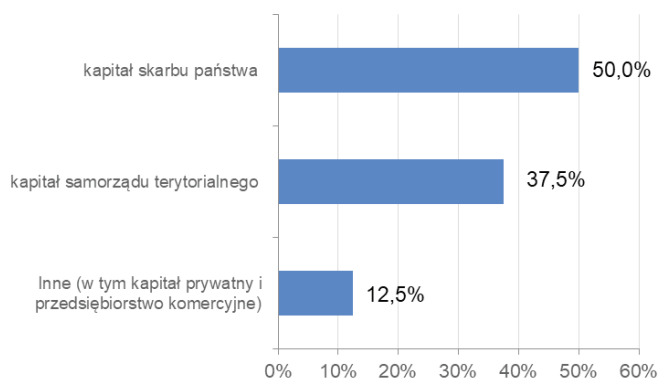
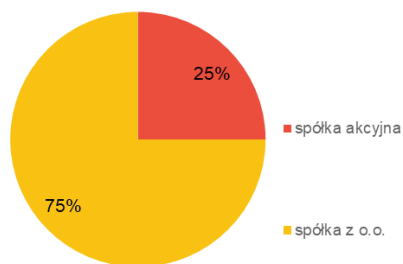
Rys. 1. Sieć energetyczna będąca przedmiotem działania operatora

Podstawowe informacje o operatorze

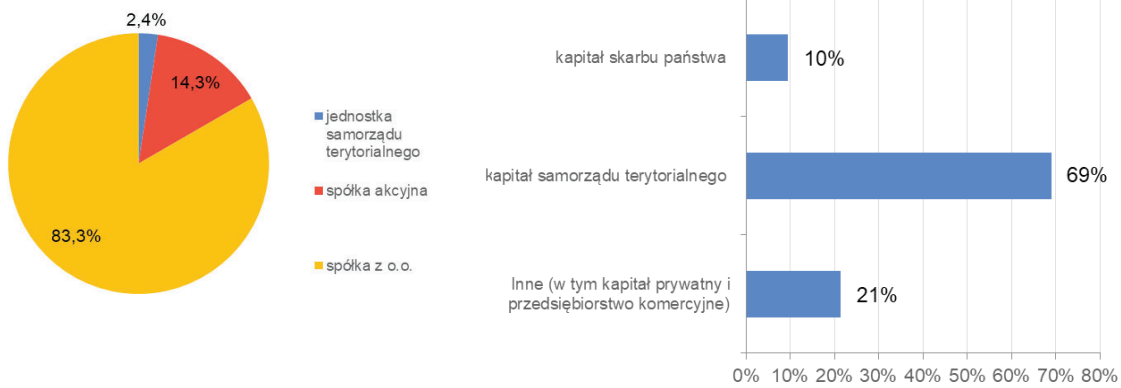
Spośród 51 operatorów uczestniczących w ankiecie 86% zajmuje się dystrybucją energii cieplnej, 18% energii elektrycznej, a 2% dostawą gazu (rys. 1a). W zbiorze operatorów systemu elektroenergetycznego (przyjętych na rys. 1b jako 100%) 38% działa także na rynku energii cieplnej. W zbiorze operatorów systemu ciepłego (przyjętych na rys. 1c jako 100%) 7% działa również na rynku energii elektrycznej.



(a) wszyscy respondenci



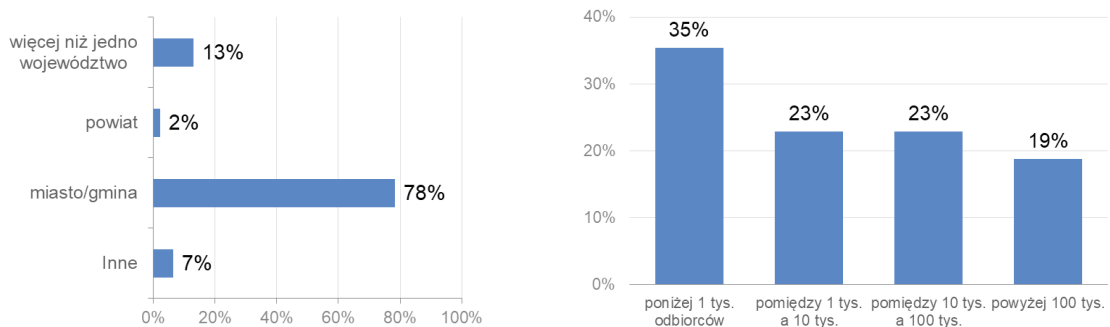
(b) operatorzy systemów elektroenergetycznych



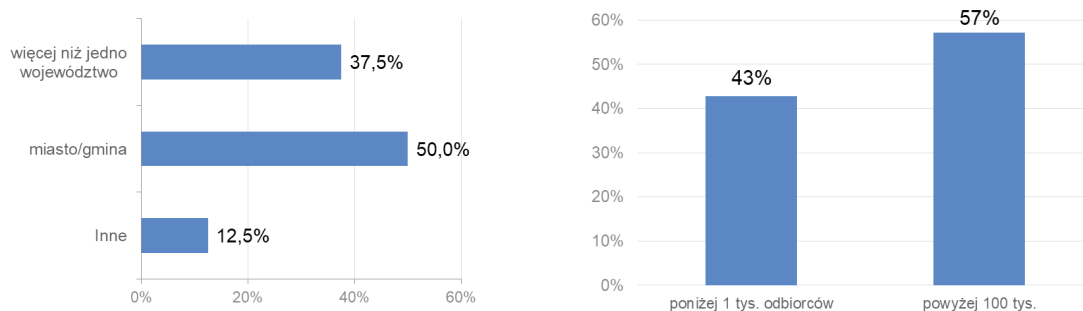
(c) operatorzy systemów ciepłych

Rys. 2. Forma prawna funkcjonowania operatorów oraz ich struktura właścicielska

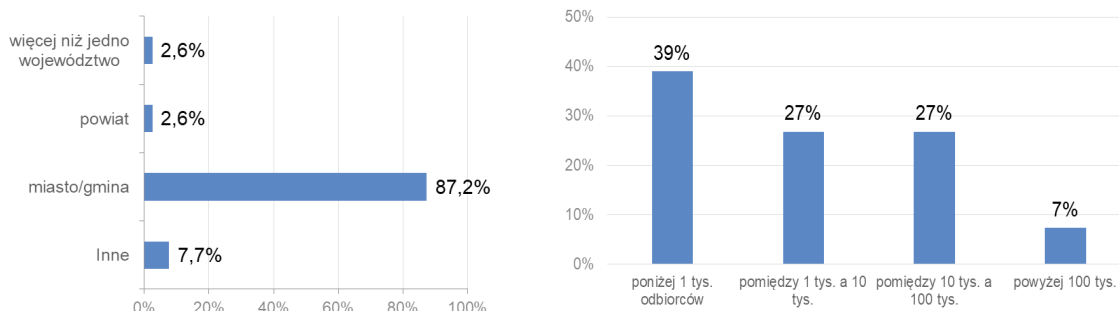
Ogromna większość operatorów (82%) to spółki z o.o.; 71% jest własnością jednostek samorządu terytorialnego (rys. 2). W grupie operatorów elektroenergetycznych biorących udział w ankiecie wskaźniki te wynoszą odpowiednio 75% i 38%, a dominującym właścicielem jest skarb państwa. Obszar działania 80% operatorów (rys. 3) nie przekracza miasta/gminy/powiatu, w grupie stanowiącej około 7%, określonej jako „inne”, znajdują się dostawcy obsługujący sieci ciepłownicze w kilku miastach lub sieci ciepłownicze miejskie i przemysłowe. Ponad 42% operatorów dostarcza energię do więcej niż 10 tys. odbiorców (rys. 3).



(a) wszyscy respondenci



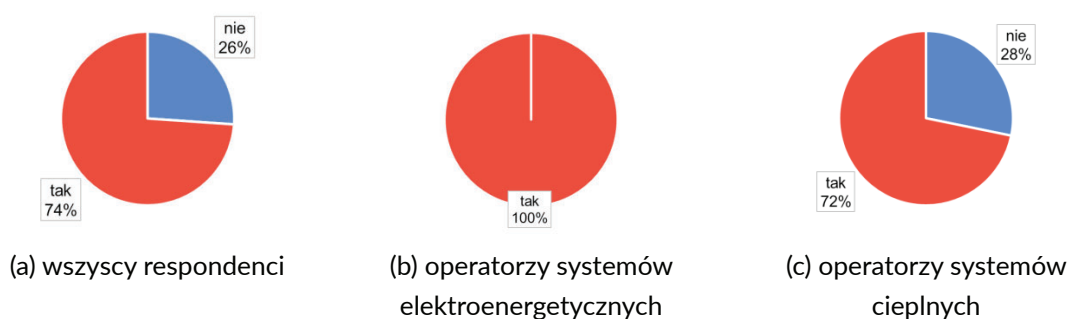
(b) operatorzy systemów elektroenergetycznych



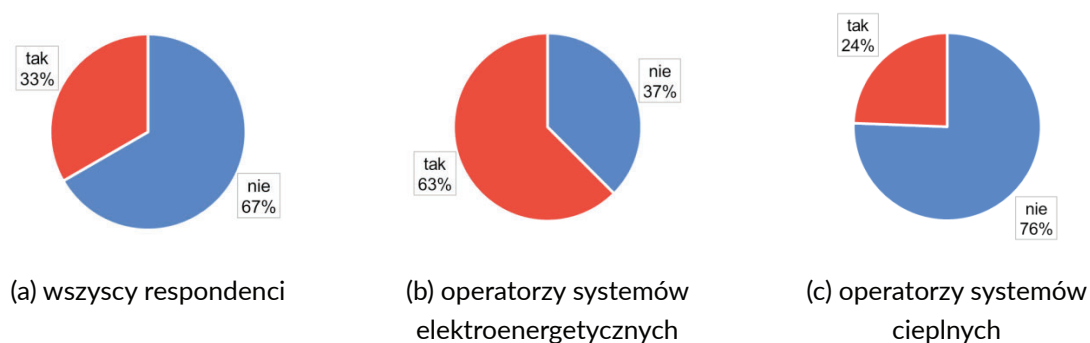
(c) operatorzy systemów ciepłych

Rys. 3. Obszar sieci dystrybucyjnej obsługiwanej przez operatorów oraz liczba odbiorców

Wiedza operatorów o klastrach energii

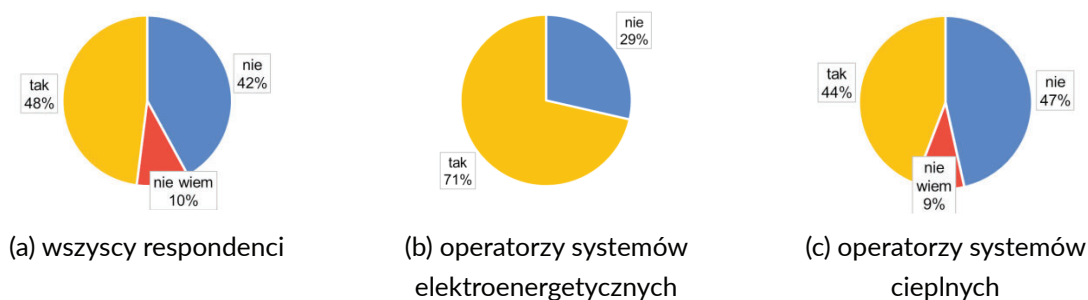


Rys. 4. Znajomość koncepcji i zasad funkcjonowania klastrów



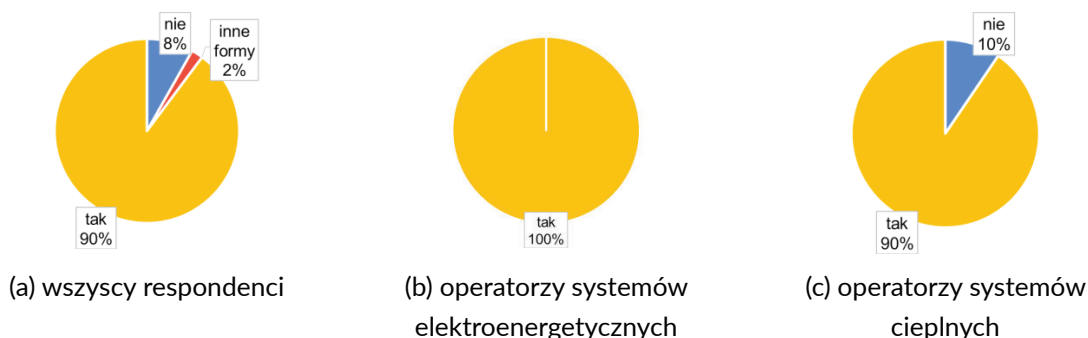
Rys. 5. Czy na terenie działania operatora istnieją klastry energii?

W ogromnej większości przypadków operatorzy posiadają wiedzę o zasadach funkcjonowania klastrów energii (74%, w przypadku operatorów systemów elektroenergetycznych – 100%, rys. 4), w wielu przypadkach pogłębioną bezpośrednimi kontaktami ze wspólnotami energetycznymi istniejącymi na obszarze ich działania (33% wśród wszystkich respondentów i aż 63% w zbiorze operatorów systemów elektroenergetycznych, rys. 5). Często jest to wiedza zdobyta poprzez udział pracowników w specjalistycznych szkoleniach (48%, rys. 6).



Rys. 6. Czy operatorzy delegowali swoich pracowników na szkolenia/warsztaty/seminaria dotyczące klastrów energii?

Operatorzy deklarują chęć pogłębienia tej wiedzy (90%, rys. 7) poprzez bezpłatne szkolenia i seminaria, dostępne materiały drukowane, także w formie regularnie ukazujących się biuletynów informacyjnych/ czasopism. Oczekiwane są również nowoczesne formy edukacji internetowej wykorzystujące e-learning, webinary itp. Respondenci podkreślają atrakcyjność warsztatów prezentujących praktyczne wykorzystanie posiadanej wiedzy, wskazują także potrzebę organizacji spotkań z założycielami klastrów także w miejscach ich funkcjonowania, chcą pozyskać informacje „z pierwszej ręki”.



Rys. 7. Czy operatorzy są zainteresowani pogłębieniem wiedzy swoich pracowników na temat klastrów energii?

Zdaniem operatorów głównymi powodami powołania klastrów na obszarze ich działania były: (a) chęć pozyskania wsparcia finansowego ze źródeł centralnych/regionalnych (57%), (b) względy ekologiczne/lokalne zanieczyszczenie środowiska naturalnego (29%) oraz (c) wprowadzenie do ustawy o odnawialnych źródłach energii definicji klastra energii (24%) (rys. 8).

Kontakty operatorów z klastrami energii

W większości przypadków operatorzy mają kontakt z koordynatorami klastrów funkcjonujących na obszarze ich działania. Współpraca rozpoczęła się już na etapie tworzenia strategii rozwoju klastra (ogółem 61%, 100% w przypadku operatorów elektroenergetycznych, rys. 9) i trwa nadal (78%, rys. 10), często potwierdzona podpisaną umową, porozumieniem lub listem intencyjnym (55% ogółem, 83% w grupie operatorów elektroenergetycznych, rys. 11). Jego ocena z perspektywy operatora jest niejednoznaczna (78% „trudno powiedzieć”, rys. 12). Równocześnie ogromna większość operatorów (89%) wyraża chęć współpracy z klastrami (rys. 13) – 100% operatorów systemów elektroenergetycznych.

Operatorzy pozytywnie oceniają proces budowania relacji z koordynatorami (rys. 14), czemu sprzyja wyznaczenie w strukturze operatora osoby odpowiedzialnej za kontakty ze wspólnotami energetycznymi – tylko 25% wszystkich operatorów i 63% w grupie operatorów elektroenergetycznych (rys. 15). Z drugiej strony wielu operatorów (29% wszystkich, 40% wśród operatorów ciepła) nie wie, kto pełni funkcję koor-

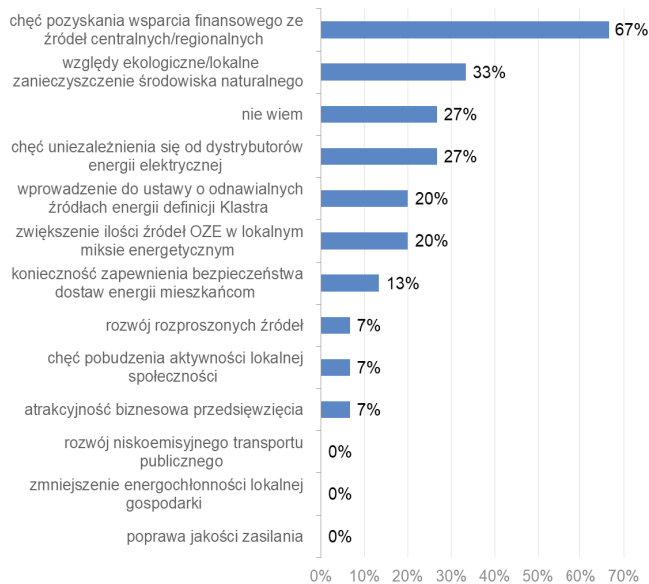
dynatora w klastrach istniejących na ich obszarze działania (rys. 16). W kategorii „inny” jest jeden z partnerów klastra.

Pomoc udzielana przez operatorów klastrów na etapie ich tworzenia polegała na dostarczaniu informacji o zasadach udostępniania danych, udostępnianiu danych, organizacji szkoleń, seminariów, informowaniu o procedurach przyłączenia źródeł. Niektórzy operatorzy pełnią funkcję koordynatorów i/lub członków klastrów.



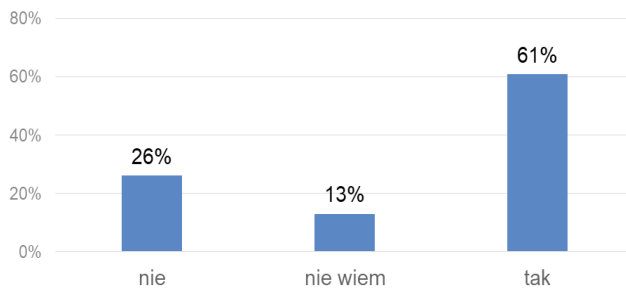
(a) wszyscy respondenci

(b) operatorzy systemów elektroenergetycznych

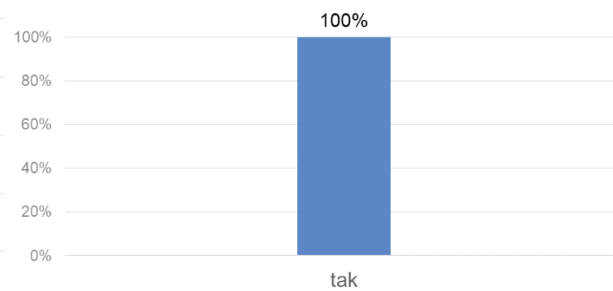


(c) operatorzy systemów ciepłowniczych

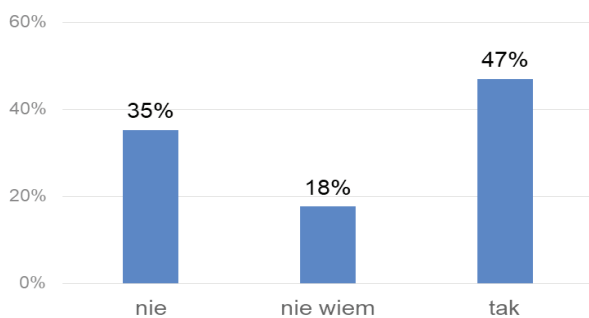
Rys. 8. Powody powołania klastra



(a) wszyscy respondenci

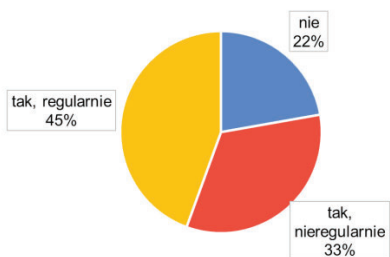


(b) operatorzy systemów elektroenergetycznych

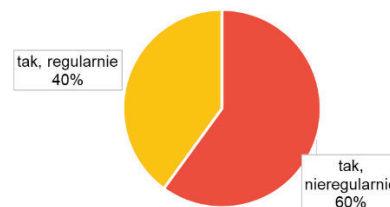


(c) operatorzy systemów ciepłych

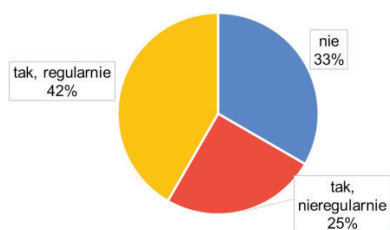
Rys. 9. Czy koordynatorzy klastrów kontaktowali się z operatorami podczas opracowywania strategii rozwoju?



(a) wszyscy respondenci

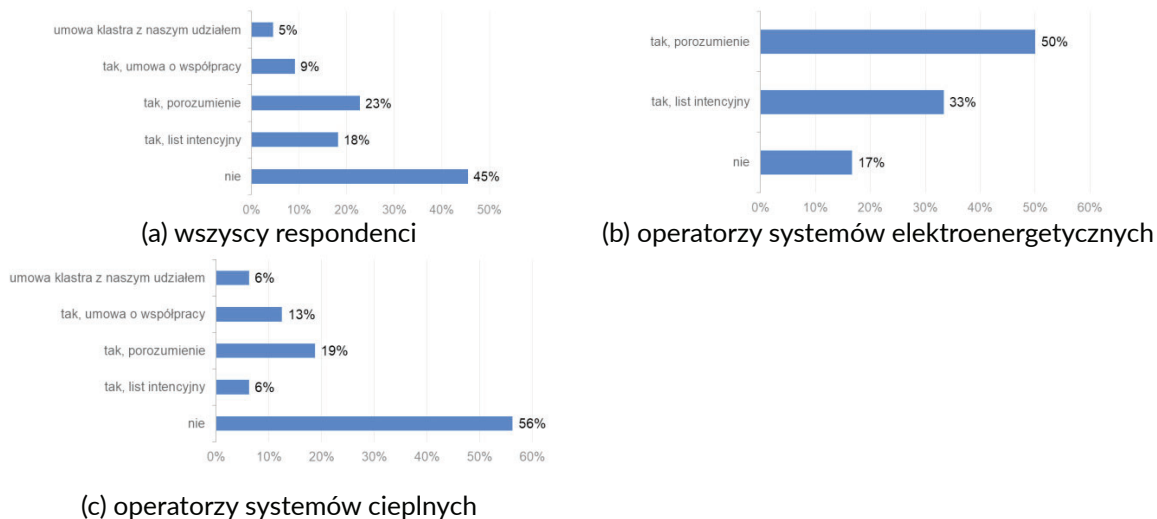


(b) operatorzy systemów elektroenergetycznych

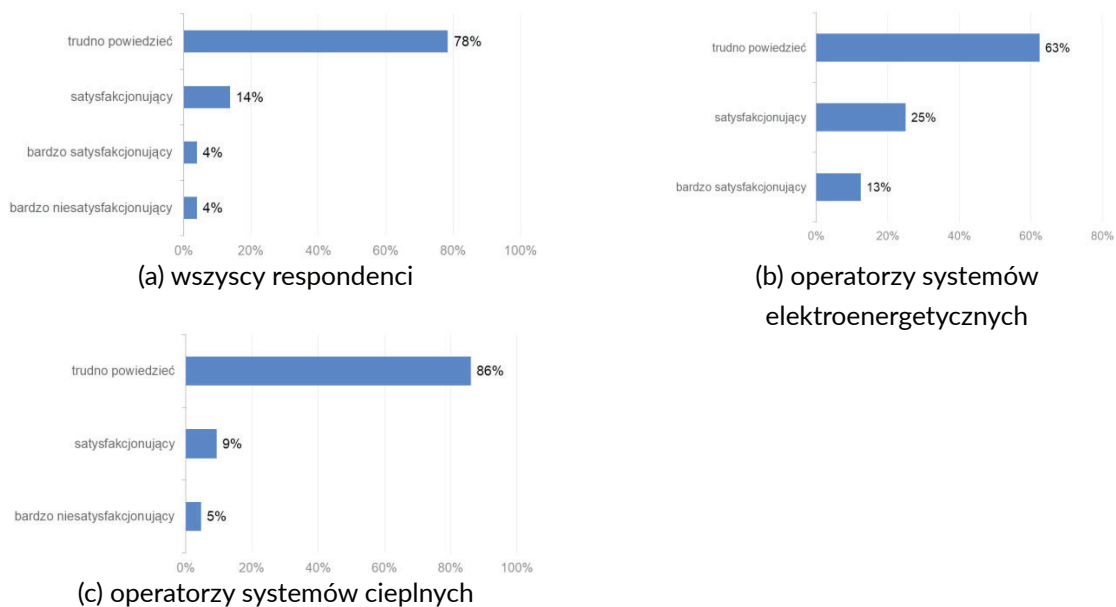


(c) operatorzy systemów ciepłych

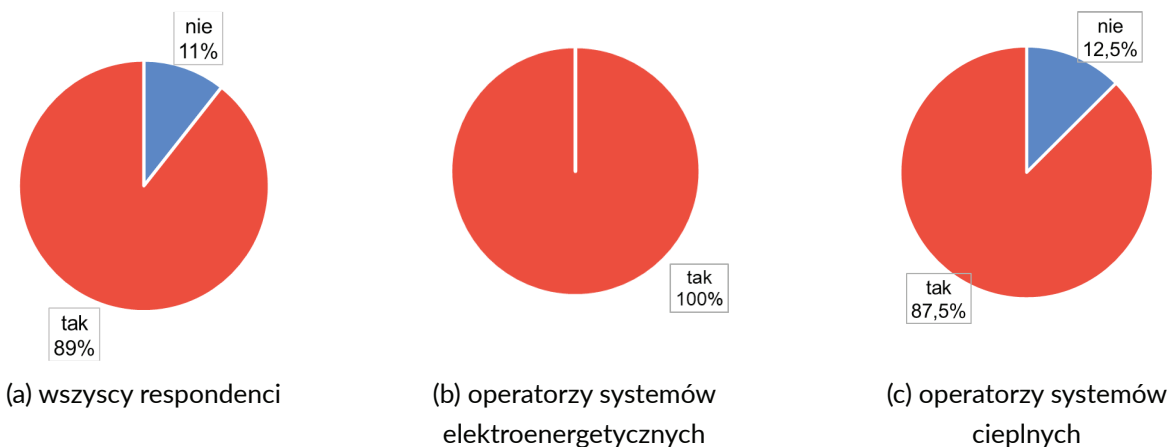
Rys. 10. Czy istnieją bieżące operacyjne kontakty operatorów i koordynatorów klastrów?



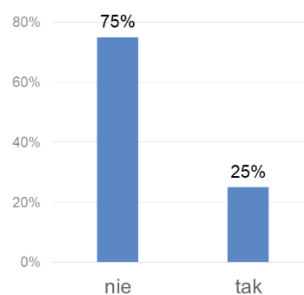
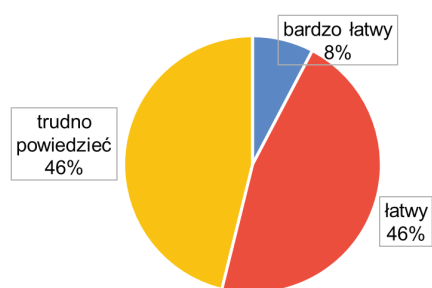
Rys. 11. Czy podpisano umowę/list intencyjny/porozumienie regulujące zasady (wyrażające intencję) współpracy operatora z klastrem?



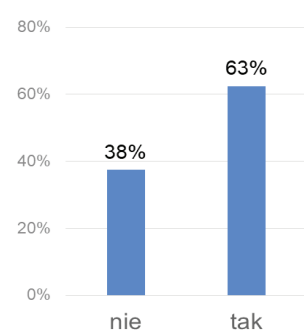
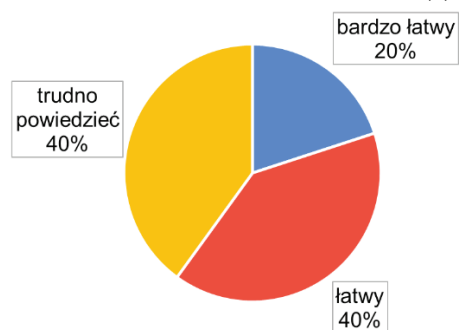
Rys. 12. Jak operatorzy oceniają zawarte porozumienia o współpracy?



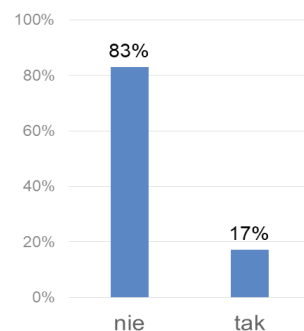
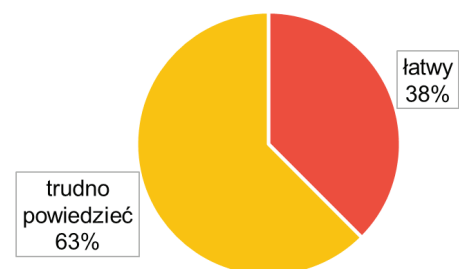
Rys. 13. Czy operatorzy są zainteresowani współpracą z klastrami?



(a) wszyscy respondenci



(b) operatorzy systemów elektroenergetycznych



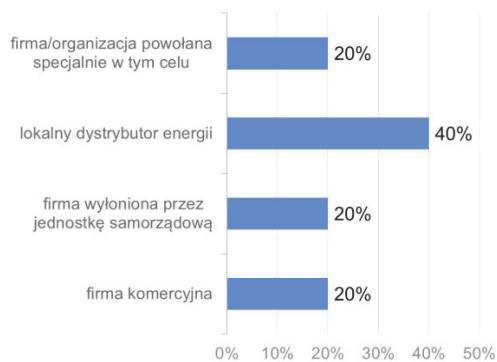
(c) operatorzy systemów ciepłych

Rys. 14. Proces budowania relacji z koordynatorami klastrów

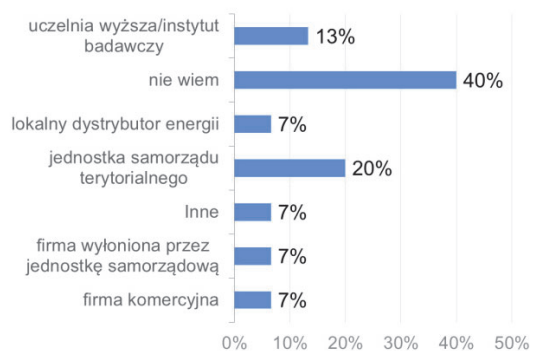
Rys. 15. Czy w strukturze organizacyjnej operatorów wskazano osobę (osoby) odpowiedzialną za kontakty z klastrami?



(a) wszyscy respondenci



(b) operatorzy systemów elektroenergetycznych



(c) operatorzy systemów ciepłych

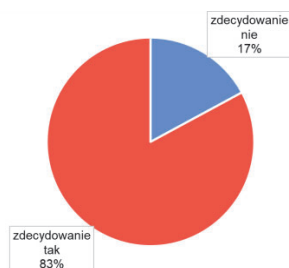
Rys. 16. Kto pełni funkcję operatora klastra na obszarze działania operatora?



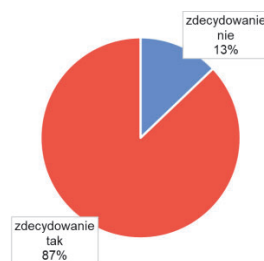
(a) wszyscy respondenci



(b) operatorzy systemów elektroenergetycznych



Rys. 17. Czy powołanie i współpraca z klastrami na terenie działania operatora przyniesie korzyści lokalnej społeczności?



Rys. 18. Czy z perspektywy operatora tworzenie klastrów energii jest zjawiskiem korzystnym?

(c) operatorzy systemów ciepłych

Wśród obszernej listy korzyści, które zdaniem operatorów powinny wynikać z istnienia i współpracy z klastrami, wyróżniono (rys. 17): niezależność i bezpieczeństwo energetyczne poprzez dywersyfikację dostaw energii, pozyskanie nowych odbiorców, stabilizację lokalnego rynku energii – finansową i energetyczną, zwiększoną konkurencyjność dostaw energii i wymuszoną elastyczność usług operatorskich (także handlową), przygotowanie wspólnej oferty z dostawcami pozostałych mediów, składanie wspólnych zamówień, sprzedaż przez wspólne kanały dystrybucji, rozwój źródeł rozproszonych i lepsze ich wykorzystanie, powstanie rynku usług energetycznych i nowych form biznesu, wzrost technicznej innowacyjności, rozwój niskoemisyjnego transportu publicznego, przyspieszenie redukcji niskiej emisji, pobudzenie istniejącego lokalnego potencjału gospodarczego (nie tylko w ramach klastra) i wymuszenie większej jego aktywności i efektywności biznesowej, pozyskanie wsparcia finansowego ze źródeł centralnych/regionalnych.

Niektóre wyszczególnione korzyści mogą zaskakiwać, jako że pytanie dotyczyło perspektywy dostawcy energii, np.: wzrost przychodów operatora, zwiększenie sprzedaży energii, spadek kosztów dystrybucji energii oraz niższe ceny dla odbiorców końcowych, zwiększenie efektywności energetycznej nie tylko po stronie operatora, łamanie monopolu OSD. „W przypadku, gdy źródło ciepła będące własnością operatora sieci ciepłowniczej wymaga nakładów na modernizację, klastr może spowodować odciążenie finansowe operatora, gdyż nowe źródła ciepła mogą być budowane przez podmioty zewnętrzne”.

Brak zainteresowania tworzeniem klastrów i współpracą z nimi przez część operatorów wynikający z postrzegania tych wspólnot jako zjawiska niekorzystnego (14%, rys. 18) jest spowodowany istniejącymi barierami organizacyjnymi, brakiem woli współpracy po stronie odbiorców, trudnością porozumienia między niekiedy wieloma partnerami, a także licznymi (statutowymi) obowiązkami – klastr to dodatkowe obciążenie związane z jego rozliczeniem i obsługą danych pomiarowych (także potrzeba zmian w systemach informatycznych, konieczność wymiany informacji pomiędzy różnymi systemami³). Obecność źródeł rozproszonych, w większości niekontrolowanych przez operatora, to dodatkowe utrudnienie eksploatacji systemu elektroenergetycznego.

Pojawiły się także wypowiedzi wskazujące na biznesowo konkurencyjny charakter relacji, co może skutkować redukcją przychodów operatorów i sprzedawców energii. Udział w klastrach graczy o dużym potencjale kapitałowym/inwestycyjnym – zdaniem niektórych respondentów – praktycznie eliminuje konkurencję na lokalnym rynku energii.

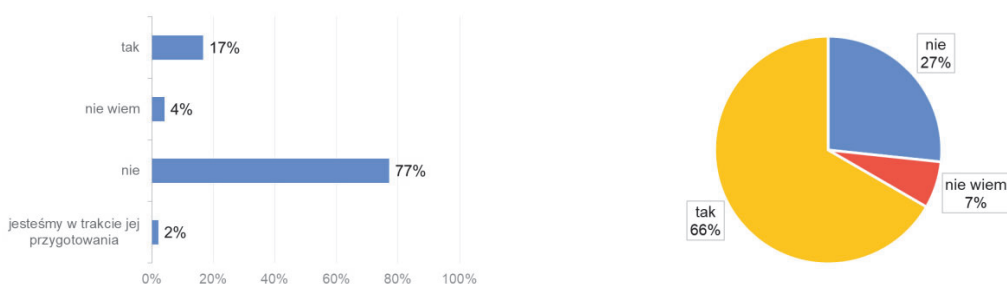
Zarówno zwolennicy, jak i przeciwnicy (może raczej sceptycy) podkreślają trudność odpowiedzi na pytanie o korzyści i zagrożenia związane z klastrami. Wynika to z niepełnej znajomości zasad i mechanizmów funkcjonowania klastrów oraz z bardzo wczesnego etapu ich rozwoju.

³ „Dużym wyzwaniem będzie zarządzanie danymi pomiarowymi z punktów pomiarowych podmiotów wchodzących w skład klastrów. Pozyskiwanie, przetwarzanie i udostępnianie takiej informacji na innych zasadach niż obecnie oraz duża liczba nowych danych będzie wyzwaniem zarówno dla OSD, jak i dla klastra energii. Na pewno będzie musiało się to odbyć przy wykorzystaniu systemów informatycznych”.

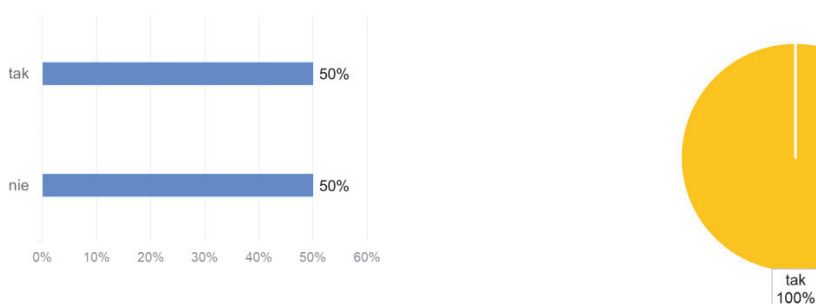
Jeden z respondentów opisuje plany powołania klastra opartego o pomysł budowy własnych źródeł kogeneracyjnych i fotowoltaicznych. „Brak taryfy przesyłowej uzasadniającej korzystanie z sieci operatora w ramach klastra lub budowę własnej sieci, brak możliwości rozliczenia wytwarzanej energii elektrycznej na potrzeby własne, niezależnie od tego, że odbiory są w jednej lokalizacji ze źródłem (brak możliwości rozliczenia energii wytwarzanej przez przedsiębiorstwo w kogeneracji np. na potrzeby węzłów i innych obiektów przedsiębiorstwa poza lokalizacją źródła), oraz obciążenia formalne generujące dodatkowe koszty pracy (w tym potrzeba zatrudnienia dodatkowych specjalistów-energetyków) – to czynniki eliminujące na dziś ekonomiczne korzyści klastra na terenie kilkudziesięciotysięcznego miasta”.

Współpraca operator-klastrer przyjmuje różne formy: spotkania (niekiedy cykliczne), przekazywanie danych i informacji o warunkach przyłączenia źródeł, organizowanie szkoleń, pełnienie funkcji „operatora pomiarowego”, rozliczenia i bilansowanie handlowe na rzecz klastra. W kilku przypadkach operator jest udziałowcem, a także koordynatorem klastra.

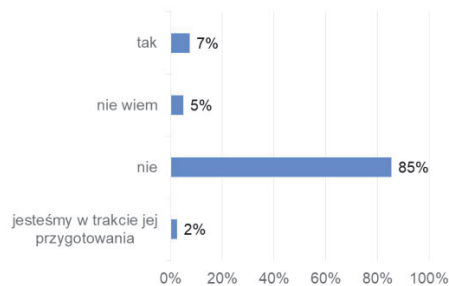
Dobra współpraca wymaga aktywności obydwu partnerskich stron, dlatego w ankiecie pojawiły się pytania dotyczące oferty operatorów na rzecz wspólnot energetycznych. Ogromna większość operatorów nie posiada takiej oferty (77%, rys. 19). Ci, którzy ofertę posiadają – około 17% (50% operatorów elektroenergetycznych), konsultowali jej zakres merytoryczny z przedstawicielami klastrów (100% w grupie operatorów elektroenergetycznych, rys. 20). Oferowane są między innymi: usługa ekspercka, udostępnianie danych pomiarowych, współpraca w zakresie rozwoju sieci, usługa dystrybucyjna, usługa koordynatora, usługa POB, wykorzystanie na rzecz klastra posiadanej koncesji na wytwarzanie i obrót energią, usługa operatora pomiarowego, usługa bilansowania i rozliczania, przyłączenie źródeł do sieci, eksploatacja i zarządzanie instalacjami energetycznymi, dostawa energii ze źródeł operatora (ostatnie w wypowiedziach respondentów dotyczy głównie ciepła).



(a) wszyscy respondenci

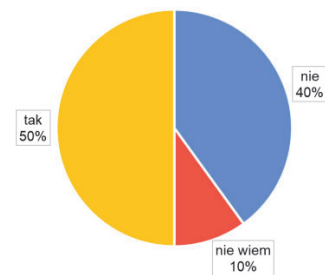


(b) operatorzy systemów elektroenergetycznych



(c) operatorzy systemów ciepłych

Rys. 19. Czy operatorzy opracowali ofertę współpracy z klastrami?



Rys. 20. Czy oferta operatorów dla klastrów była konsultowana z ich przedstawicielami?

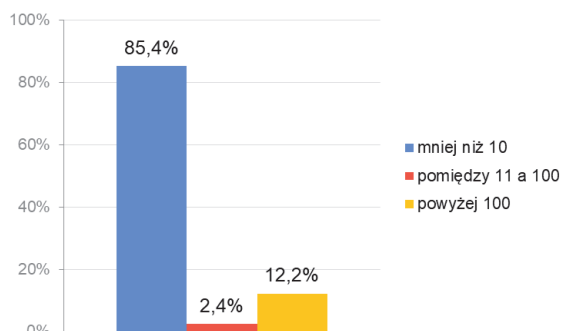
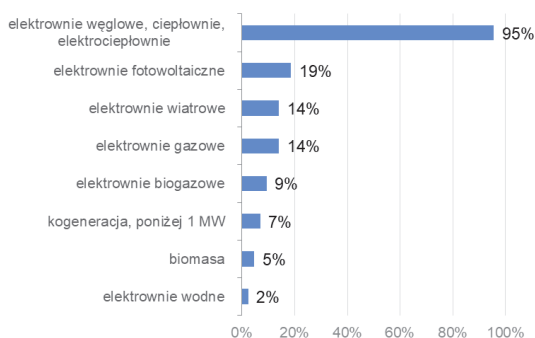
Informacje techniczne o źródłach energii przyłączonych do sieci dystrybucyjnej

Wśród źródeł energii zainstalowanych na obszarze działania operatorów dominują elektrownie węglowe, ciepłownie i elektrociepłownie – 95% (84% w zbiorze dystrybutorów ciepła) (rys. 21). W grupie operatorów systemów elektroenergetycznych dominują instalacje fotowoltaiczne – 75%. Może to wskazywać na fakt, że respondenci w odpowiedzi kierowali się liczbą źródeł, a nie ich mocą. W przypadku 85% respondentów liczba istniejących źródeł o mocy większej niż 100 kW nie przekracza 10 (rys. 21).

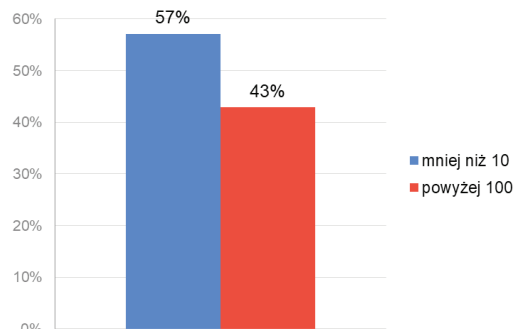
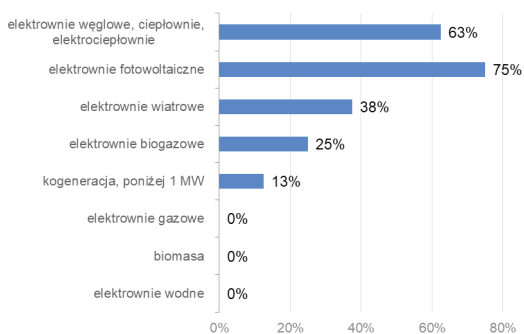
Według wiedzy operatorów dominującym źródłem rozproszonym w klastrach energii funkcjonujących na obszarze działania operatorów są/będą elektrownie fotowoltaiczne (rys. 22).

Kolejna grupa pytań dotyczyła różnych technologii wykorzystywanych w rozproszonych źródłach energii. I tak, na pytanie o całkowitą moc rozproszonych źródeł w relacji do mocy konsumowanej na obszarze działania operatora ponad 33% respondentów potwierdziło brak takich źródeł (37% tej grupy to operatorzy ciepłowni) (rys. 23). Tylko w przypadku 4% moc zainstalowanych źródeł przekracza 51% mocy odbieranej. Wiedza operatorów dotycząca mocy źródeł dla różnych technologii OZE jest mocno ograniczona. W znacznej większości przypadków respondenci nie potrafili odpowiedzieć na pytanie, jaki jest procent instalacji OZE o mocach wskazanych za dominujące w relacji do ich całkowitej liczby na obszarze działania operatora (dla wyróżnionych technologii). Dotyczy to wszystkich rodzajów OZE: instalacji PV (rys. 24), turbin wiatrowych (25) i biogazowni (rys. 26).

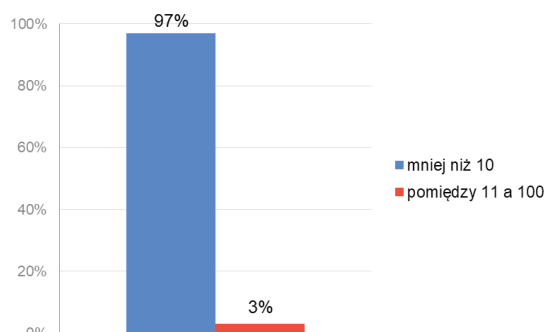
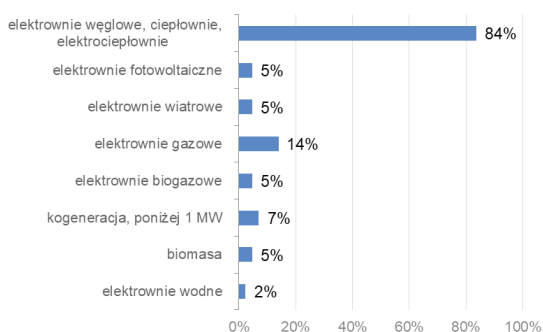
W oparciu o posiadaną wiedzę/doświadczenie za najbardziej ekonomicznie i technicznie korzystne dla rozwoju energetyki rozproszonej w klastrach energii operatorzy wskazali źródła fotowoltaiczne (70%, rys. 27). Zwrócili także uwagę na znaczenie zasobników energii oraz biomasy.



(a) wszyscy respondenci

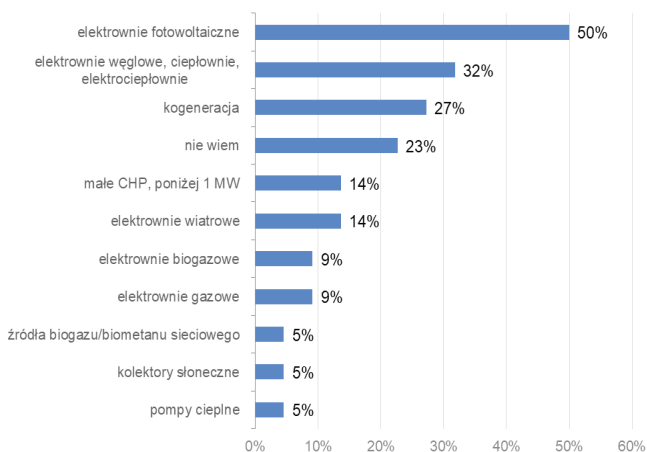


(b) operatorzy systemów elektroenergetycznych

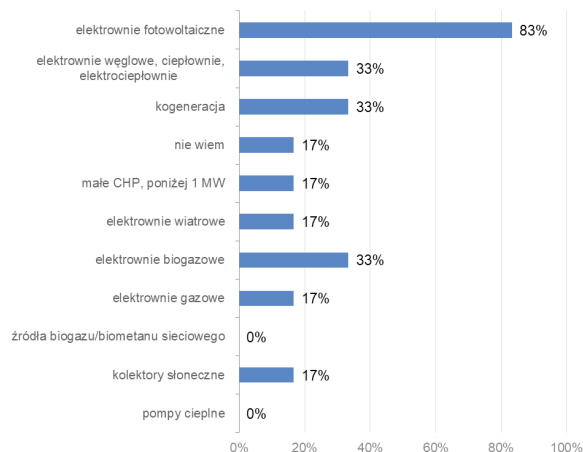


(c) operatorzy systemów ciepłych

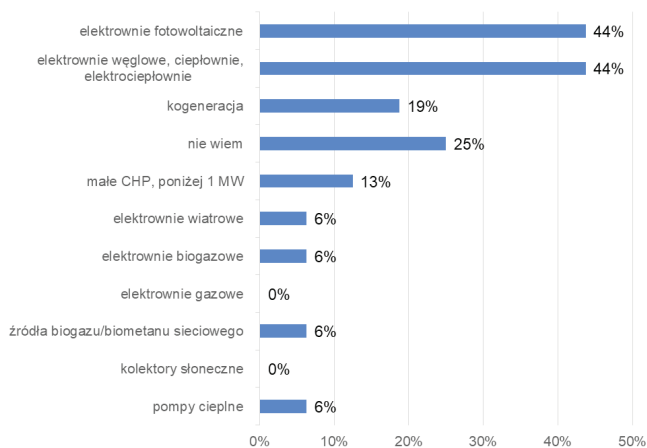
Rys. 21. Rodzaj rozproszonych źródeł energii istniejących na obszarze działania operatora oraz liczba źródeł o mocy większej niż 100 kW



(a) wszyscy respondenci

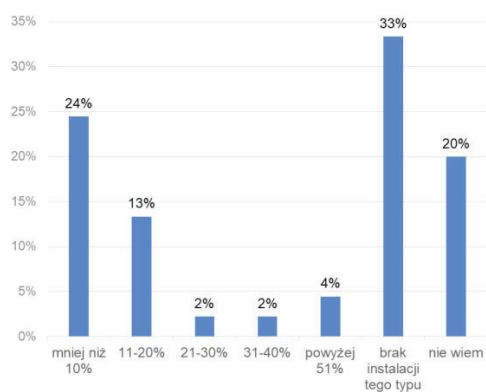


(b) operatorzy systemów elektroenergetycznych

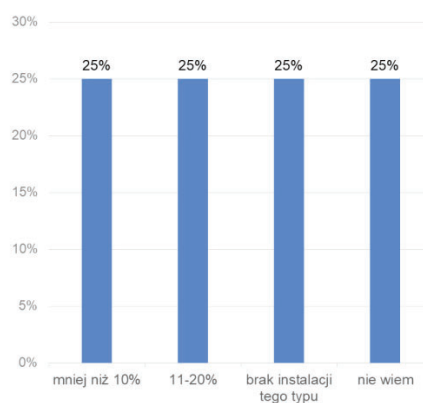


(c) operatorzy systemów ciepłych

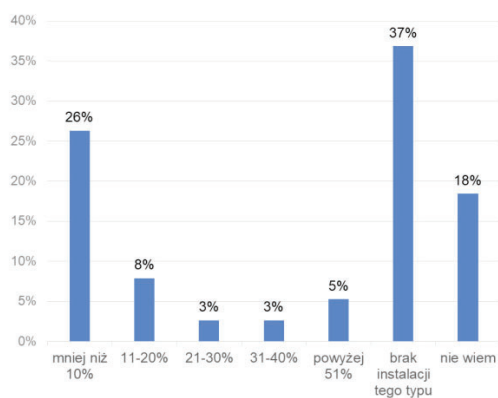
Rys. 22. Źródłami rozproszonymi istniejącymi w ramach powołanego klastra/klastrów energii są/będą głównie?



(a) wszyscy respondenci

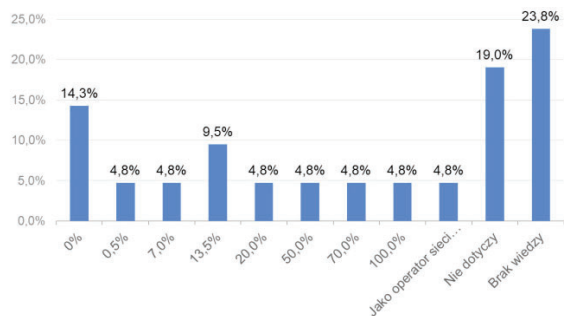
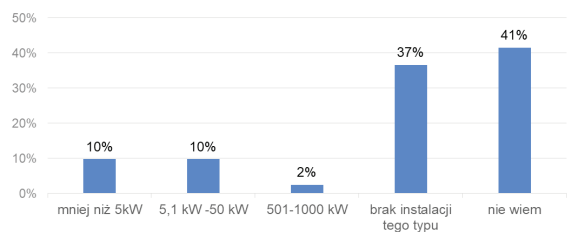


(b) operatorzy systemów elektroenergetycznych

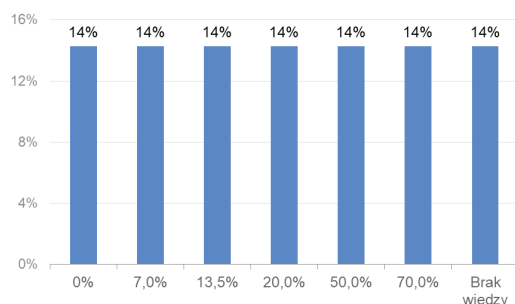
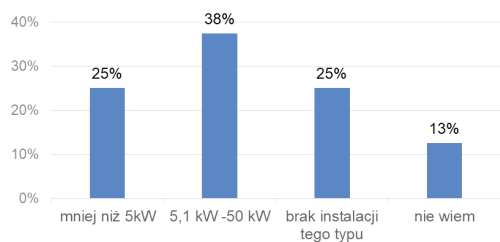


(c) operatorzy systemów ciepłych

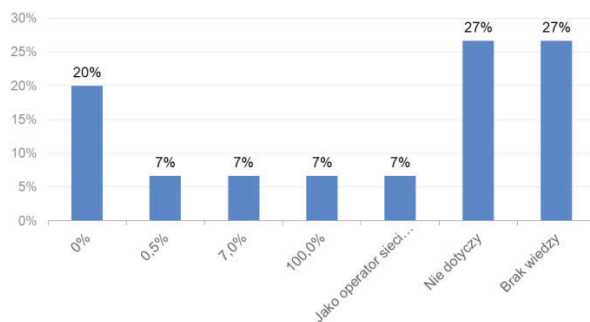
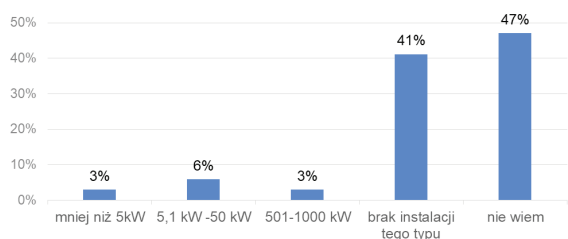
Rys. 23. Całkowita moc rozproszonych źródeł w relacji do mocy konsumowanej na obszarze działania operatora



(a) wszyscy respondenci

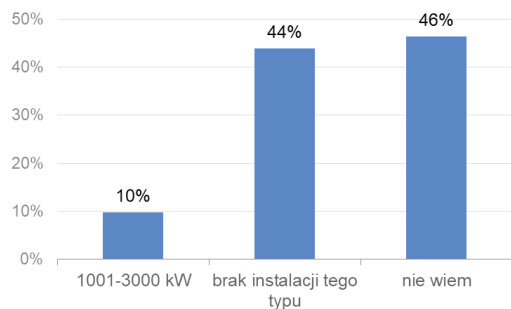


(b) operatorzy systemów elektroenergetycznych

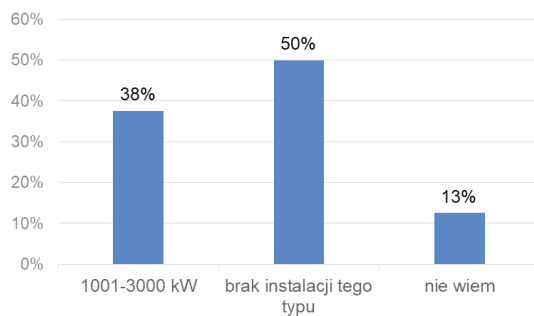


(c) operatorzy systemów ciepłych

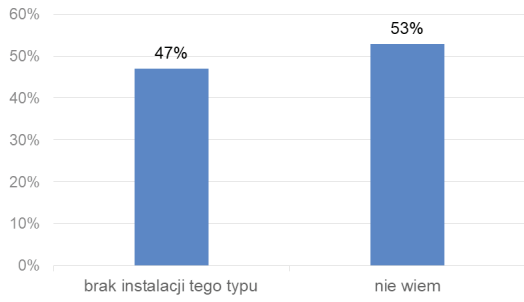
Rys. 24. Dominująca moc jednostkowa instalacji PV oraz procentowy udział instalacji PV o dominującej mocy jednostkowej do ogółu instalacji PV na obszarze działania operatora



(a) wszyscy respondenci

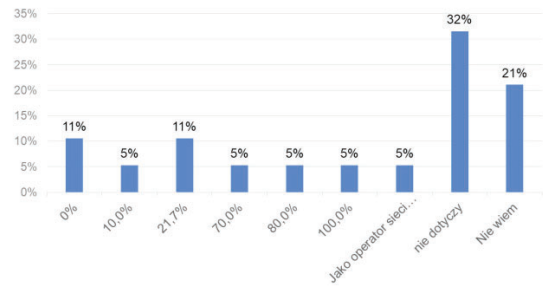
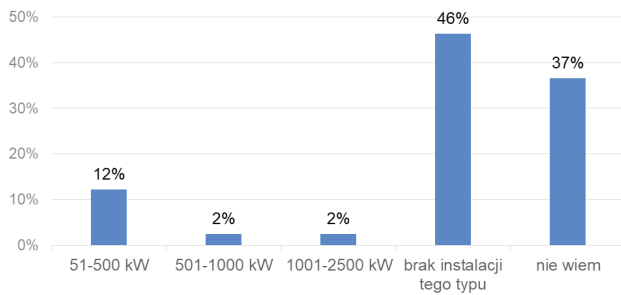


(b) operatorzy systemów elektroenergetycznych

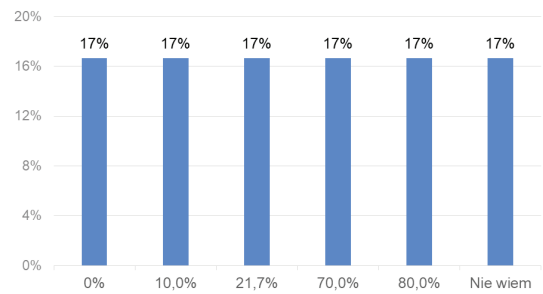
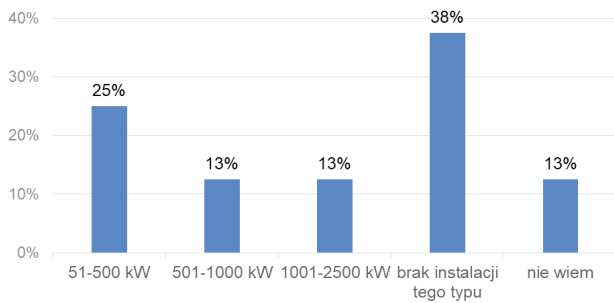


(c) operatorzy systemów ciepłych

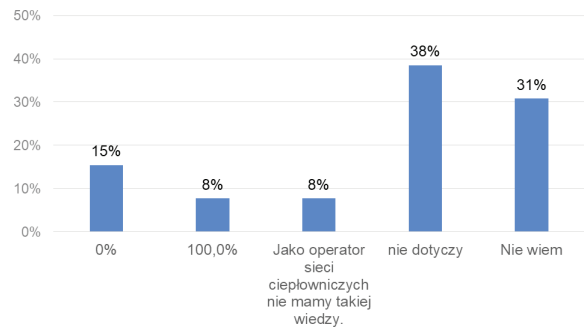
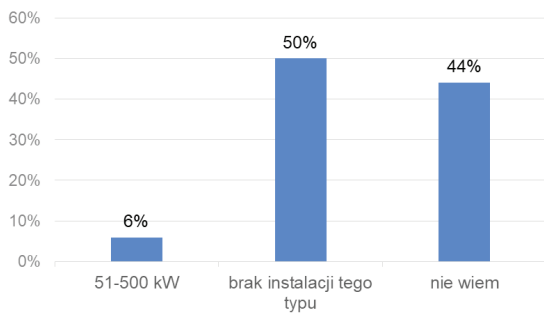
Rys. 25. Dominująca moc jednostkowa turbin wiatrowych na obszarze działania operatora



(a) wszyscy respondenci

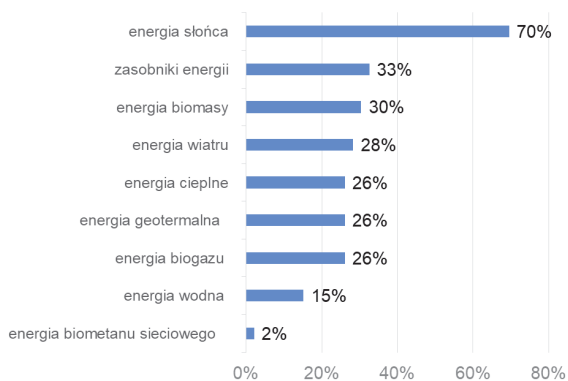


(b) operatorzy systemów elektroenergetycznych

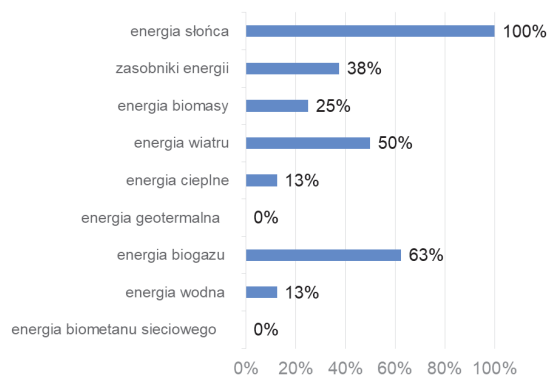


(c) operatorzy systemów ciepłych

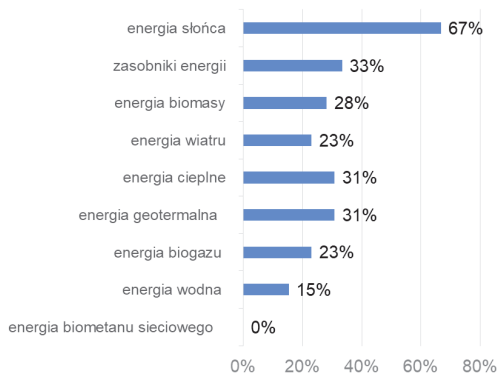
Rys. 26. Dominująca moc jednostkowa biogazowni oraz procentowy udział instalacji o dominującej mocy jednostkowej do ogółu instalacji na obszarze działania operatora



(a) wszyscy respondenci

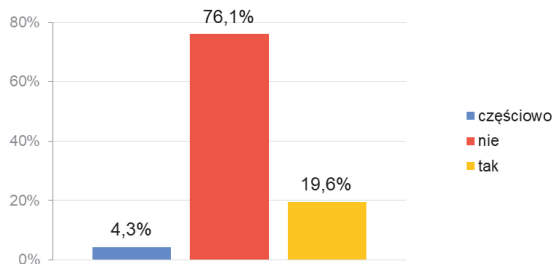


(b) operatorzy systemów elektroenergetycznych

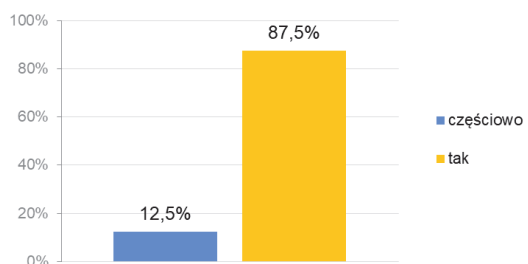
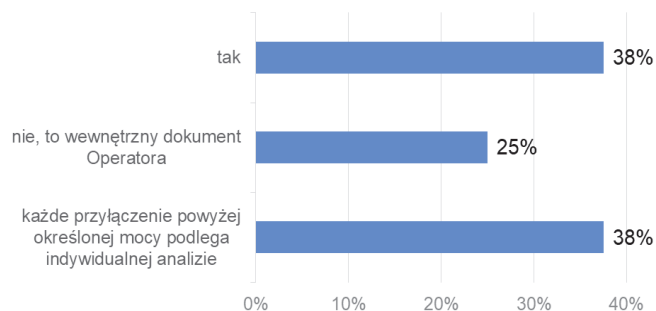


(c) operatorzy systemów ciepłnych

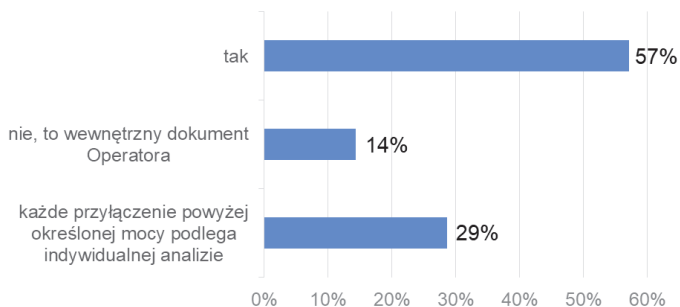
Rys. 27. Najbardziej korzystne ekonomicznie i technicznie rozproszone źródła energii w opinii operatorów

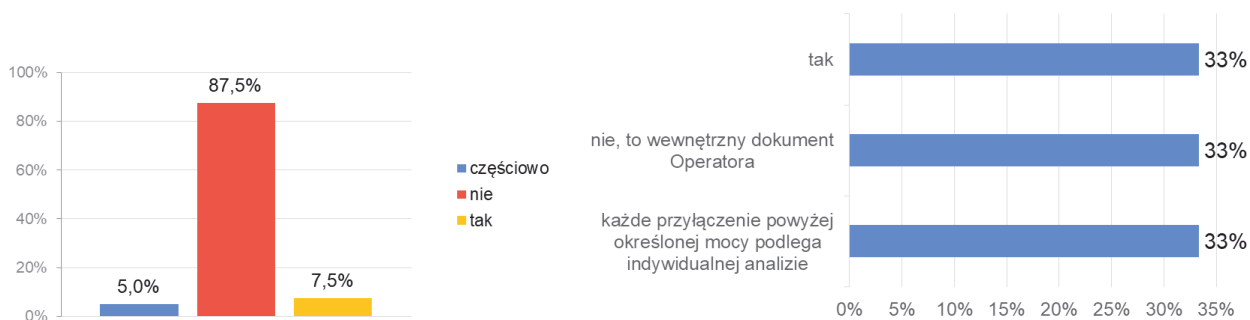


(a) wszyscy respondenci



(b) operatorzy systemów elektroenergetycznych





(c) operatorzy systemów ciepłych

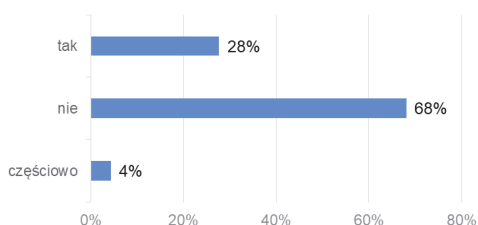
Rys. 28. Czy operator posiada opracowane standardy przyłączenia źródeł energii o mocach zawartych w przedziale 50–500 kW (po lewej) oraz czy są one publicznie dostępne dla odbiorców (po prawej)?

Procedura przyłączania rozproszonych źródeł energii do sieci dystrybucyjnej

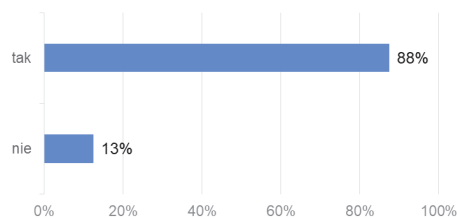
Ponad 76% respondentów nie posiada standardów przyłączenia źródeł energii o mocach zawartych w przedziale 50–500 kW (rys. 28). W grupie operatorów systemów elektroenergetycznych takie standardy posiada 88% respondentów, natomiast nie ma ich prawie tyle samo (87,5%) operatorów systemów ciepłowniczych. Odpowiedzi „częściowo” oznaczają procedurę zgodną z obowiązującym Prawem energetycznym, Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci lub analizą opracowywaną indywidualnie dla każdego rozważanego przypadku.

Spośród operatorów, którzy posiadają zdefiniowaną procedurę przyłączenia, w około 38% przypadków (rys. 28) jest ona dostępna dla odbiorców, poprzez np. stronę internetową, Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci, dostępny wzór umowy przyłączeniowej lub wnioski o przyłączenie. W 25% przypadków jest to dokument wyłącznie do wewnętrznego użytku operatora. U ponad 38% respondentów przyłączenie jest realizowane w oparciu o przeprowadzaną indywidualną analizę. Jest ona wykonywana, jeżeli moc źródła przekracza 50 kW lub jeżeli dotyczy to sieci o napięciu powyżej przyjętego poziomu np. 1 kV.

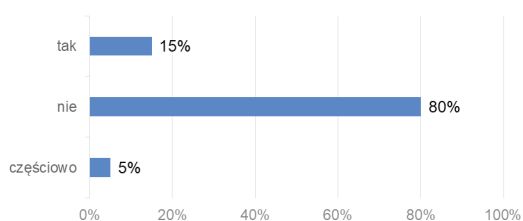
Na podobne pytanie, ale dla mocy źródeł powyżej 500 kW, ponad 68% respondentów potwierdziło brak procedury przyłączenia takich źródeł, przy czym w grupie operatorów ciepła wynosi to 80%, zaś 88% operatorów systemów elektroenergetycznych posiada takie standardy (rys. 29). Pod odpowiedziami „częściowo” kryje się procedura „zgodna z obowiązującym Prawem energetycznym, indywidualna analiza przypadku, wzór wniosku o przyłączenie do sieci ciepłowniczej”.



(a) wszyccy respondenci



(b) operatorzy systemów elektroenergetycznych

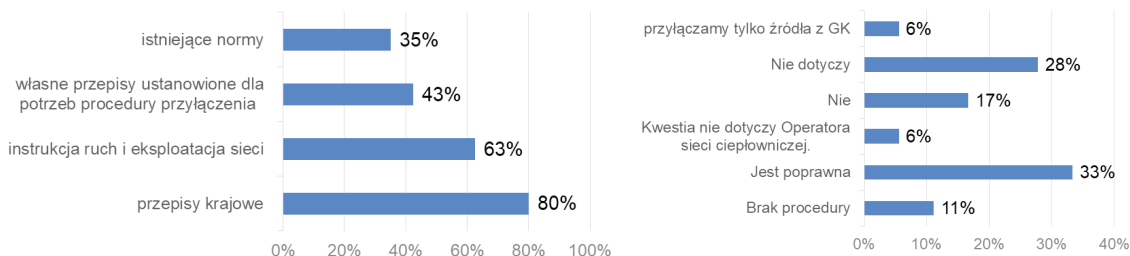


(c) operatorzy systemów ciepłych

Rys. 29. Czy operator posiada standardy przyłączania rozproszonych źródeł o mocy większej niż 500 kW?

Celem kolejnych pytań było uszczegółowienie informacji dotyczącej procedury przyłączania źródeł o mocy do 50 kW, czyli najbardziej popularnych we wspólnotach/klastrach energii. Większość (80%) respondentów wskazała na przepisy krajowe jako podstawę działań, ale pojawiają się także w znaczącym procencie własne przepisy operatora i Instrukcje Ruchu i Eksploatacji Sieci (rys. 30). Wymieniono również „indywidualną analizę skutków z uwzględnieniem parametrów i charakterystyk źródła oraz uwarunkowań rynkowych, przepisy europejskie”⁴. 33% operatorów uznało procedurę przyłączania do sieci rozdzielczej źródeł o mocy do 50 kW za poprawną, niewymagającą zmiany (rys. 30). W grupie operatorów elektroenergetycznych liczba podmiotów zadowolonych i niezadowolonych z istniejącej procedury rozłożyła się po połowie.

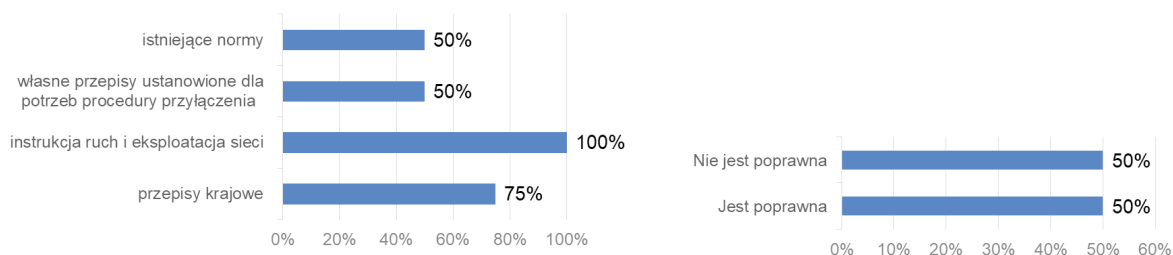
Sformułowano szereg propozycji modyfikacji procedury „poprzez zgłoszenie operatorowi”, przykładowo pojawiła się opinia, że „istniejąca procedura powinna być zmieniona pod kątem możliwości posiadania mikroinstalacji tylko w przypadku odbiorców rozliczających się na podstawie umowy kompleksowej. Obecne rozliczenia na umowach TPA są bardziej dyskryminujące niż na umowach kompleksowych”⁵.



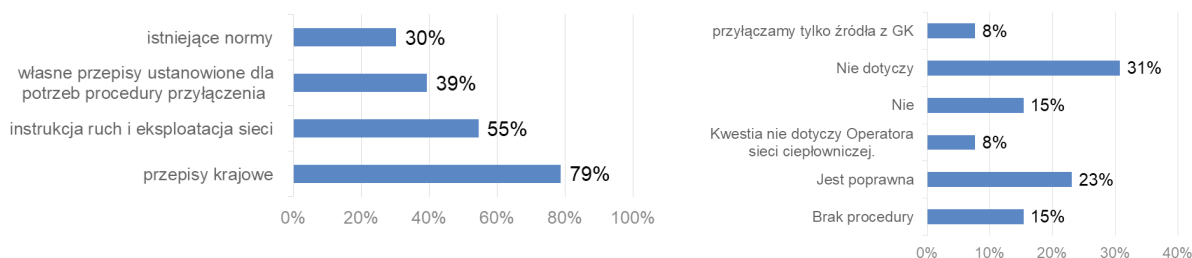
(a) wszyscy respondenci

4 ROZPORZĄDZENIE KOMISJI (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (NC RfG).

5 Pojawił się wniosek, aby art. 7 ust. 8d7 ustawy Prawo energetyczne otrzymał nowe brzmienie: „Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej: (1) potwierdza złożenie kompletnego zgłoszenia, o którym mowa w ust. 8d4, odnotowując datę jego złożenia; (2) jest zobowiązane dokonać przyłączenia do sieci mikroinstalacji na podstawie kompletnego zgłoszenia, o którym mowa w ust. 8d4, w terminie 30 dni od dnia dokonania tego zgłoszenia”. Zaproponowano także, aby zobowiązać podmiot ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej na podstawie zgłoszenia, o którym mowa w ust. 8d4 ustawy Prawo energetyczne, do uregulowania ze swoim sprzedawcą aktualnej umowy kompleksowej czy też umowy sprzedaży w zakresie zakupu/rozliczenia energii wprowadzonej do sieci OSD, w terminie 30 dni od dnia dokonania zgłoszenia do OSD.



(b) operatorzy systemów elektroenergetycznych



(c) operatorzy systemów ciepłych

Rys. 30. Co jest podstawą wyrażenia zgody na przyłączenie źródła o mocy do 50 kW (po lewej); czy istniejąca procedura jest poprawna, czy też powinna ulec zmianie (po prawej)?



(a) wszyscy respondenci

(b) operatorzy systemów elektroenergetycznych

(c) operatorzy systemów ciepłych

Rys. 31. Czy stwierdzono występowanie w sieci dystrybucyjnej problemów technicznych związanych z pracą źródeł rozproszonych?

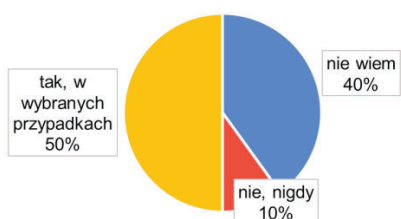
Współpraca rozproszonych źródeł energii z siecią zasilającą

Połowa wszystkich operatorów (51%, rys. 31) uważa, że rozproszone źródła energii nie wpływają negatywnie na sieci dystrybucyjne. Znacząco odmienne zdanie mają operatorzy systemów elektroenergetycznych. Podkreślają oni problemy z odkształceniem napięcia oraz jego wartością, szczególnie w obwodach nN z dużą liczbą prosumenckich instalacji PV (50%). W przypadku sieci ciepłowniczych wskazano na redukcję mocy źródła geotermalnego włączonego do powrotu sieciowego wraz ze spadkiem temperatury zewnętrznej, trudności z podłączeniami do sieci ciepłowniczej, regulacją ciśnienia i przepływów, szczególnie w okresie letnim, a także synchronizację.

Respondenci podkreślają, że zmienność mocy źródeł OZE utrudnia bilansowanie energetyczne, pogłębione dodatkowo przez niedoskonałość narzędzi do prognozowania generacji energii i/lub brak dostępu operatora do takiej informacji oraz brak możliwości sterowania źródłem z poziomu operatora.

W opinii respondentów właściciele źródeł, ze względu na utratę przychodów, coraz częściej domagają się odszkodowań za przerwy, także te związane z niezbędnymi wyłączeniami eksploatacyjnymi.

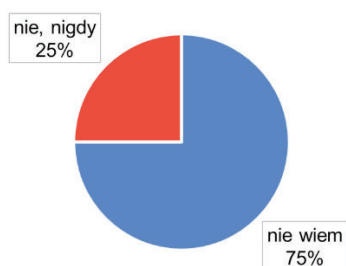
Zdaniem operatorów sieci elektroenergetycznej wszystkie rozproszone źródła energii elektrycznej większych mocy (w tym farmy wiatrowe) są wyposażone w układy umożliwiające monitorowanie ich pracy (rys. 32). Tych respondentów, którzy udzielili odpowiedzi TAK na pytanie (rys. 32) zapytano o listę mierzonych parametrów „jakościowych” – w większości przypadków (67%) wskazano na rejestratory klasy A (wg. normy PN EN 61000-4-30) jako podstawowy przyrząd pomiarowy, co jednoznacznie definiuje zbiór mierzonych wskaźników (rys. 33). Mierzone są więc wszystkie wskaźniki jakości, zgodnie z treścią Rozporządzenia Systemowego⁶. Pozyskane w ten sposób dane są gromadzone w pamięci lokalnej rejestratora (operatorzy elektroenergetyczni 75%, rys. 34). 25% respondentów nie posiada takiej informacji. Dla źródeł mniejszej mocy decyzja o instalacji stacjonarnego lub przenośnego rejestratora jest podejmowana w przypadku wystąpienia negatywnych zjawisk, których przyczyną może być zła jakość napięcia.



(a) wszyscy respondenci

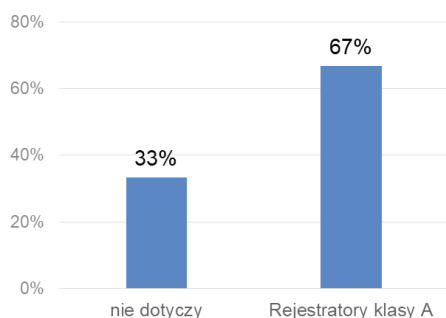


(b) operatorzy systemów elektroenergetycznych

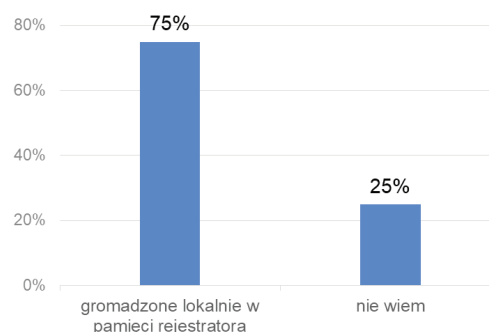


(c) operatorzy systemów ciepłych

Rys. 32. Czy w punkcie przyłączenia rozproszonych źródeł energii instalowane są rejestratory jakości napięcia?



Rys. 33. Rodzaj rejestratora stosowanego do pomiaru wskaźników jakości dostawy energii elektrycznej

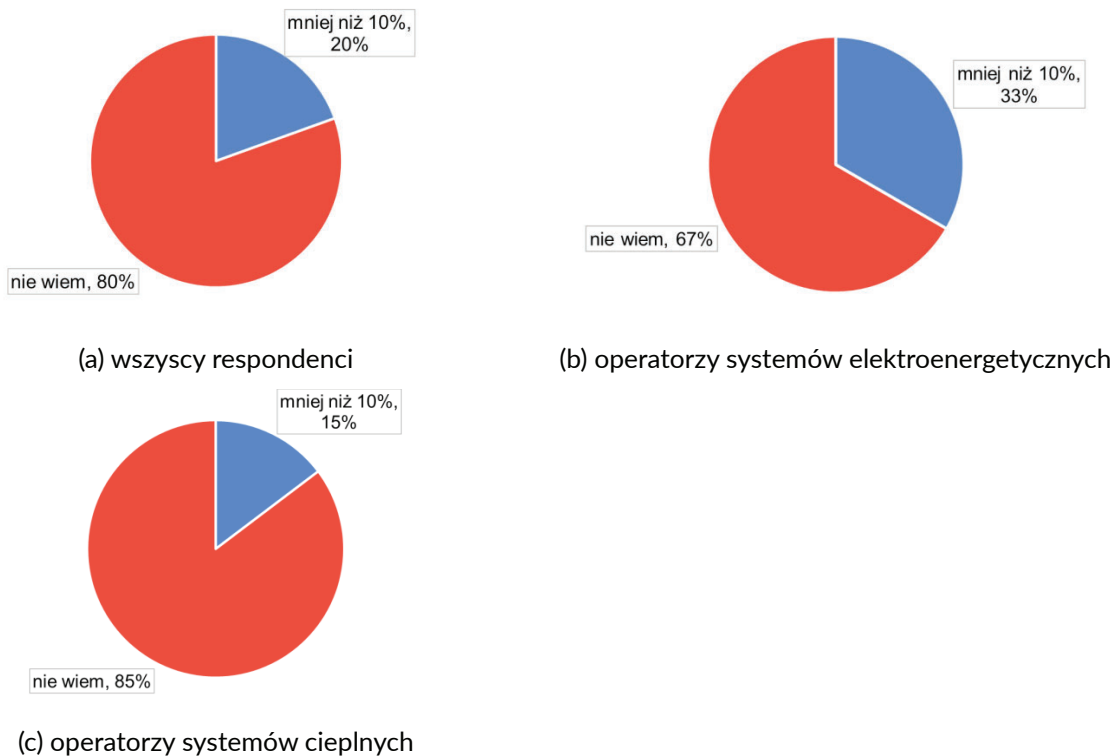


Rys. 34. Gdzie archiwizowane są dane z rejestratorów wskaźników jakości dostawy energii?

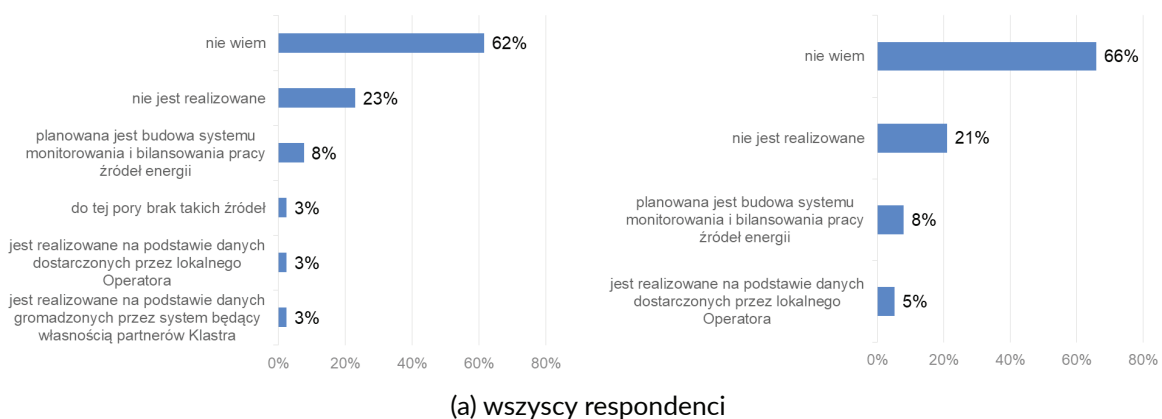
⁶ Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

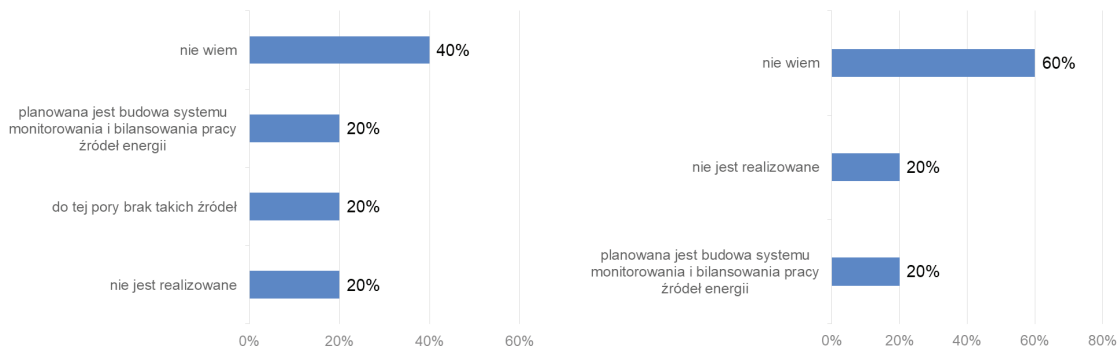
Bilansowanie mocy/energii rozproszonych źródeł i odbiorników w ramach klastrów

W ogromnej większości przypadków (80%) operatorzy nie potrafią oszacować poziomu lokalnej generacji w relacji do lokalnego zużycia energii w klastrach, które powstały na ich terenie (rys. 35). Nie posiadają także wiedzy na temat istnienia lub braku bilansowania energii wytworzonej w źródłach rozproszonych i konsumowanej w klastrach (rys. 36). W przypadku operatorów elektroenergetycznych współczynnik ten wynosi 40%. Realizacja ciągłego pomiaru mocy (rys. 37) jest uzależniona od wielkości źródła lub zobowiązań wynikających z podpisanej umowy. Pomiar jest obowiązkowy dla źródeł występujących o świadectwa pochodzenia, w tym źródeł „wiatrowych”.

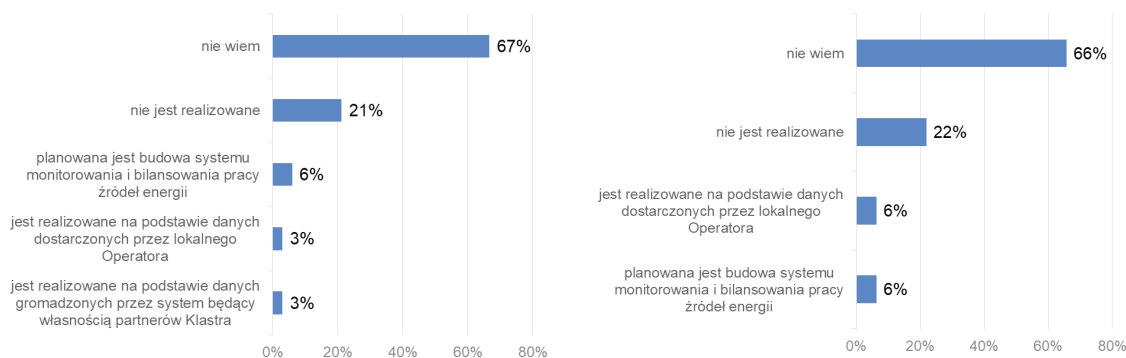


Rys. 35. Poziom generacji lokalnej w relacji do konsumpcji energii w ramach klastrów istniejących na obszarze działania operatora





(b) operatorzy systemów elektroenergetycznych

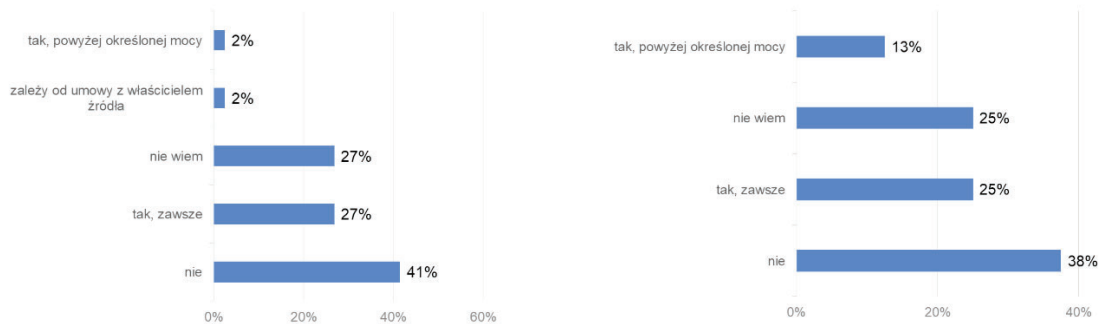


Energia wytwarzana

Energia konsumowana

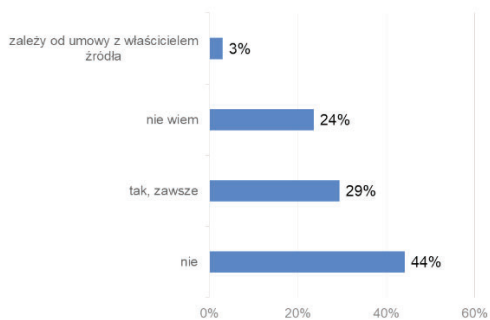
(c) operatorzy systemów ciepłych

Rys. 36. Czy zgodnie z wiedzą operatorów istnieje lokalne bilansowanie energii w ramach klastrów działających na ich obszarze?



(a) wszyscy respondenci

(b) operatorzy systemów elektroenergetycznych

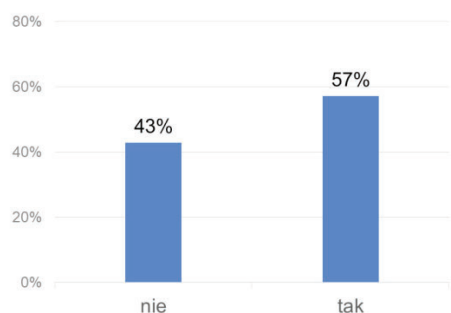


(c) operatorzy systemów ciepłych

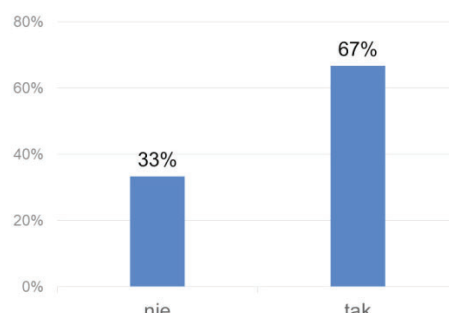
Rys. 37. Czy istnieje ciągły pomiar mocy źródła energii?

Dla źródeł powyżej 50 kW niefunkcjonujących w systemie świadectw pochodzenia pomiar mocy nie jest wymagany. Mikroinstalacje nie są objęte pomiarem energii wprowadzanej do sieci OSD.

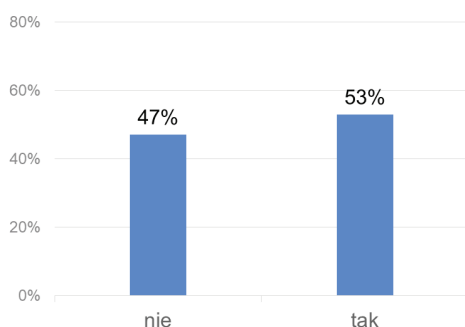
W większości przypadków (57% wszystkich operatorów, 67% operatorów elektroenergetycznych) dane o energii są centralnie archiwizowane i przechowywane około 5 (niekiedy 10) lat (rys. 39). Zebrane w ten sposób informacje są wykorzystywane głównie na potrzeby obsługi klientów przez działy sprzedaży lub eksploatacji sieci (rys. 40). Odbiorcy nie wykazują szczególnego zainteresowania tym rodzajem informacji.



(a) wszyscy respondenci

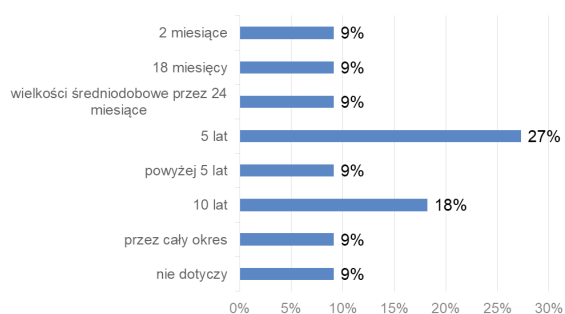


(b) operatorzy systemów elektroenergetycznych

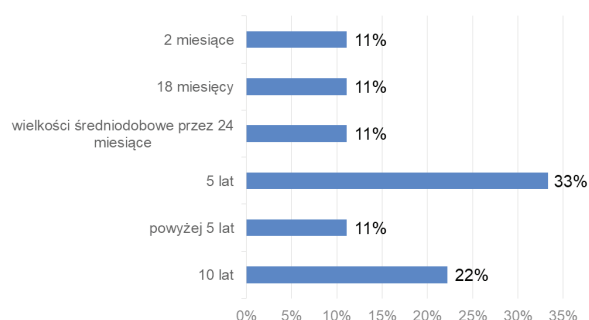


(c) operatorzy systemów ciepłych

Rys. 38. Czy prowadzona jest centralna archiwizacja danych pomiarowych mocy i energii generowanych przez źródła?

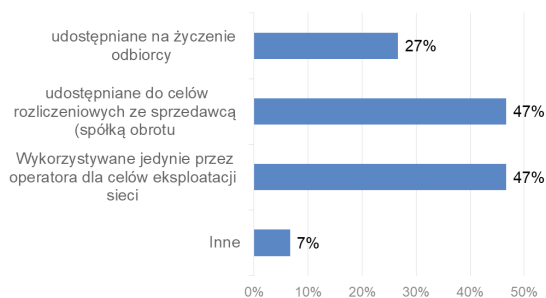


(a) wszyscy respondenci

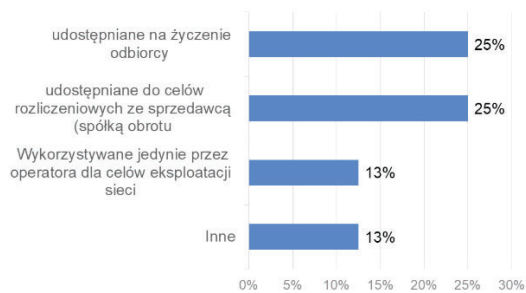


(b) operatorzy systemów ciepłych

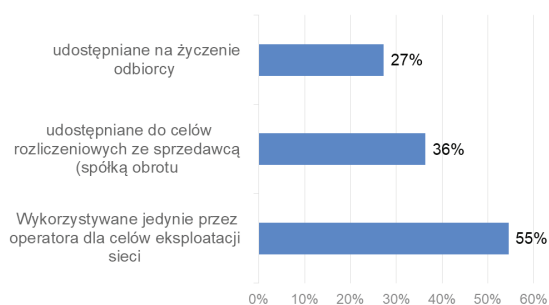
Rys. 39. Czas przechowywania zgromadzonych danych



(a) wszyscy respondenci



(b) operatorzy systemów elektroenergetycznych



(c) operatorzy systemów ciepłych

Rys. 40. Dane pomiarowe dotyczące generowanej energii są:

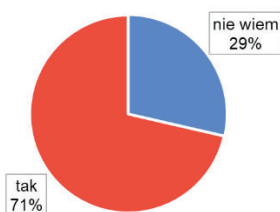
Oczekiwania dotyczące pojawienia się nowych rozwiązań technicznych i/lub technologicznych w infrastrukturze klastrów funkcjonujących na obszarze działania operatorów jak na razie nie spełniły się lub respondenci nie posiadają takich informacji (większość odpowiedzi). Odnotowano wzrost wykorzystania zbiorników ciepłej wody jako magazynów energii, wzrost liczby pomp ciepła, często w połączeniu hybrydowym z prosumenckimi instalacjami PV, pojawiają się instalacje ciepłne oparte o paliwo biomasowe oraz elektrownie gazowe, planowane są także nieliczne instalacje kogeneracyjne małej mocy.

Przyszłość klastrów – opinie i rekomendacje

21% respondentów dostrzega potrzebę zmian prawnych określających warunki funkcjonowania klastrów (71% w zbiorze operatorów elektroenergetycznych). Pozostali – 79% nie ma w tej sprawie zdania (91% operatorów systemów ciepłowniczych, rys. 41).



(a) wszyscy respondenci

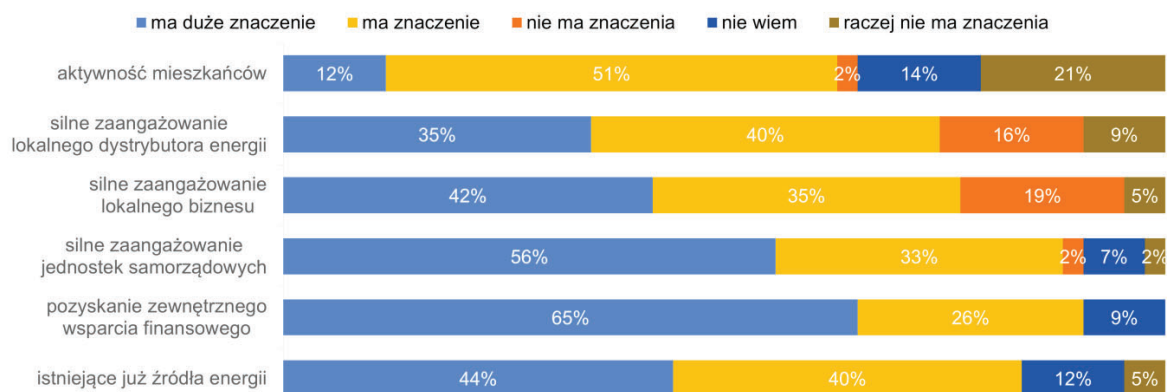


(b) operatorzy systemów elektroenergetycznych

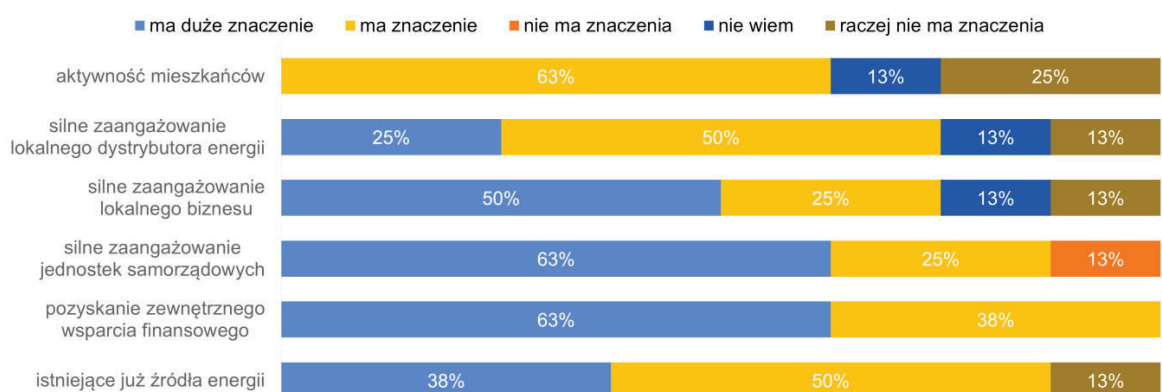


(c) operatorzy systemów ciepłych

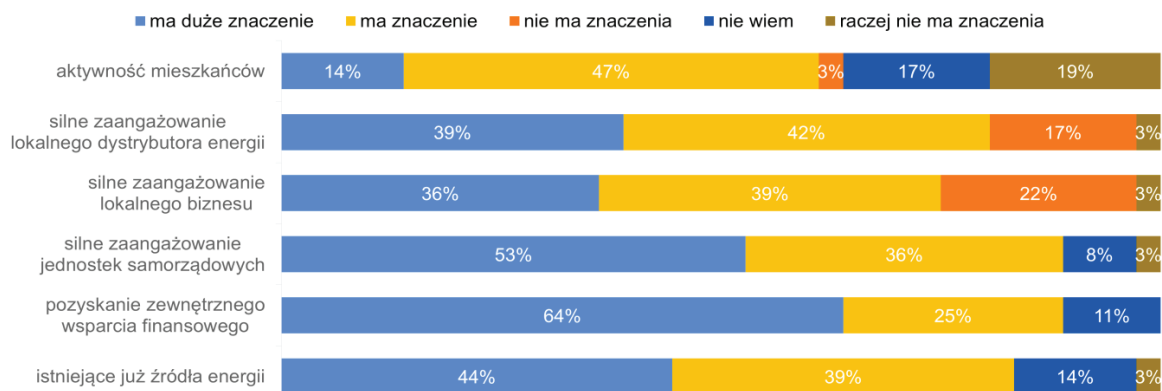
Rys. 41. Czy zdaniem operatora regulacje prawne określające warunki funkcjonowania klastrów energii powinny ulec zmianie?



(a) wszyscy respondenci



(b) operatorzy systemów elektroenergetycznych



(c) operatorzy systemów ciepłych

Rys. 42. Siła wpływu wyróżnionych czynników na rozwój klastrów energii

Jako czynniki utrudniające działanie klastrów oraz warunkujące ich współpracę z lokalnym operatorem wymieniono między innymi:

- doprecyzowanie mechanizmów funkcjonowania klastrów,
- uregulowanie formalnych relacji pomiędzy klastrem a OSD,
- zwolnienie ze stosowania ustawy PZP dla obrotu wewnątrzklastrowego,

- zwolnienie ze stosowania taryfikacji dla obrotu wewnątrzklastrowego,
- wprowadzenie taryfy przesyłowej dla klastrów uwzględniającej redukcję strat dystrybucji energii,
- udostępnienie lokalnych sieci energetycznych (w domyśle klastrów energii).

Wśród innych czynników mających wpływ na działalność i rozwój klastrów respondenci wymienili w szczególności pozyskanie zewnętrznego wsparcia finansowego (65%) oraz silne zaangażowanie jednostek samorządowych (56%) i lokalnego biznesu (42%) (rys. 42).

Podsumowanie

Zachęcamy do uważnej lektury wyników powyższej ankiety. Respondenci reprezentują bowiem opinie jednego z najważniejszych graczy na rynku energii, bez przychylności którego rozwój energetyki rozproszonej poprzez klastry energii z pewnością nie zakończy się sukcesem. W tekście starano się nie komentować opinii respondentów, ograniczając się wyłącznie do przedstawienia wyników ankiety. Poza jednym wyjątkiem, ankieta pokazuje wyraźnie znacząco większe zaangażowanie w rozwój klastrów i szerzej – energetyki rozproszonej operatorów sieci elektroenergetycznych w porównaniu z operatorami sieci ciepłowniczych. Formułując dalsze wnioski, warto je skonfrontować z ankietą „koordynatorów klastrów”. Niekiedy odmienna perspektywa spojrzenia na te same problemy może być źródłem ciekawych konkluzji.

ANALIZA WYMAGAŃ TECHNICZNYCH I FUNKCJONALNYCH LOKALNEGO OBSZARU BILANSOWANIA

Wstęp

W artykule omówiono założenia projektu budowy lokalnego obszaru bilansowania poprzez analizę technicznych i funkcjonalnych wymagań stawianych tego typu rozwiązaniom, a także omówiono poszczególne fazy realizacji już wdrożonego i zakończonego projektu budowy klastra energii.

W pierwszej części pracy przedstawiono rozważania teoretyczne związane z celami stawianymi lokalnym obszarom bilansowania, takimi jak zwiększenie efektywności energetycznej czy zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego. Omówiono również zadania niezbędne do zrealizowania w początkowej fazie projektu, takie jak inwentaryzacja istniejącej generacji oraz elementów automatyki sieciowej.

W drugiej części pracy na przykładzie zrealizowanego rzeczywistego projektu budowy lokalnego obszaru bilansowania zaprezentowano kolejne kroki realizacji takiego przedsięwzięcia. Podano szczegółowe informacje na temat wytypowanego obszaru: przyłączonych źródeł oraz magazynów energii, zainstalowanych w sieci elementów automatyki sieciowej i infrastruktury AMI, a także na temat odbiorców oraz sposobów zasilania analizowanego obszaru.

Cele budowy lokalnego obszaru bilansowania

Cele budowy lokalnego obszaru bilansowania można podzielić na ekonomiczne oraz strategiczne z punktu widzenia lokalnego obszaru. Wśród celów ekonomicznych należy przede wszystkim wymienić optymalizację kosztów energii elektrycznej ponoszonych przez podmioty objęte lokalnym obszarem bilansowania oraz zwiększenie ich efektywności energetycznej. Najprostszym przykładem działań prowadzących do osiągnięcia takiego celu jest ładowanie zasobnika energii w dolinie zapotrzebowania, natomiast oddawanie energii z zasobnika w szczycie zapotrzebowania na energię elektryczną. Celem strategicznym dla danego obszaru może być natomiast znaczne zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego podmiotów objętych takim projektem.

Niezależnie od powyżej wymienionych celów, budowa lokalnego obszaru bilansowania może być wykorzystywana potrzebą zwiększenia możliwości przyłączenia odnawialnych źródeł energii, np. po wyczerpaniu możliwości przyłączenia źródeł w danym obszarze sieciowym dotychczas nieobjętym strukturą klastra energii [1].

Analiza wytypowanego obszaru

W ramach projektu budowy lokalnego obszaru bilansowania wytypowano teren, który został następnie objęty projektem koncepcyjnym oraz technicznym budowy tego typu rozwiązania. W początkowej fazie budowy lokalnego obszaru bilansowania zostały przeprowadzone następujące działania:

- inwentaryzacja istniejącej generacji z uwzględnieniem możliwości regulacji mocy źródła (może zostać przeprowadzona z podziałem na typy generacji),

- inwentaryzacja istniejących odbiorców,
- inwentaryzacja istniejących elementów automatyki sieciowej oraz infrastruktury komunikacyjnej,
- inwentaryzacja istniejących zasobników energii.

W kolejnym kroku na podstawie uzyskanych danych oceniane są zapotrzebowanie na moc oraz możliwość wykorzystania lokalnych źródeł i zasobników energii. Niezbędne jest również przeprowadzenie analizy potrzeb w zakresie instalacji elementów automatyki sieciowej oraz w zakresie systemu sterowania lokalnym obszarem bilansowania.

Wytypowany obszar był zasilany trzema liniami SN z pobliskiego GPZ-tu. Zestawienie mocy maksymalnych oraz minimalnych w poszczególnych polach liniowych przedstawiono w tabeli 1. W skład wytypowanego obszaru wchodziły następujące elementy systemu elektroenergetycznego:

- farmy wiatrowe,
- źródła prosumenckie,
- kogeneracyjne jednostki wytwórcze: biogazownia i elektrociepłownia,
- magazyn energii (instalowany w ramach projektu),
- farma fotowoltaiczna (instalowana w ramach projektu),
- odbiorcy z powiatu objętego projektem,
- elementy automatyki sieciowej,
- elementy infrastruktury AMI,
- urządzenia do zdecentralizowanego zarządzania obciążeniem na poziomie odbiorców (DADR).

Pobór mocy	Pole nr 1 Linia SN nr 1	Pole nr 2 Linia SN nr 2	Pole nr 3 Linia SN nr 3
P_{max}	4,8	3,5	4,3
P_{min}	-3,6	0	0
Q_{max}	1,3	1,1	0,5
Q_{min}	-0,3	-0,3	-0,4
$P_{\acute{s}r}$	0,9	1,9	1,1
$Q_{\acute{s}r}$	0,2	0,3	-0,1

Tabela 1. Moce maksymalne i minimalne w poszczególnych polach liniowych zasilających lokalny obszar bilansowania

Inwentaryzacja generacji oraz odbiorców

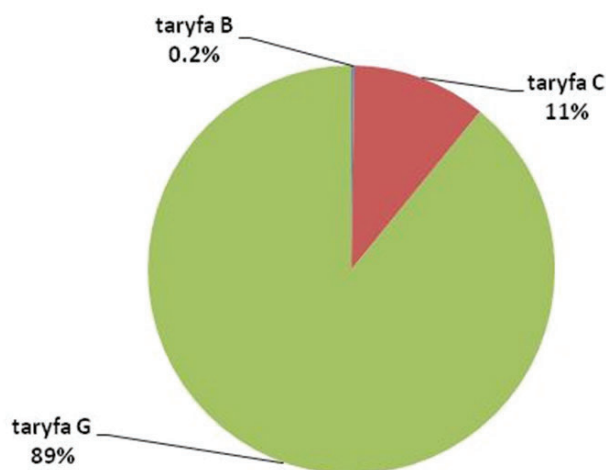
W tabeli 2 przedstawiono wykaz istniejącej i planowanej generacji w lokalnym obszarze bilansowania. Na rys. 1 zobrazowano strukturę odbiorców na podstawie grupy taryfowej, natomiast na rys. 2 przedstawiono zapotrzebowanie na energię elektryczną w poszczególnych miesiącach. Najniższe zapotrzebowanie na energię elektryczną wystąpiło w czerwcu, a najwyższe w styczniu. W ramach inwentaryzacji wytypowanego obszaru dokonano również analizy poboru mocy czynnej przez odbiorców w dniach największe-

go oraz najmniejszego zapotrzebowania. Dniem największego zapotrzebowania w roku 2016 okazał się 8 stycznia, natomiast dniem najmniejszego zapotrzebowania był 8 maja. Dane przedstawiono na rys. 3.

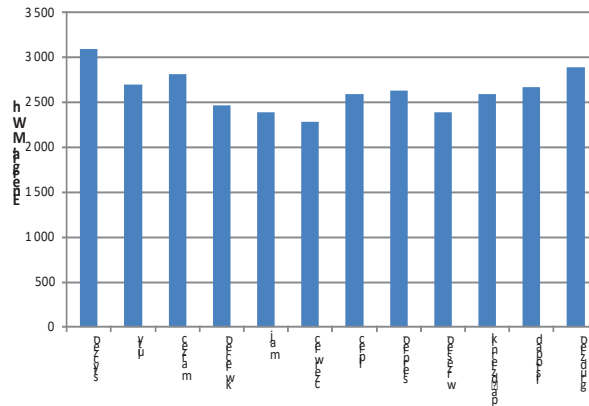
W kolejnym kroku pozyskano dane na temat ilości energii wyprodukowanej w poszczególnych miesiącach z generacji zlokalizowanej w obszarze LOB, zestawiono je z danymi zapotrzebowania, a efekt zaprezentowano na rys. 4. Procentowy udział energii wyprodukowanej w źródłach na obszarze LOB przedstawiono w zapotrzebowaniu w poszczególnych miesiącach na rys. 5. Na rys. 6 zobrazowano zmienności generacji i zapotrzebowania na podstawie danych historycznych z okresu 1 roku (od 1.05.2015 do 1.05.2016).

Nazwa/lokalizacja	Moc [kW]	Miejsce przyłączenia
Farma wiatrowa	3 200	Do lini SN
Farma wiatrowa	1 600	Do lini SN
Farma wiatrowa	600	Do lini SN
Farma wiatrowa	600	Do lini SN
Biogazownia	2x400	Do stacji SN/nn
Elektrownia fotowoltaiczna	82	Do sieci SN
Elektrownie fotowoltaiczne	8	Do sieci nn
Elektrociepłownia	11 000	Do GPZ

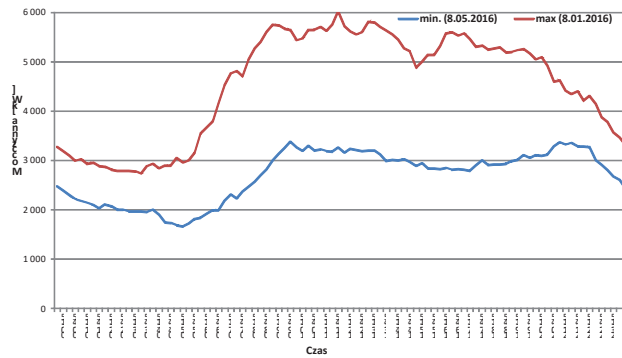
Tabela 2. Wykaz istniejącej i planowanej generacji



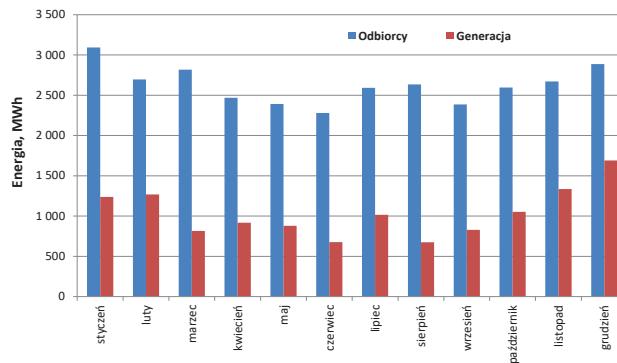
Rys. 1. Struktura odbiorców na podstawie grupy taryfowej



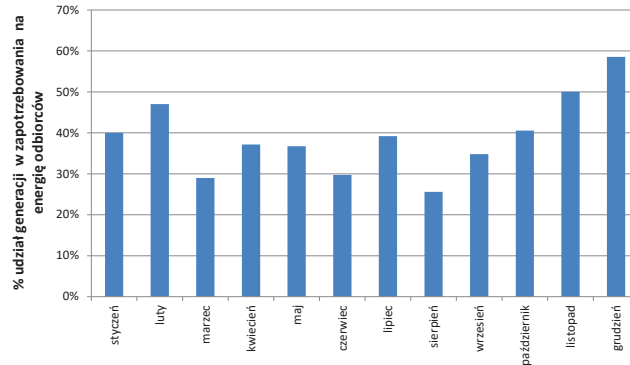
Rys. 2. Zapotrzebowanie na energię elektryczną w poszczególnych miesiącach



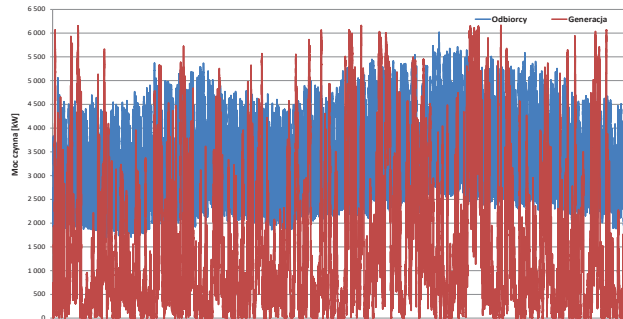
Rys. 3. Krzywe mocy czynnej w dzień największego zapotrzebowania (8.01.2016) oraz w dzień najmniejszego zapotrzebowania (8.05.2016)



Rys. 4. Zestawienie ilości energii wytworzonej przez generację w obszarze LOB z zapotrzebowaniem w poszczególnych miesiącach



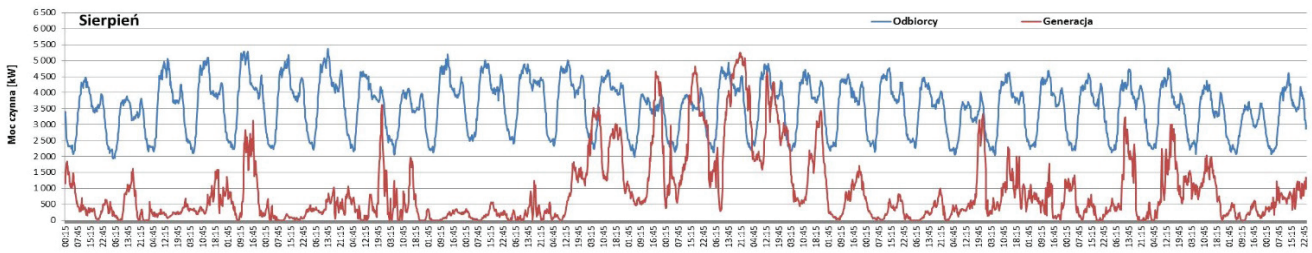
Rys. 5. Procentowy udział energii wyprodukowanej w źródłach na obszarze LOB w zapotrzebowaniu w poszczególnych miesiącach



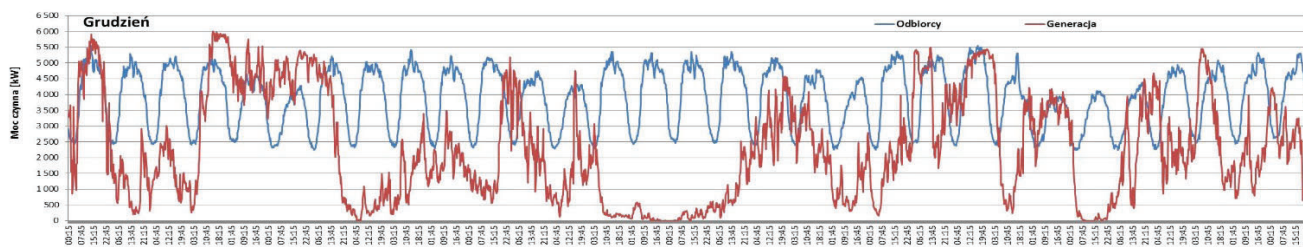
Rys. 6. Zmienności generacji i zapotrzebowania na podstawie danych historycznych z okresu 1 roku

Zmienność generacji i zapotrzebowania w sierpniu i grudniu przedstawiono na rys. 7 oraz rys. 8. Analizując dane przedstawione na rys. 8, można stwierdzić, że w grudniu wystąpiło około 15 dób, w których generacja w okresie całej doby (nielicząc) lub przez jej część była wyższa od zapotrzebowania. Taka sytuacja miała również miejsce kilkakrotnie w szczycie obciążenia. Najprawdopodobniej jest to związane z obecnością generacji wiatrowej wchodzącej w skład generacji objętej lokalnym obszarem bilansowania, która w miesiącach zimowych odznacza się znacznie wyższą produktywnością niż w miesiącach letnich.

Stany, w których generacja przewyższa zapotrzebowanie w analizowanym obszarze, to stany, w których można wykorzystać możliwości oferowane przez zasobnik energii.



Rys. 7. Zmienność generacji i zapotrzebowania w sierpniu (kolorem niebieskim oznaczono zapotrzebowanie, czerwonym generację)



Rys. 8. Zmienność generacji i zapotrzebowania w grudniu
(kolorem niebieskim oznaczono zapotrzebowanie, czerwonym generację)

Wymagania funkcjonalne zasobnika energii

Do budowy zasobnika energii wykorzystano dwie dwukierunkowe przetwornice napięcia o łącznej mocy 800 kVA oraz baterię akumulatorów o pojemności 1,6 MWh. Wymagania funkcjonalne stawiane zasobnikowi energii w projekcie przedstawiały się następująco:

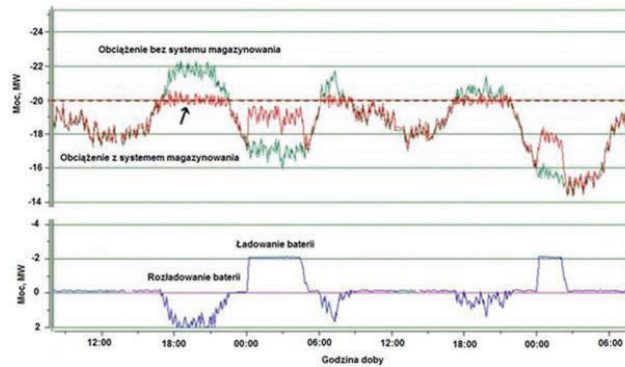
- minimalizacja strat sieciowych,
- zmniejszenie zużycia energii dzięki funkcji CVR (Conservation Voltage Reduction),
- zmniejszenie kosztów energii elektrycznej dzięki optymalizacji kontraktów na zakup i sprzedaż energii,
- poprawa niezawodności zasilania odbiorców,
- maksymalizacja mocy zainstalowanej OZE przy zachowaniu wartości napięć w dopuszczalnych granicach,
- kompensowanie zmienności generacji z OZE,
- stabilizacja wymiany mocy pomiędzy LOB a systemem elektroenergetycznym.

Wymagania techniczne zasobnika energii:

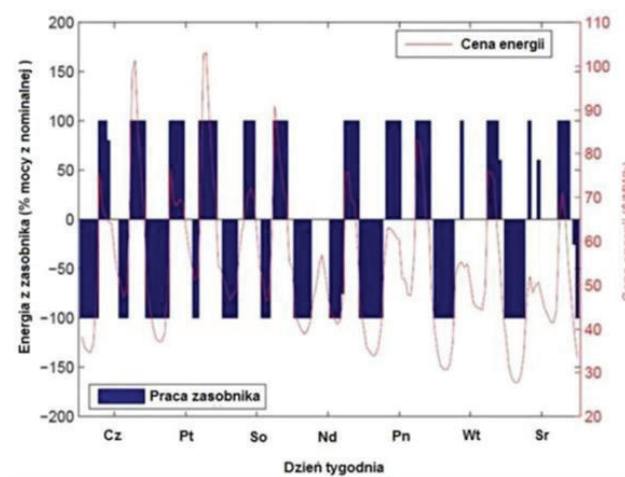
- możliwość pracy dla szerokiego zakresu wartości napięć,
- moc przekształtnika pozwalająca na kompensowanie zmienności OZE w analizowanym obszarze,
- moc zasobnika pozwalająca na spłaszczenie krzywej zapotrzebowania,
- możliwość regulacji napięcia, szeroki zakres poboru/generacji mocy biernej,
- pojemność zasobnika dostosowana do wielkości odbiorów wchodzących w skład LOB.

Na rys. 9 przedstawiono przebiegi obciążenia (kolor czerwony) oraz mocy zasobnika energii (kolor niebieski) obrazujące tryb pracy zasobnika dla potrzeb bilansowania technicznego. W szczytowym okresie zapotrzebowania zasobnik oddaje energię, natomiast w dolinie zapotrzebowania zasobnik jest ładowany.

Na rys. 10 przedstawiono krzywą cen energii w okresie jednego tygodnia oraz moc i energię pobieraną lub oddawaną przez zasobnik w ramach pracy programowej dla potrzeb handlowych. W ramach pracy programowej dla potrzeb handlowych jako dane wejściowe algorytmu sterującego pracą zasobnika, oprócz danych dotyczących stanu przekształtnika, wykorzystywane są informacje o cenie energii w danym przedziale czasowym.



Rys. 9. Praca programowa zasobnika dla potrzeb bilansowania technicznego



Rys. 10. Praca programowa zasobnika dla potrzeb handlowych

Obniżenie kosztów dostaw energii elektrycznej uzyskuje się przez:

- obniżenie strat sieciowych,
- obniżenie kosztów zakupu energii (praca programowa dla potrzeb handlowych),
- brak konieczności realizacji niektórych inwestycji sieciowych dzięki ochronie linii przed przeciążeniami,
- obniżenie kosztów wytwarzania przez źródła konwencjonalne dzięki zmianie punktu pracy na skutek działania zasobnika,
- zmniejszenie kosztów bilansowania – zmniejszenie wymaganej rezerwy mocy na konwencjonalnych jednostkach wytwórczych.

Poprawa niezawodności zasilania odbiorców może odbywać się za pomocą:

- likwidacji mikroprzerw w zasilaniu, przy wykorzystaniu naładowanego magazynu energii,
- wyłączania najmniejszego dopuszczalnego obszaru w przypadku wystąpienia zakłócenia po jego automatycznym zlokalizowaniu z wykorzystaniem modułu FDIR.

Wykorzystanie funkcji FDIR jest możliwe w przypadku zainstalowania zdalnie sterowanych łączy oraz urządzeń zabezpieczeniowych, które są skomunikowane z nadrzędnym układem sterowania. Rozpoczęcie pracy modułu FDIR następuje w momencie zadziałania zabezpieczenia (wyłącznika) na zakłócenie. Na podstawie sygnałów z zabezpieczeń zainstalowanych w obsługiwanym przez moduł fragmencie sieci następuje w czasie rzeczywistym lokalizacja miejsca zwarcia (zakłócenia). Na podstawie informacji o lokalizacji zakłócenia oraz danych o topologii sieci układ nadrzędnego sterowania wyznacza uszkodzony fragment

sieci oraz otwiera najbliższe łączniki z obu stron w celu izolacji uszkodzonej sekcji. Przywrócenie zasilania jest realizowane przy maksymalizacji zasilanego obszaru i minimalizacji wymaganej liczby operacji łączeniowych. W przypadku gdy uszkodzony fragment sieci zostanie naprawiony, moduł FDIR może rozpocząć sekwencję przywrócenia zasilania wyłączzonego obszaru, przywracając konfigurację sieci do stanu sprzed zadziałania zabezpieczeń. W [1] przedstawiono koncepcję implementacji systemu FDIR w oparciu o Multi Agent Systems, co stanowi realizację sterowania rozproszonego, w którym agenci stanowią autonomiczne układy sterowania.

Kompensacja zmienności generacji odnawialnej ma za zadanie ograniczyć wahania mocy spowodowane dużą dynamiką zmian źródeł OZE. Wahania mocy powodują zmiany napięć w części węzłów. Celem kompensacji zmienności generacji z OZE jest zmniejszenie liczby operacji łączeniowych podobciążeniowego przełącznika zaczepek przy zachowaniu wymaganego poziomu napięć. W celu implementacji tej funkcji niezbędne jest wyznaczenie dopuszczalnej zmienności generacji odnawialnej, która nie powoduje pogorszenia parametrów napięciowych przy zachowaniu liczby przełączeń zaczepek w ciągu doby. W kolejnych krokach niezbędne jest wykonanie badań z użyciem modelu symulacyjnego badanego układu. Funkcję kompensacji zmienności generacji z OZE można zastosować z ograniczeniem mocy ładowania, mocy rozładowania i pojemności maksymalnej lub bez tych ograniczeń.

Ochrona elementów sieci przed przeciążeniem dla prognozowanych stanów sieci jest realizowana przy użyciu algorytmu wyznaczającego harmonogram pracy magazynu energii na podstawie zaprognozowanych n-stanów sieci. Wyznaczane są wymagania wartości mocy oraz pojemności zasobnika. Algorytm w wersji bez ograniczeń mocy ładowania, rozładowania i pojemności może być użyty w fazie koncepcyjnej projektu do wyznaczenia wymaganych parametrów magazynu lub rozważenia wytypowania alternatywnego obszaru, w którym zostałby zaimplementowany lokalny obszar bilansowania.

Wnioski

Na podstawie doświadczeń nabytych podczas realizacji projektu można sformułować następujące wnioski odnośnie do wymagań technicznych i funkcjonalnych lokalnego obszaru bilansowania. Niezbędne jest indywidualne podejście do każdej rozpatrywanej propozycji budowy lokalnego obszaru bilansowania ze względu na indywidualnych charakter sieci elektroenergetycznej oraz obiektów do niej przyłączonych, które byłyby objęte tego typu projektem.

Największym ograniczeniem oraz aspektem wymagającym największych prac modernizacyjnych jest zbiór elementów sterowanych w obszarze rozpatrywanym pod kątem stworzenia lokalnego obszaru bilansowania. Z kolei elementem dającym znacznie szersze możliwości, ale również wymagającym największych nakładów finansowych, jest zasobnik energii.

W artykule omówiono jedną z funkcjonalności lokalnego obszaru bilansowania, jaką jest ochrona sieci przed przeciążeniami w prognozowanych n-stanach sieci. Algorytm używany do realizacji funkcji celu w wersji bez ograniczeń mocy oraz pojemności może być używany na etapie typowania obszaru do implementacji lokalnego obszaru bilansowania. Użycie algorytmu pozwala uzyskać wymaganą moc oraz pojemność magazynu dla danego fragmentu sieci elektroenergetycznej, a zatem umożliwia zgrubne oszacowanie wymaganych nakładów finansowych koniecznych do poniesienia w celu budowy LOB na danym obszarze.

Bibliografia:

- [1] J. Jemielity, Ł. Czapla, P. Kolendo Budowa lokalnego obszaru bilansowania (LOB) jako elementu zwiększenia bezpieczeństwa i efektywności energetycznej pracy systemu dystrybucyjnego, praca zbiorowa, Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk, Gdańsk 2016.
- [2] L. Chia-Hung, Ch. Hui-Jen, Ch. Chao-Shun, L. Chung-Sheng, H. Chin-Ying, Fault Detection, Isolation and Restoration Using a Multiagent-based Distribution Automation System, Industrial Electronics and Applications, ICIEA 2009, Xi'an 2009.

BILANSOWANIE – OBOWIĄZEK CZY POTRZEBA?

Obowiązek bilansowania

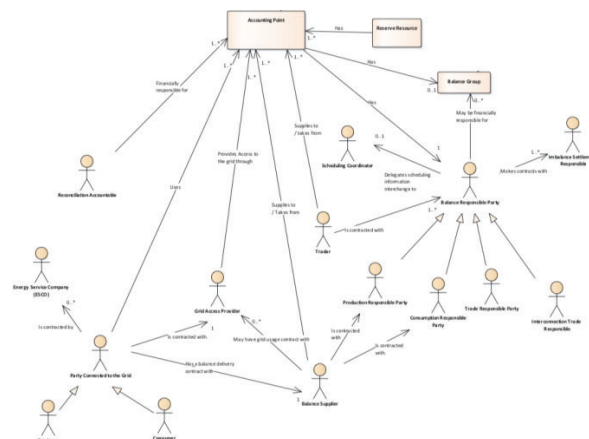
Zgodnie z prawem energetycznym bilansowanie systemu [Art. 3 pkt 23a) PE] jest rozumiane jako równoważenie zapotrzebowania na energię elektryczną z jej dostawami. Jest to obowiązek nałożony wprost na operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) oraz na operatora systemu przesyłowego (OSP). Tę funkcję należy rozumieć jako bilansowanie techniczne.

Prawo energetyczne definiuje ponadto dwa pojęcia związane z handlową odpowiedzialnością za zachowanie bilansu energii – „bilansowanie handlowe” [Art. 3 pkt 40) PE] oraz „podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe” [Art. 3 pkt 42) PE]. Bilansowanie handlowe polega zgodnie z prawem na zgłaszaniu do OSP umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez użytkowników systemu i na prowadzeniu z nimi rozliczeń różnicy rzeczywistej ilości dostarczonej albo pobranej energii elektrycznej i wielkości określonych w tych umowach dla każdego okresu rozliczeniowego.

Pomimo braku jasno określonych kryteriów pełnienia roli POB, uzależnienie tej roli od zgłoszeń umów sprzedaży do OSP jednoznacznie przenosi ciężar określenia zasad funkcjonowania POB na operatora rynku bilansującego, czyli PSE SA. Zgodnie z obowiązującą IRIESP, warunkiem pełnienia funkcji POB jest posiadanie zawartej umowy o świadczenie usług przesyłania [2.1.1.2. IRIESP]. Nie wymaga się jednak fizycznej zdolności do poboru lub wytwarzania energii.

Role na rynku energii

Organizacja ENTSO-E zdefiniowała wszystkie role oraz funkcje (domeny) rynku energii w dokumencie „The Harmonised Electricity Market Role Model”, określając jednocześnie relacje pomiędzy poszczególnymi elementami rynku. Niezwykle istotną rolę odgrywa w tym zestawieniu relacji podmiot odpowiedzialny za bilansowanie (balance responsible party). Jest to odpowiednik zdefiniowanego w polskim prawie POB.



W modelu europejskim „relacja jeden do wielu” występuje pomiędzy punktem rozliczeniowym (accounting point), który w uproszczeniu można traktować jak pojedynczy PPE, a grupą bilansową (balance group), która odpowiada w polskiej nomenklaturze jednostce grafikowej danego sprzedawcy energii. Ta relacja

handlowa potwierdza, że odpowiedzialność za odchylenia powstałe w punkcie rozliczeniowym (tzw. niezbilansowanie) są przenoszone na spółkę obrotu.

Z drugiej strony, w przytoczonym modelu rynku energii rola OSD ograniczona jest do zapewnienia dostępu do sieci oraz do zarządzania pomiarami. Na rynku polskim OSD ma obowiązek zapewnienia dostępu do mocy i energii wszystkim przyłączonym do sieci podmiotom. Dostęp rozumiany jest jako możliwość korzystania z energii o odpowiednich parametrach częstotliwości i napięcia. Należy zwrócić uwagę na fakt, że ENTSO-E skupia się na warstwie handlowej rynku energii, stąd bilansowanie techniczne nie jest odzwierciedlone w przytoczonym dokumencie.

Rola klastra na rynku energii

Kluczowym zdaje się zatem rozstrzygnięcie, kto w kontekście klastrów energii powinien zająć się bilansowaniem handlowym. Klaster w swojej istocie jest zbiorem uczestników rynku – zarówno wytwórców, jak i odbiorców. Każdy z odbiorców posiada wybranego POB – co ważne, mogą to być różni POB.

Funkcja klastra nie jest sprecyzowana na poziomie europejskim. W modelu ENTSO-E w 2018 r. pojawiła się co prawda, obok odbiorcy i wytwórcy, funkcja ESCO, czyli podmiotu świadczącego usługi dla rynku energii, jednak w swojej istocie klaster energii jest odmiennym bytem.

Celem funkcjonowania klastrów jest rozwój energetyki rozproszonej, co przekłada się na wzrost bezpieczeństwa energetycznego na poziomie lokalnym. Stymulacja inwestycji w rozproszone lokalizacyjnie źródła niewielkiej mocy napotyka w większości na bariery ekonomiczne, ponieważ lokalni inwestorzy podlegają analogicznym zasadom co wytwórcy zawodowi. Uczestnictwo w rynku hurtowym jest kosztowne, wymaga wysokiego zaangażowania zasobów i przede wszystkim wiąże się z zobowiązaniem do dostawy energii. Koszt inwestycji przy niewielkim wykorzystaniu źródła może wpływać na nieopłacalność funkcjonowania klastra.

Klaster energii powinny uprościć procedury przyłączenia i obsługi źródeł rozproszonych. Jednym z istotnych elementów tego procesu jest bilansowanie źródła, który to proces – szczególnie w przypadku OZE – jest kosztowny z uwagi na nieprzewidywalność produkcji pojedynczego źródła.

Na rynku energetycznym klaster reprezentowany jest przez koordynatora, który zgodnie z ustawą wypełnia wszystkie obowiązki nałożone prawem energetycznym na odbiorców i wytwórców. Innymi słowy – jest łącznikiem wszystkich elementów klastra z rynkiem hurtowym. Taką rolę dla powszechnego odbiorcy pełni sprzedawca energii.

Istnieje zatem realna potrzeba bilansowania handlowego na poziomie klastra, które spełni następujące warunki:

- 1) umożliwi obniżenie kosztów bilansowania OZE poprzez wykorzystanie efektu skali;
- 2) zapewni zgodność z modelem polskiego i europejskiego rynku energii elektrycznej;
- 3) będzie mimo uproszczenia wymuszało na odbiorcach i wytwórcach minimalizację błędów prognozowania – bilansowanie musi kosztować (ekonomicznie) dla dobra systemu.

W oparciu o dostępną wiedzę na temat idei klastra energetycznego i bieżących uwarunkowań rynkowych oraz o trendy energetyczne, sformułowano trzy koncepcje bilansowania klastrów: handlowy, łączny i wyspowy.

Model handlowy bilansowania klastra

Model handlowy bilansowania klastra zakłada, że wszystkie podmioty klastra korzystają z usług tego samego POB (podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie). Jest to rozwiązanie zdecydowanie najprostsze, ale należy jasno stwierdzić – możliwe nawet bez wdrożenia instytucji klastra energetycznego. Jego podstawową wadą jest brak wykorzystania potencjału lokalnego na cele lokalne, co stoi w sprzeczności z ideą

klastra. Wynika to z faktu, że każdy PPE rozliczany jest w oparciu o indywidualne umowy dystrybucyjne – czyli jedynie na poziomie handlowym energia wytworzona wewnątrz klastra jest rozliczana wewnątrz niego. Fizycznie oczywiście następuje wewnętrzny przepływ, ale nie jest on odzwierciedlony w wartości pomiarowej całego klastra – dzieje się to nadal indywidualnie dla każdego PPE.

Około 60% kosztów zakupu stanowi energia elektryczna. Pozostałe 40% to opłaty dystrybucyjne. Zakładając jedynie handlowy poziom wykorzystania energii elektrycznej produkowanej wewnątrz, każda wyprodukowana megawatogodzina wewnątrz klastra wpływa na zmianę ceny zakupu energii elektrycznej. Pozornie udział kosztów obrotu jest najwyższy w sumie kosztów ponoszonych przy zakupie energii. Z uwagi na technologię produkcji energii wewnątrz klastrów (zwykle OZE o wysokim koszcie inwestycji) należy jednak przyjąć, że koszt produkcji energii wewnątrz klastra może być wyższy niż oferowana na rynku energia z sieci. Jedynym beneficjentem jest potencjalne zastąpienie źródła energii elektrycznej z sieciowego na lokalny. Rozliczenie takiej formuły według zasad rynkowych może wpłynąć na potencjalne obniżenie kosztów zakupu energii. Jednakże jest to obarczone istotnym ryzykiem rynkowej zmiany ceny.

Co wydaje się najbardziej problematyczne, to brak istotnej różnicy dla klastra w przypadku, gdyby energia wytworzona wewnątrz klastra sprzedana została na zasadach rynkowych lub w ramach rozliczenia wewnętrznego odbiorców klastra. Efekt ekonomiczny będzie bardzo zbliżony. Ten model opiera się na możliwościach, które istnieją na rynku bez wdrożenia instytucji klastra energetycznego.

Model bilansowania łącznego klastra

Model bilansowania łącznego klastra opiera się na zasadzie, że wszystkie podmioty klastra są powiązane poziomem niższym niż poziom rynku energii. Wymaga stworzenia niejako wirtualnego PPE, które jest sumą wszystkich pojedynczych PPE. W sferze odpowiedzialności za bilansowanie handlowe jest to rozwiązanie tożsame z rozwiązaniem nr 1 – gdzie rolę agregatu PPE pełni miejsce bilansowania (MB) w sieci. Pomiaru agregowane są na innym poziomie, jednak skutek reprezentacji na rynku jest taki sam – nadal jeden POB odpowiada za bilansowanie całego klastra.

Model wirtualny, poprzez utworzenie swego rodzaju agregatu PPE, może dodatkowo wprowadzać możliwość agregowania pomiarów. Co za tym idzie, poszczególne rozliczenia składników dystrybucyjnych byłyby inne niż w przypadku modelu handlowego.

W przypadku stawek zmiennych agregacja wewnątrz klastra energetycznego wprowadzałaby możliwość sumowania pomiarów poboru i wytwarzania energii. Oznaczałoby to rozliczanie się z wartości netto zużycia – pomniejszonych o wytworzoną energię wewnątrz klastra.

W przypadku stawek stałych możliwe byłoby natomiast ograniczenie wartości zamawianej mocy w stosunku do sumy pojedynczo zamawianych mocy przez indywidualnie występujące na rynku odbiory. Im większe zróżnicowanie klastra, tym większy mógłby być uzysk.

Jest to model bardzo spójny z definicją klastra, stymulujący rozwój wewnętrznego wytwarzania, ponieważ traktuje ekwiwalentnie energię wytworzoną oraz energię zakupioną i wprowadzoną do sieci elektroenergetycznej.

Model bilansowania wyspowego

Wizja samowystarczalnego energetycznie klastra energii jest oczywiście, biorąc po uwagę trendy w energetyce rozproszonej, wizją bardzo pożądaną – w pełni spójną z założeniami utworzenia klastra.

Technicznie realizacja tej wizji wymagałaby przyjęcia do klastra wszystkich odbiorców znajdujących się na jego terytorium – jest to niezbędne do uniezależnienia dużego obszaru od sieci OSD. Rozważając taki model, należy dodatkowo zwrócić uwagę na fakt, że zachowanie restrykcyjnych norm jakościowych (częstotliwość, napięcie) wewnątrz sieci średniego i niskiego napięcia w oparciu o źródła OZE i generację rozproszoną może być bardzo trudnym wyzwaniem.

Wydaje się ponadto, że pełne uniezależnienie od energetyki zawodowej nie jest celem klastrów. Wpływ klastrów na działalność OSD jest nieunikniony. Realizowanie polityki bezpieczeństwa energetycznego nie może wpłynąć na ograniczenie inwestycji sieciowych.

Net metering a proces inwestycyjny OSD

Wdrożenie modelu wirtualnej elektrowni skutkowałoby wieloma zmianami po stronie OSD i wymagałoby rozliczenia usług dystrybucji. Swego rodzaju rewolucją byłoby wprowadzenie net meteringu – i to nie na poziomie odbiorcy, ale klastra, który może zrzeszać wielu odbiorców o różnych charakterystykach.

Proces taryfikacji premiuje dziś wolumen energii obciążonej stawką dystrybucyjną, wobec czego każde jego obniżenie (a takowym jest net metering) wpływa na redukcję przychodu regulowanego. Potencjalne obniżenie poziomu inwestycji w OSD jest realne. Co gorsza, w przypadku klastrów inwestycje mogą zostać ograniczone lokalnie, do terenów gmin, w których działają poszczególne klastry. W dłuższej perspektywie może się to negatywnie odbić na jakości i stabilności dostaw energii elektrycznej w danym regionie.

Można przyjąć, że wdrożenie net meteringu bez mechanizmów stymulujących inwestycje sieciowe dla sektora dystrybucji będzie miało zgubny wpływ na poziom niezawodności sieci. Odpowiedź na akademickie pytanie: „Czy klastr może zastąpić sieć OSD?” jest przecząca. Jak zatem polski rynek powinien podejść do bilansowania klastrów energii, aby z jednej strony umożliwić klastrów uzysk ekonomiczny z tytułu pokrycia popytu podażą wewnętrzną, a z drugiej zapewnić stały poziom dostępności mocy na wypadek awarii, zmiany warunków atmosferycznych, zdarzeń wpływających na obniżenie produkcji energii wewnątrz klastra?

Model rynku usług systemowych

Analogiczny problem związany z ubytkiem wolumenu produkcji jest obserwowany w sektorze wytwórczym, gdzie odbiorcy systemowi są ograniczani z uwagi na preferowaną generację OZE. Podobnie też, niestabilność OZE wymusza na wytwórcach konwencjonalnych zapewnienie dostępności mocy w systemie. Problem ten został rozwiązany tymczasowo poprzez wprowadzenie usługi rezerwy interwencyjnej (tzw. rezerwy zimnej), dzięki czemu nawet bloki odstawione na kilka tygodni mogły być przez ten czas utrzymywane w gotowości do pracy.

Docelowo rynek mocy wprowadzony od 2021 r. będzie zapewniał dostateczny poziom mocy wytwórczych w systemie elektroenergetycznym. Takie rozwiązanie w sektorze wytwórczym gwarantuje stabilność inwestycji pomimo dużej niepewności wolumenu produkcji, który jest kluczowym elementem oceny rentowności źródeł wytwórczych. Wydaje się zasadnym, że utrzymywanie mocy wytwórczych w KSE powinno być zbieżne z możliwością dostarczenia tej mocy do odbiorców. Taki stan powinna zapewnić niezawodna sieć.

Zarządzanie dynamiczne bilansem energii

Innym kluczowym zagadnieniem dla bilansowania energii elektrycznej wewnątrz klastra jest dostępność informacji pomiarowej odpowiedniej jakości. Zarówno dynamika zmian, jak i niewielka skala klastrów (w porównaniu do skali energetyki zawodowej) wzmacniają potrzebę posiadania danych na podstawie profili zapotrzebowania i produkcji pojedynczych odbiorców i źródeł. Wymaga to nie tylko odpowiedniej infrastruktury pomiarowej, ale zwłaszcza warstwy narzędzi informatycznych zdolnych do analizy pozyskanych danych.

Z punktu widzenia bilansowania wartość dla klastra energii elektrycznej stanowi nie tyle wiedza powykonawcza, co prognoza. Aby uchwycić możliwość predykcji zachowań odbiorczych, a jednocześnie poprawnie przewidywać generację energii elektrycznej w OZE, potrzeba bardzo złożonego modelowania prognostycznego z wykorzystaniem np. sieci neuronowych.

Idąc tym tropem, niemożliwe jest właściwe zarządzanie bilansem energetycznym klastra bez aplikacji systemowych wspieranych przez szczegółowe opomiarowanie wszystkich jego kluczowych elementów. Koordynator klastra nie będzie w stanie podejmować właściwych decyzji związanych z jego bilansowaniem bez wiedzy na temat indywidualnych warunków partycypantów.

Zapewnienie właściwego opomiarowania wiąże się z ułożeniem procesu zarządzania danymi szczegółowymi u poszczególnych OSD. Idealnie byłoby, gdyby dostęp do profilu dobowo-godzinowego miał główny użytkownik licznika. Udostępnianie takich danych z liczników rozliczeniowych w trybie online jest kwestią przyszłości, obecnie jeszcze nie funkcjonuje. Spowodowane jest to w większości ograniczeniami systemowymi aplikacji służących akwizycji danych z liczników inteligentnych (nikt nie zbiera danych dobowo-godzinowych odbiorców końcowych w trybie natychmiastowym). Dodatkowo kwestie związane z przepustowością transmisji danych z liczników także wymagają kompromisu w stosunku do zbieranych danych.

Rola OSD w bilansowaniu handlowym

Bezspornie dostępność danych pomiarowych w granulacji godzinowej lub bardziej szczegółowej, na indywidualnym dla uczestników klastra poziomie, wpływa korzystnie na możliwość wdrożenia i stosowania systemowego wsparcia dla predykcji profilu dobowo-godzinowego klastra.

W celu obsługi klastra możliwe jest wdrożenie platformy wymiany informacji pomiarowej w trybie dynamicznym, umożliwiającym szybkie reagowanie na zmiany w poziomie poboru lub wytwarzania energii. Pozwoli to na zapewnienie niskiego poziomu odchyłeń bilansowych, a co za tym idzie podniesie zdolności planowania i zarządzania wymianą energii z siecią. Uczestnikiem takiej platformy powinien być naturalnie koordynator klastra, który dzięki informacjom mógłby zapewniać najwyższą jakość danych i prognoz.

Co więcej, umożliwiłoby to wykształcenie konkurencyjnego rynku koordynatorów klastrów, gdzie jednym z elementów konkurencji mógłby być poziom kosztów związanych z zarządzaniem popytem i podażą. Jest to jednak wizja obarczona pewnym ryzykiem – nie wydarzy się bez rozsądnego podejścia do danych pomiarowych uczestników klastrów. Wymaga to dokonania szeregu istotnych uzgodnień z poszczególnymi OSD.

Podsumowanie

Bilansowanie jest dziś obowiązkiem każdego odbiorcy, przy czym często jest świadczone niepostrzeżenie. W przypadku klastrów, których domeną staje się zarządzanie portfelem wytwórczym i odbiorczym, bilansowanie może odgrywać większą rolę. Warunkiem jest przeniesienie kosztu bilansowania klastra bezpośrednio na rynek hurtowy. Bilansowanie pozostaje przy tym w obowiązku koordynatora klastra.

Idea klastra nie jest dziś do końca wzmocniana przez uwarunkowania rynkowe – wymuszenie wysokiego poziomu wytwarzania może być wspierane poprzez wprowadzenie preferencyjnych warunków zakupu usługi dystrybucyjnej (tzw. net metering). Takie wdrożenie nie może odbyć się poprzez obniżenie przychodów regulowanych dystrybucji, które w przeciwieństwie do finansów klastra służą przede wszystkim nowym inwestycjom sieciowym.

Wyzwaniem pozostaje model przeniesienia kosztów inwestycji na sieć, do której przyłączeni są poszczególni uczestnicy klastra. Teoretycznie taka sieć będzie zdecydowanie mniej obciążona, co wprost obniży poziom przychodów zależnych od wolumenów energii. W praktyce nie jest możliwe obniżenie przepustowości i potrzeb sieciowych na tym etapie rozwoju klastrów.

Rozwój modeli prognostycznych dla bilansowania wymagać będzie inwestycji zarówno po stronie OSD (dane pomiarowe, systemy akwizycji), jak i koordynatora klastra (system IT do zarządzania portfelem). Niepewny okres inwestycyjny może wpłynąć na wyhamowanie inwestycji, a w konsekwencji na ograniczenie rozwoju rynku bilansowania klastrów.

Bibliografia:

- [1] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz.U. 1997 nr 54 poz. 348 z późn. zm.).
- [2] Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. 2015 poz. 478 z późn. zm.).
- [3] Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej, Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci. Wersja 2.0 zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DPK-4320-1(4)/2011/LK z dnia 15 grudnia 2011 r. Tekst obowiązujący od dnia: 1 lutego 2017 r.
- [4] Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4 z dnia 10 września 2013 r.
- [5] J. Paska, *Wytwarzanie rozproszone energii elektrycznej i ciepła*, Warszawa 2010.
- [6] W. Mielczarski, *Rynki energii elektrycznej: wybrane aspekty techniczne i ekonomiczne*, Warszawa 2000.

SYNTEZA UKŁADU STEROWANIA PROSUMENCKIEGO ŹRÓDŁA NAPIĘCIA W SIECI ROZDZIELCZEJ

Wstęp

Celem artykułu jest przedstawienie wyników badań symulacyjnych dotyczących syntezy sterowania prosumenckimi źródłami energii, minimalizującego przesyłowe straty mocy w systemie elektroenergetycznym. Przyczyną podjęcia tej tematyki jest dynamiczny wzrost mocy i ilości OZE zainstalowanych u odbiorców prosumenckich. Prowadzi on do zbliżenia punktów wytwórczych energii elektrycznej do jej odbiorców, co generalnie zmniejsza obciążenie sieci rozdzielczych. Jednakże, w przypadku nieskonsumowania całości wytworzonej energii przez prosumenta, dochodzi do sytuacji, w której jej nadmiar jest wydawany do sieci rozdzielczej, końcowo podłączonej do krajowego systemu elektroenergetycznego przez transformator trójfazowy. Wydawana typowo w jednej fazie przez prosumenta energia na ogół nie trafia do innych odbiorców jednofazowych danej sieci rozdzielczej, lecz *via* transformator jest wydawana do sieci SN, na ogół w tej samej fazie. Jednocześnie odbiorcy jednofazowi podłączeni do innych faz sieci nn pobierają energię z sieci SN przez pozostałe fazy transformatora. Taka sytuacja generuje niepotrzebne straty mocy w linii SN, transformatorze rozdzielczym i sieci nn. Należy też zauważyć, że zainstalowana automatyka zabezpieczeniowa i sterująca transformatorów rozdzielczych często jest niedostosowana do przepływu mocy od strony nn do strony SN transformatora [1, 2].

Przedmiotem badań był układ modelowy, składający się z trójfazowego transformatora rozdzielczego o zmieniających skojarzeniach uzwojeń obu stron, współpracującego ze sterowanym źródłem sinusoidalnego napięcia jednofazowego w jednej fazie strony nn i odbiorami R / RL w dwóch pozostałych fazach, przy znamionowym zasilaniu strony SN. Badania przeprowadzono w celu:

1. określenia właściwego skojarzenia transformatora rozdzielczego, gwarantującego możliwość przepływu mocy czynnej od prosumenta do odbiorów podłączonych do sieci rozdzielczej nn, przy zachowaniu symetrii fazowych i przewodowych napięć transformatora,
2. określenia takiego sterowania amplitudy i fazy napięcia źródła zasilającego jedną fazę strony nn transformatora, aby moc ta nie była wydawana do sieci SN, lecz w całości była konsumowana przez odbiory w pozostałych fazach strony nn.

Spełnienie obu tych warunków minimalizuje straty mocy w transformatorze i straty przesyłowe w sieci SN.

Problem współpracy transformatora trójfazowego z odbiorami niesymetrycznymi i/lub nieliniowymi jest znany w literaturze [3, 4, 5, 6]. Rozpatrywany jest jednak głównie w kontekście niesymetrycznych lub nieliniowych obciążeń transformatora zasilanego symetrycznie lub niesymetrycznie. Na ogół głównym celem tych rozważań jest określenie strat mocy w transformatorze, przepływów mocy czynnej i bierniej oraz przebiegów czasowych prądów transformatora [7].

Problem sterowania inwerterami jednofazowych OZE pojawia się głównie w kontekście ich współpracy z siecią jedno- lub trójfazową [8] lub w kontekście integracji wielu jednofazowych OZE i sterowania przy-

plywem mocy od nich do jednofazowych odbiorów i magazynów energii elektrycznej (baterii akumulatorów) [9]. W takich sytuacjach często znajdują zastosowanie wielouzwojeniowe transformatory jednofazowe, do których uzwojeń podłączone są jednofazowe źródła, odbiory i magazyny energii elektrycznej [10]. Często stosuje się w takich sytuacjach częstotliwości znacznie wyższe od sieciowych 50/60 Hz [8, 9], korzystając z tego, że wszystkie źródła, odbiory i magazyny energii podłączone są do uzwojeń transformatora przez jednofazowe inwertery. Sterowanie inwerterów odbiorów jednofazowych współpracujących z siecią trójfazową pojawia się w literaturze również w kontekście likwidacji niesymetrii prądów i napięć fazowych sieci trójfazowej, powodowanych przez jednofazowość tych odbiorów [11]. W [12] poruszono problem doboru skojarzeń uzwojeń transformatora trójfazowego do pracy na odbiory nieliniowe, pod kątem minimalizacji strat mocy w transformatorze. Cechą wspólną wymienionych powyżej opracowań jest rozważanie transformatorów jednofazowych (dwu- lub wielouzwojeniowych) lub transformatorów trójfazowych złożonych z jednostek jednofazowych.

Problem odpowiedniego sterowania inwertera OZE koresponduje z publikacjami [13, 14, 15], poświęconymi tematowi stabilności pracy sieci nn i odpowiedniego w tym kontekście sterowania inwerterów OZE. Rozwiązania tych problemów są silnie uzależnione od impedancji sieci nn, a więc również od impedancji zwarciowej transformatora łączącego sieć nn z siecią SN. W [13] zaproponowano takie sterowanie inwerterów, które minimalizuje oscylacje prądu, napięcia i mocy w sieci nn z jednofazowymi OZE.

Wyznaczenie skojarzenia uzwojeń transformatora

Obliczenia symulacyjne wykonywano przez rozwiązywanie równań symbolicznych stanu ustalonego liniowego modelu transformatora trójfazowego z trójkolumnowym rdzeniem, dla różnych skojarzeń obu stron transformatora. Przyjęto model magnetycznie liniowy, tj. ze stałymi indukcyjnościami, ponieważ nieliniowość magnesowania rdzenia nie wpływa na rozptył prądów i mocy w transformatorze trójfazowym zasilanym napięciem znamionowym [16, 17]. Pominięto straty mocy w rdzeniu transformatora, jako relatywnie niewielkie i praktycznie stałe we wszystkich badanych sytuacjach, z uwagi na znamionowe napięcie zasilające transformator. Do numerycznego rozwiązywania równań wykorzystano pakiet MATLAB. Użyto danych transformatora rozdzielczego suchego: $S_N = 630$ kVA, $U_{1N} = 15$ kV, $U_{2N} = 400$ V, Dyn5, $I_{1N} = 24,5$ A, $I_{2N} = 910$ A, $f_N = 50$ Hz. Znamionowe straty mocy w uzwojeniach, tj. znamionowe straty obciążeniowe wynoszą $\Delta P_{CuN} = 7600$ W.

Wyniki obliczeń zawiera tabela 1. Wyniki te dotyczą sytuacji pracy ustalonej transformatora na odbiory rezystancyjne o wartości równej znamionowej impedancji transformatora ($R_L = U_{2Nphase} / I_{2Nphase}$) w fazach B, C strony nn transformatora i zasilaniu fazy A strony nn napięciem sinusoidalnym o amplitudzie zapewniającej znamionowy prąd i moc tej fazy: $U_{2A} = 1,04 \cdot U_{2Nphase}$. Strona SN jest zasilona napięciem znamionowym. Regulowany kąt fazowy napięcia U_{2A} odmierzany jest względem napięcia fazy A strony SN. Przez moc ujemną w tabeli 1 rozumie się moc wydawaną przez transformator do sieci zasilającej stronę SN lub dostarczaną do transformatora ze źródła napięcia podłączonego do fazy A strony nn. Przez moc dodatnią rozumie się moc pobieraną przez transformator od strony SN lub pobieraną z transformatora przez odbiory podłączone do faz B, C strony nn.

Tabela 1. Wyniki obliczeń transformatora SN/nn dla różnych skojarzeń uzwojeń. Wartości w nawiasach dotyczą tylko sytuacji połączenia strony SN w trójkąt i oznaczają fazowe moce czynne efektywnie wymieniane z siecią zasilającą, tj. obliczone z pominięciem składowej symetrycznej 0 prądów fazowych trójkąta.

Skojarzenie uzwojeń	I_{20} / I_{2N}	P_{2A} / S_N	P_{2B} / S_N	P_{2C} / S_N	P_2 / S_N	I_{10} / I_{1N}	P_{1A} / S_N	P_{1B} / S_N	P_{1C} / S_N	P_1 / S_N	$\Delta P_{Cu} / S_N$
Y_0Y_0	0,60	-0,28	0,30	0,30	0,32	0,60	-0,27	0,32	0,32	0,37	0,05
Yy_0	0,06	0,28	0,28	0,28	0,84	0	0,27	0,32	0,29	0,88	0,04
$Yy_0, U_{2A} = 1,2 \cdot U_{2Nphase}$ $\varphi_{2A} = -20^\circ$	0,30	-0,12	0,12	0,51	0,51	0	0,05	0,17	0,33	0,55	0,04
Dy_0	0,60	-0,28	0,30	0,30	0,32	0,60	-0,27 (-0,07)	0,32 (0,24)	0,32 (0,20)	0,37 (0,37)	0,05
Y_0z_0	0,68	-0,35	0,30	0,30	0,25	0	-0,04	0,02	0,32	0,30	0,05
Yz_0	0,68	-0,35	0,30	0,30	0,25	0	-0,04	0,02	0,32	0,30	0,05
Dz_0	0,68	-0,35	0,30	0,30	0,25	0	-0,04 (-0,04)	0,02 (0,02)	0,32 (0,32)	0,30 (0,30)	0,05

Wnioski z analizy wyników zaprezentowanych w tabeli 1 są następujące:

1. Transformator skojarzony Y_0Y_0 wydaje do sieci zasilającej moc czynną w fazie A strony SN, a pobiera w dwóch pozostałych. Praktycznie pracuje jak trzy oddzielne transformatory jednofazowe.
2. Transformator skojarzony Yy_0 pobiera mniej więcej taką samą moc czynną we wszystkich trzech fazach strony SN, co oznacza, że źródło napięcia podłączone do fazy A strony nn odbiera moc czynną. Po zmianie wartości amplitudy i fazy napięcia tego źródła na $U_{2A} = 1,2 \cdot U_{2Nphase}$, $\varphi_{2A} = -20^\circ$, transformator pracuje w sposób pożądaný, tj. moc czynna jest dostarczana do fazy A strony nn transformatora i odbierana przez odbiory podłączone do dwóch pozostałych faz. Jednakże odbywa się to kosztem istotnej dysymetryzacji napięć fazowych – napięcia fazowe transformatora wynoszą, kolejno dla faz A, B, C: 1,05, 0,73, 1,29 UNphase. Dlatego pojawia się istotna różnica pomiędzy mocą odbiorów fazy B (0,12) i fazy C (0,51), mimo ich identycznych impedancji.
3. W transformatorze skojarzonym Dy_0 większa część mocy dostarczanej do fazy A strony nn trafia do obciążeń w dwóch pozostałych fazach tej strony. Moc wydawana do sieci SN w fazie A jest w przybliżeniu zerowa (-0,07), a efektywny pobór mocy w fazach B, C jest obniżony (0,24 i 0,20 zamiast spodziewanych ok. 0,31 w każdej fazie). Jest to skutkiem pojawienia się prądu składowej zerowej wewnątrz trójkąta strony SN. Prąd ten przenosi moc czynną z fazy A do faz B i C, po czym moc ta jest transformowana z powrotem do odpowiednich faz strony nn. Całkowita moc pobierana z sieci SN wynosi dokładnie tyle samo, co przy skojarzeniu Y_0Y_0 (0,32), ale moce poszczególnych faz są mniejsze.
4. Dla transformatorów skojarzonych Y_0z_0 , Yz_0 , Dz_0 uzyskane wyniki są identyczne. Większa część mocy czynnej dostarczanej do fazy A strony nn trafia bezpośrednio do obciążeń w dwóch pozostałych fazach strony nn. Do sieci SN wydawana jest (w tej samej fazie strony SN) moc 0,04, a pobór mocy w fazie B wynosi tylko 0,02. Jest to skutkiem pojawienia się prądu składowej zerowej płynącego po stronie nn – transportuje on moc z zasilonej fazy A strony nn do faz obciążonych (praktycznie tylko do fazy B). Składowa 0 prądów nie pojawia się po stronie SN transformatorów Y_0z_0 , Dz_0 . Napięcia transformatora pozostają symetryczne, zarówno fazowe, jak i przewodowe. Straty mocy są takie, jak w innych połączeniach, mimo podwyższonej (w stosunku $2/\sqrt{3}$, tj. o 15,5%) rezystancji faz strony nn, z powodu większej liczby zwojów uzwojenia zygzakowego.

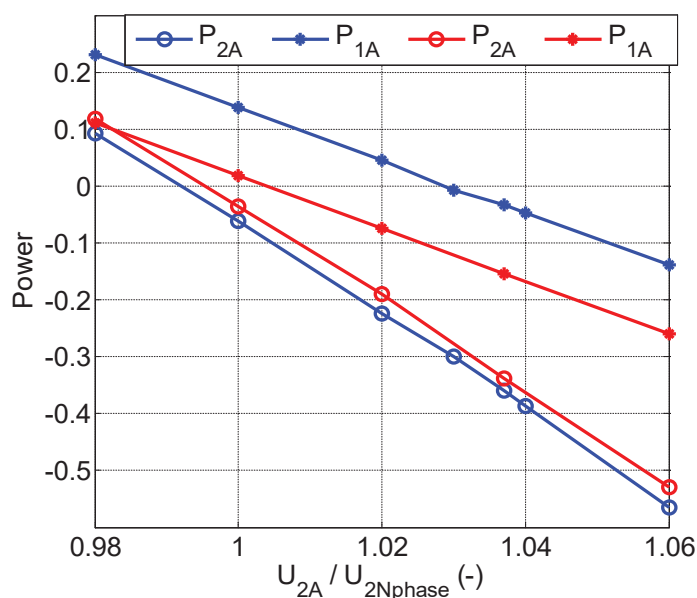
Podsumowując można stwierdzić, że za transport mocy czynnej z fazy zasilonej strony nn do faz obciążonych odpowiada składowa 0 prądów. Jednakże, przy połączeniu Y_0y_0 może ona wypłynąć do sieci zasilającej i dlatego moc czynna nie jest transportowana w pożądanym sposób, lecz wydawana do sieci SN. Przy połączeniu Yy_0 składowa 0 strony nn przenosi moc czynną pomiędzy fazami strony nn, ale kosztem istotnej desymetryzacji napięć fazowych transformatora. Przy połączeniu Dy_0 składowa zerowa prądów płynie po obu stronach transformatora, przy czym transport mocy czynnej zapewnia prąd składowej 0 płynący w trójkącie strony SN. Przy połączeniach Y_0z_0, Yz_0, Dz_0 składowa zerowa prądów zamyka się wyłącznie po stronie nn, co oznacza, że skojarzenie strony SN jest obojętne dla analizowanego przenoszenia mocy. Wnioski te są analogiczne do uzyskanych w [18].

Z analizowanych połączeń za najlepsze należy uznać połączenia Yz_0 i Dz_0 , ponieważ zapewniają one transport największej części mocy czynnej dostarczanej do fazy A strony nn transformatora, do odbiorów podłączonych do pozostałych faz strony nn. Jednocześnie połączenia te lepiej niż Dy_0 i znacznie lepiej niż Yy_0 utrzymują symetrię napięć fazowych i przewodowych transformatora.

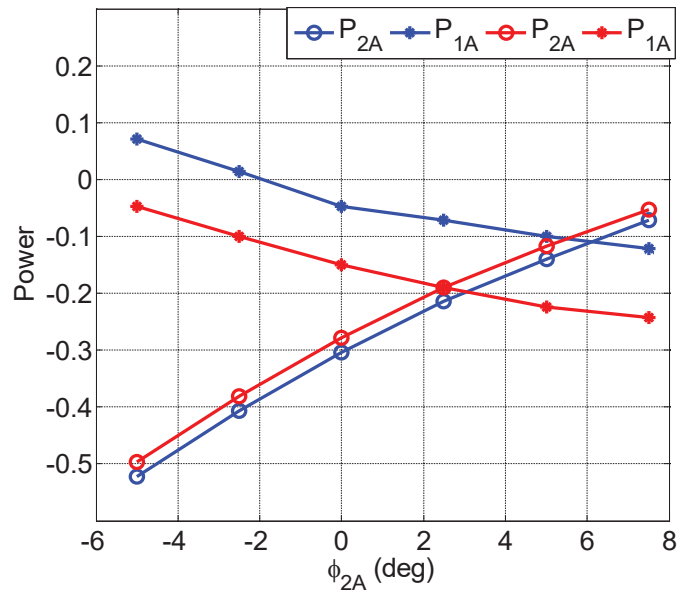
Sterowanie przepływem mocy w transformatorze

Na podstawie uzyskanych wyników obliczeń do dalszych symulacji przyjęto transformator skojarzony Yz_0 . Wielkościami sterującymi przepływem mocy są: wartość skuteczna oraz faza sinusoidalnego napięcia zasilającego fazę A strony nn. Wielkościami sterowanymi są: moc czynna P_{2A} dostarczana do fazy A strony nn (regulacja ma na celu utrzymanie zadanej stałej wartości tej mocy) i moc czynna P_{1A} fazy A strony SN (regulacja ma na celu utrzymanie nieujemnej jej wartości, czyli zablokowanie możliwości wydawania mocy czynnej do sieci SN przez fazę A transformatora).

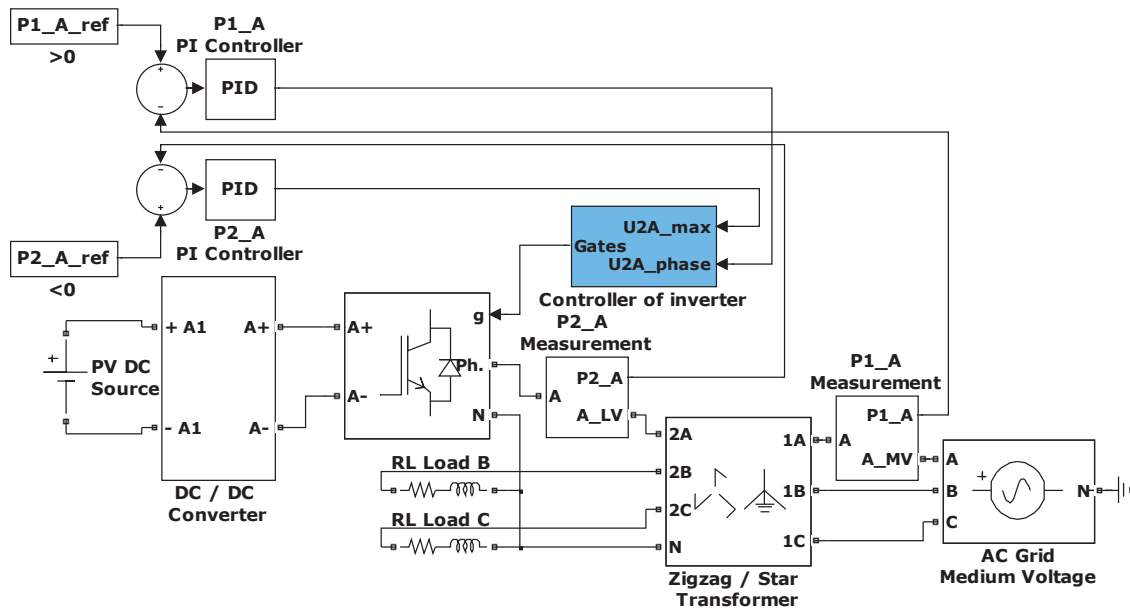
Zmienność obu tych mocy w funkcji wartości skutecznej sinusoidalnego napięcia zasilającego fazę A strony nn przedstawia rys. 1. Wynika z niego, że sterowanie obu mocy wartością skuteczną napięcia U_{2A} jest liniowe. Sterowanie fazowe tych mocy można uznać za w przybliżeniu liniowe – rys. 2. Na tej podstawie zdecydowano się na syntezę liniowego układu sterowania, opartego o dwa regulatory PI. Pierwszy z nich reguluje moc czynną P_{2A} za pomocą wartości skutecznej napięcia U_{2A} , drugi reguluje moc czynną P_{1A} za pomocą fazy tego napięcia – rys. 3.



Rys. 1. Sterowanie amplitudowe mocy P_{1A} i P_{2A} przy $\varphi_{2A} = 0$ (linia niebieska – obciążenie R, linia czerwona – obciążenie RL z $\cos\varphi = 0,8$)



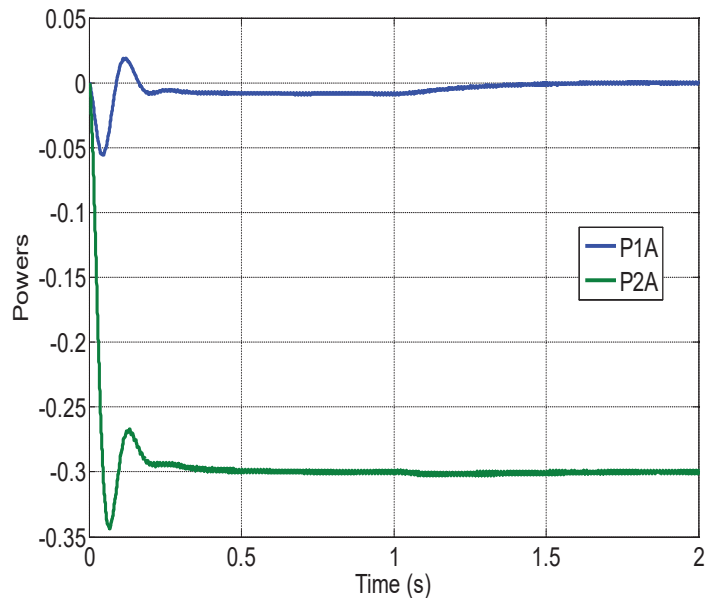
Rys. 2. Sterowanie fazowe mocy P_{1A} i P_{2A} przy $U_{2A} = 1,04 \cdot U_{2Nphase}$ (linia niebieska – obciążenie R, linia czerwona – RL z $\cos\varphi = 0,8$)



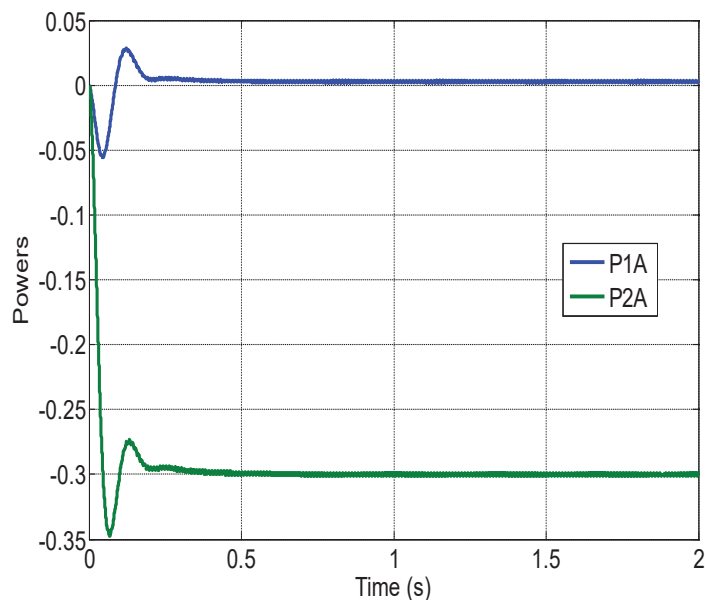
Rys. 3. Schemat układu automatycznej regulacji mocy P_{1A} i P_{2A} transformatora Yz₀

Przykładowe przebiegi dynamiczne procesu regulacji mocy P_{1A} i P_{2A} przedstawiają rys. 4 i 5, dla nastaw regulatora mocy P_{2A} : wzmacnienie $Kr = 0,0012 \text{ V}_{\text{max}}/\text{W}$, czas zdwojenia $Ti = 75 \text{ ms}$, oraz regulatora mocy P_{1A} : $Kr = 0,001 \text{ deg}/\text{W}$, $Ti = 75 \text{ ms}$. Przebiegi zaprezentowane na rys. 4 stanowią odpowiedź badanego układu na skok jednostkowy mocy referencyjnej $P_{2A} = 0,3 S_N$ w chwili czasowej $t = 0$ i skok mocy referencyjnej $P_{1A} = 0$ w chwili czasowej $t = 1 \text{ s}$. Jednoczesna regulacja obu mocy (skoki jednostkowe wartości referencyjnych

obu mocy j.w. w chwili czasowej $t = 0$) pokazana jest na rys. 5. Na obu rys. widoczna jest interakcja pomiędzy regulowanymi mocami. W praktyce eksploatacyjnej transformatora można ją uznać za akceptowalną, z uwagi na termiczną dopuszczalność widocznych wahań mocy i eksploatacyjnie akceptowalny czas ich trwania.



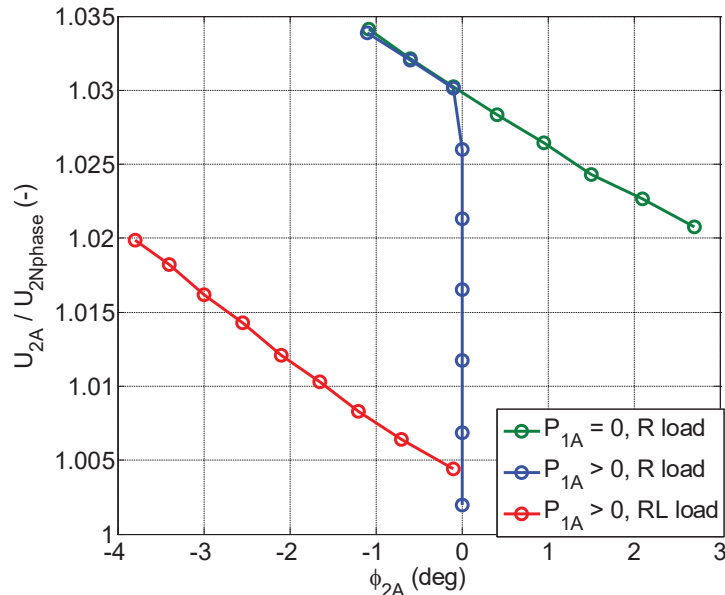
Rys. 4. Przebiegi czasowe obu regulowanych mocy, przy obciążeniu RL z $\cos\varphi = 0,8$



Rys. 5. Przebiegi obu regulowanych mocy w funkcji czasu, przy obciążeniu RL z $\cos\varphi = 0,8$

Rys. 6 przedstawia statyczne zależności wartości skutecznej napięcia U_{2A} od jego fazy, pochodzące z działania układu sterowania. Widoczne jest, że układ sterowania realizuje sterowanie po liniach prostych, ze zmianami wynikającymi z charakteru obciążeń (R vs. RL) i z dopuszczenia do poboru mocy czynnej przez fazę A strony SN ($P_{1A} > 0$). Negatywnie zwraca uwagę bardzo niewielka zmienność wartości napięcia steru-

jącego U_{2A} i również jego fazy. W praktyce może to spowodować konieczność szeregowego dołączenia do fazy A strony nn dodatkowego dławika, umożliwiającego zastosowanie większej wartościowo sterowania zarówno amplitudowego, jak i fazowego, łatwiejszego w realizacji.



Rys. 6. Charakterystyka amplitudowo-fazowa sterowania (linia zielona: $P_{1A} = 0$, obciążenie R; linia niebieska: $P_{1A} \geq 0$, obciążenie R; linia czerwona: $P_{1A} \geq 0$, obciążenie RL z $\cos\varphi = 0,8$)

Wnioski końcowe

W pierwszej części artykułu przedstawiono wyniki badań symulacyjnych wpływu skojarzenia uzwojeń trójfazowego transformatora rozdzielczego na przepływ mocy czynnej pomiędzy jego fazami, w sytuacji sinusoidalnego zasilania napięciowego jednej fazy strony nn, przy stronie SN zasilonej znamionowo. Podobnie jak w małym transformatorze trójfazowym, analizowanym w [18], ustalono, że moc czynna przenoszona jest pomiędzy fazami transformatora przez składową zerową prądów strony nn i strony SN. Za najlepsze skojarzenie strony nn transformatora uznano skojarzenie w zygzak, z uwagi na pojawiające się ograniczenie mocy czynnej wydawanej do sieci zasilającej stronę SN transformatora i utrzymywanie praktycznie stałych wartości skutecznych napięć fazowych transformatora. Przy tym skojarzeniu moc czynna przenoszona jest z zasilonej fazy strony nn do faz obciążonych przez składową zerową prądów strony nn. Ponieważ składowa ta nie transformuje się do strony SN transformatora, skojarzenie strony SN transformatora jest wówczas właściwie obojętne. Na podstawie tych wyników do dalszych badań przyjęto transformator skojarzony Yz_0 .

Podstawowym celem drugiej części badań było opracowanie układu sterowania, minimalizującego moc czynną wydawaną przez transformator do sieci zasilającej. Przy syntezie układu sterowania skupiono się na minimalizacji mocy wydawanej do sieci przez tę fazę strony SN transformatora, która odpowiada zasilonej fazie strony nn. Takie podejście przyjęto na podstawie obliczeń pilotażowych, które wykazały, że w przypadku wydawania mocy przez stronę SN transformatora Yz_0 , jej zdecydowana większość przypada na tę fazę, która jest fazą zasiloną od strony nn. Liniowy układ sterowania o pożądanych własnościach został opracowany i poddany badaniom symulacyjnym. Wykazały one jego poprawne działanie, zarówno w sensie statycznym, jak i dynamicznym. Układ sterowania minimalizuje moc czynną wydawaną do sieci przez fazę A strony SN, minimalizując w ten sposób straty mocy w transformatorze i straty przesyłowe

po stronie SN transformatora. Jednakże, stwierdzono jednocześnie pojawienie się w pewnych sytuacjach mocy czynnej wydawanej do sieci SN przez fazę B strony SN transformatora, niekontrolowaną przez układ sterowania. Nie jest również realizowana kontrola przepływu mocy biernych faz transformatora.

Dalsze badania powinny być ukierunkowane na opracowanie układu sterowania realizującego również kontrolę mocy czynnych wydawanych do sieci SN przez pozostałe fazy transformatora. Układ taki musi wykorzystywać trajektorie sterowania nieobecne na rys. 6. Należy zaznaczyć, że nie zostały przebadane żadne inne trajektorie niż te przedstawione na rys. 6. Na podstawie dotychczasowych badań nie można powiedzieć, jakim mocom czynnym i biernym faz transformatora odpowiadają punkty ćwierćpłaszczyzny przedstawionej na rys. 6, znajdujące się poza narysowanymi trajektoriami. Ustalenie tego wymaga dalszych badań. Możliwe jest, że wykorzystanie tych punktów pozwoli również na kontrolę mocy biernych faz.

Perspektywnym kierunkiem badań jest sterowanie wielu źródeł napięcia, podłączonych do różnych faz strony nn transformatora rozdzielczego, przez różnych prosumentów. Sterowanie takie musiałoby uwzględniać również rezultaty pracy [13]. Celem takiego sterowania byłoby również ograniczenie/wyeliminowanie wydawania mocy czynnej do sieci SN przez transformator rozdzielczy. Energia produkowana przez poszczególnych prosumentów niewątpliwie powinna być konsumowana w pierwszym rzędzie przez nich samych, a dodatkowo przez innych odbiorców włączonych do tej samej sieci nn, natomiast nie powinna być wydawana do sieci SN.

Bibliografia:

- [1] E.T. Jauch, *Maximizing Automatic Reverse Power Operations with LTC Transformers and Regulators*, IEEE Power Engineering Society Inaugural Conference and Exposition in Africa 2005, Durban 2005, s. 449–454.
- [2] A. Al-Riyami, K. Burt, G. Manhangwe, P. Pretlove, S. Georgiopoulos, *An Investigation into Alternatives to Directional Overcurrent Protection on Grid Transformers to Improve the Network Capacity to Accommodate Reverse Power Flow*, 12th IET International Conference on Developments in Power System Protection, Copenhagen 2014, s. 1–6.
- [3] J. Faiz, B.M. Ebrahimi, M. Ghofrani, *Mixed Derating of Distribution Transformers Under Unbalanced Supply Voltage and Nonlinear Load Conditions Using TSFEM*, "IEEE Transactions on Power Delivery" 2010, nr 25 (2), s. 780–789.
- [4] A.W. Kelley, S.W. Edwards, J.P. Rhode, M.E. Baran, *Transformer Derating for Harmonic Currents: A Wide-Band Measurement Approach for Energized Transformers*, "IEEE Transactions on Industry Applications" 1995, nr 35 (6), s. 1450–1457.
- [5] M.A.S. Masoum, P.S. Moses, A.S. Masoum, *Derating of Asymmetric Three-Phase Transformers Serving Unbalanced Nonlinear Loads*, "Transactions on Power Delivery" 2008, nr 23 (4), s. 2033–2041.
- [6] F. Aboura, S.A. Touhami, A.I. Zama, R. Tahmi, O. Touhami, K. Boughrara, *Dynamical Modeling and Analysis of Asymmetric Unbalanced Three-Phase Transformers*, 2015 Intl. Aegean Conference on Electrical Machines & Power Electronics (ACEMP), 2015 Intl. Conference on Optimization of Electrical & Electronic Equipment (OPTIM) & 2015 Intl. Symposium on Advanced Electromechanical Motion Systems (ELECTROMOTION) 2015, s. 623–629.
- [7] A. Zecchino, M. Marinelli, Junjie Hu, M. Coppo, R. Turri, *Voltage Control for Unbalanced Low Voltage Grids Using a Decoupled-Phase On-Load Tap-Changer Transformer and Photovoltaic Inverters*, 50th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Staffordshire 2015, s. 1–6.

- [8] M. Razmkhah, M. Reza Azizian, H.M. Kojabadi, *Photovoltaic Systems Based on Power Electronic Transformer with Maximum Power Tracking Capability*, 22nd Electrical Power Distribution Conference, Semnan 2017, s. 74–79.
- [9] R. Chattopadhyay, S. Bhattacharya, *Modular Isolated DC-DC Converter with Multi-Limb Transformer for Interfacing of Renewable Energy Sources*, IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), Charlotte 2015, s. 3039–3046.
- [10] S. Hazra, S. Bhattacharya, Ch. Chakraborty, *A Novel Control Principle for a High Frequency Transformer Based Multiport Converter for Integration of Renewable Energy Sources*, IECON 2013 – 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, Vienna 2013, s. 7984–7989.
- [11] S. Ouyang, J. Liu, X. Wang, S. Song, X. Hou, *Comparison of Four Power Electronic Transformer Topologies on Unbalanced Load Correction Capacity*, IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), Montreal 2015, s. 3702–3709.
- [12] M.V. Athul, P.K. Preetha, P.S. Chandramohanan Nair, *Analysis of Star-Star Delta Utilized Transformer under Balanced and Unbalanced Load Conditions*, IEEE Industry Applications Society Annual Meeting, Dallas 2015, s. 1–6.
- [13] Z.-X. Zou, G. Buticchi, M. Liserre, *Analysis and Stabilization of a Smart Transformer-Fed Grid*, “IEEE Transactions on Industrial Electronics” 2017, nr PP (99), s. 1–1.
- [14] N. Bottrell, M. Prodanovic, T.C. Green, *Dynamic Stability of a Microgrid with an Active Load*, “IEEE Transactions on Power Electronics” 2013, nr 28 (11), s. 5107–5119.
- [15] A.A. Rockhill, M. Liserre, R. Teodorescu, P. Rodriguez, *Grid-Filter Design for a Multimegawatt Medium-Voltage Voltage-Source Inverter*, “IEEE Transactions on Industrial Electronics” 2011, nr 58 (4), s. 1205–1217.
- [16] Ch. Zhang, Y. Li, J. Li, Q. Yang, J. Zhu, *Measurement of Three-Dimensional Magnetic Properties with Feedback Control and Harmonic Compensation*, “IEEE Transactions on Industrial Electronics” 2017, nr 64 (3), s. 2476–2485.
- [17] Q. Tang, Z. Wang, P.I. Anderson, P. Jarman, A.J. Moses, *Approximation and Prediction of AC Magnetization Curves for Power Transformer Core Analysis*, “IEEE Transactions on Magnetics” 2015, nr 51 (5), s. 1–8.
- [18] T. Drabek, P. Dybowski, *Control of Prosumer Energy Sources in Power Grid Fed by Three-Phase Distribution Transformer*, 15th Selected Problems of Electrical Engineering and Electronics (WZEE), Zakopane 2019.

UKŁADY POLIGENERACYJNE DO SKOJARZONEJ PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ, CIEPŁA I CHŁODU

Wstęp

W ostatnim czasie coraz większym zainteresowaniem cieszą się rozwiązania trójgeneracyjne, będące skojarzeniem produkcji trzech źródeł energii, są to kolejno: energia elektryczna, ciepło oraz chłód w postaci wodę lodowej. Najpopularniejszym rozwiązaniem trójgeneracyjnym jest skojarzenie generatora energii elektrycznej, najczęściej silnika gazowego, z węzłem odbioru ciepła oraz z absorpcyjnym agregatem chłodniczym wykorzystującym do produkcji wody lodowej wodę gorącą. Rozwiązania tego typu odznaczają się wysoką efektywnością energetyczną, jak również doskonałą elastycznością pracy, bowiem w okresie letnim nadwyżka produkowanego ciepła wykorzystywana jest przez agregat absorpcyjny do produkcji chłodu, przez co znacznej redukcji ulega zapotrzebowanie energii elektrycznej na cele chłodnicze. W okresie zimowym, gdy spada zapotrzebowanie na chłód, całość produkowanego strumienia wody gorącej wykorzystywana jest na cele ciepłownicze. Obszar wiedzy z zakresu silników wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej i ciepła użytecznego jest dość wysoki, w związku z czym warto poświęcić znaczną uwagę urządzeniom sorpcyjnym wykorzystywanym do efektywnej produkcji chłodu, przy wykorzystaniu ciepła jako źródła „zasilania” w zastępstwie energii elektrycznej.

Sorpcyjne agregaty chłodnicze

Najpopularniejszymi urządzeniami wykorzystywanymi do produkcji energii elektrycznej są sprężarkowe agregaty chłodnicze funkcjonujące w oparciu o lewobieźny obieg chłodniczy i bazujące na energii elektrycznej jako głównym źródle zasilania. Energia elektryczna w tym przypadku wykorzystywana jest do napędu sprężarki zasysającej pary powstałe w parowniku i transportującej je po uprzednim sprężeniu do skraplacza, w którym pary ulegają kondensacji w wyniku doprowadzenia chłodu, za pośrednictwem której odbierane jest ciepło skraplania par czynnika chłodniczego.

W przypadku zastosowania urządzeń sorpcyjnych zasada działania jest podobna do tej, którą reprezentują sprężarkowe agregaty chłodnicze bazujące na lewobieźnym obiegu chłodniczym, z tą jednak różnicą, że w zastępstwie sprężarki mechanicznej wykorzystywane są właściwości sorpcyjne, które w przypadku urządzeń chłodniczych możemy scharakteryzować jako „sprężarkę chemiczną”. Urządzenia te pracują w warunkach głębokiej próżni osiągającej ciśnienie absolutne na poziomie 0,8 kPa – w wyniku obniżonego ciśnienia woda odparowuje już w temperaturze 5°C, co pozwala na efektywną produkcję wody lodowej o parametrze 12/7°C. W wyniku zraszania rur wymiennika wodą destylowaną (czynnik chłodniczy) dochodzi do odbioru ciepła doprowadzonego obiegiem powrotnym wody lodowej, które zostaje wykorzystane do odparowania zraszanego czynnika chłodniczego, w wyniku czego dochodzi do schłodzenia obiegu powrotnego wody lodowej z 12 do 7°C. Powstałe w ten sposób pary zostają pochłonięte w oparciu o następujące procesy:

- absorpcję (w przypadku wykorzystania absorpcyjnych agregatów chłodniczych),
- adsorpcję (w przypadku wykorzystania adsorpcyjnych agregatów chłodniczych).

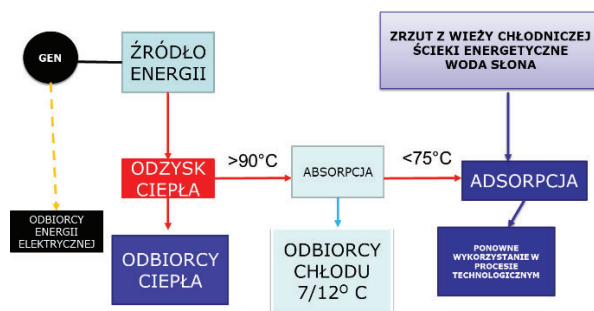
Adsorpcja to proces wiązania się cząsteczek, atomów lub jonów na powierzchni lub granicy faz fizycznych, powodujący lokalne zmiany stężenia. Adsorpcji nie należy mylić z **absorpcją**, która jest procesem wnikania do wnętrza fazy. W wyniku działania sił van der Waalsa (o dużym zasięgu oddziaływania) dochodzi do nagromadzenia się cząsteczek lub atomów jednej substancji na powierzchni ciała silnie higroskopijnego.

Substancja adsorbowana zwana jest adsorbatem, natomiast ciało, na którym zachodzi proces, to adsorbent. Uwalniana podczas przemiany energia jest na poziomie entalpii kondensacji.

Układy kogeneracyjne – oprócz wykorzystania do skojarzonej produkcji energii elektrycznej, ciepła i chłodu – można używać do produkcji wody odsolonej lub termicznego oczyszczania ścieków energetycznych. Mianem **poligeneracji** określa się produkcję w jednym procesie technologicznym kilku nośników w postaci:

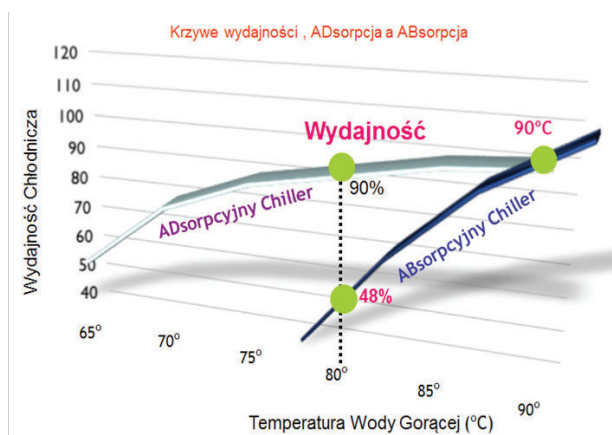
1. ciepła,
2. chłodu,
3. energii elektrycznej,
4. wody pitnej lub oczyszczania ścieków,
5. nowych produktów (SNG, metanol, etanol, wodór, sprężone powietrze itd.).

Rys. 1 przedstawia schemat poligeneracji sorpcyjnej.



Rys. 1. Poligeneracja sorpcyjna

W przypadku, gdy temperatura ciepła odpadowego/napędowego/solarnego ma poniżej 90°C, efektywność przemawia na korzyść urządzeń adsorpcyjnych, podczas gdy dla temperatur powyżej tego poziomu, znacznie wyższą efektywnością odznaczają się agregaty absorpcyjne, co widać na rys. 2 [1].



Rys. 2. Krzywe wydajności chłodziarek adsorpcyjnych i absorpcyjnych

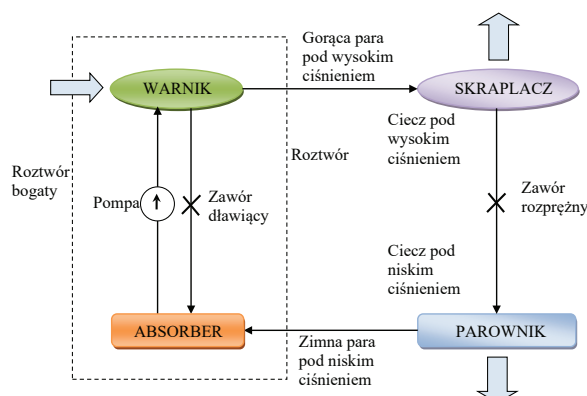
Jak widać, wskazanym przedziałem temperaturowym dla układów adsorpcyjnych jest 80–90°C. Powyżej tej temperatury należy używać układów absorpcyjnych. Natomiast jedynym rozwiązaniem sorpcyjnym poniżej 80°C jest adsorpcja.

Absorpcyjne agregaty wody lodowej

Urządzenia te wykorzystują roztwór soli bromo-litowej, jako substancji charakteryzującej się bardzo silnym powinowactwem, do pochłaniania pary wodnej – roztwór ten jest w stanie pochłonąć nawet 0,72 g pary wodnej na 1g substancji. Pary powstałe w komorze parownika w wyniku odbioru ciepła z obiegu powrotnego wody lodowej zostają zaadsorbowane przez roztwór bromku litu, którego pierwotne stężenie wynosi do 62%. W wyniku pochłaniania par przez roztwór w komorze zwanej „Absorberem”, stężenie roztworu maleje do poziomu około 57%. Z uwagi na fakt, że proces absorpcji jest procesem egzotermicznym, do komór absorberów doprowadzany jest obieg chłodzący, odpowiedzialny za odprowadzenie z układu ciepła zwanego ciepłem absorpcji. Rozcieńczony roztwór bromku litu zostaje następnie przetransportowany do kolejnej z komór zwanej „Generatorem”, gdzie doprowadzane jest ciepło (woda gorąca o temperaturze przynajmniej 90°C, para nasycona o ciśnieniu maksymalnym 0,8 MPa, spaliny), które powoduje wrzenie rozcieńczonego roztworu bromku litu, odprowadzając z niego tę samą ilość pary, która została przez roztwór zaabsorbowana. Powstałe w ten sposób pary trafiają następnie do komory „Skraplacza”, gdzie doprowadzona woda chłodząca skrapla pary powstałe w Generatorze. Kondensat zostaje następnie odprowadzony grawitacyjnie do parownika, uprzednio jednak zostaje rozprężony do ciśnienia parowania za pośrednictwem zaworu rozprężnego.

Urządzenia pracują w warunkach głębokiej próżni osiągającej ciśnienie absolutne na poziomie 0,8 kPa – w wyniku obniżonego ciśnienia woda odparowuje już w temperaturze 5°C, co pozwala na efektywną produkcję wody lodowej o parametrze 12/7°C. W wyniku zraszania rur wymiennika wodą destylowaną (czynnik chłodniczy) dochodzi do odbioru ciepła doprowadzonego obiegiem powrotnym wody lodowej, które zostaje wykorzystane do odparowania zraszanego czynnika chłodniczego, w wyniku czego dochodzi do schłodzenia obiegu powrotnego wody lodowej z 12 do 7°C.

Schemat obiegu absorpcyjnego chłodzenia przedstawia rys. 3.



Rys. 3. Absorpcyjny układ chłodniczy

Moc chłodnicza osiągana jest w pierwszym wymienniku ciepła – parowniku. Trafiający na parownik czynnik chłodzący w warunkach niskiej temperatury i ciśnienia odparowuje. Proces parowania wymaga dostarczenia energii z zewnątrz, która pobierana jest z otoczenia, w efekcie czego spada temperatura chłodzonej przestrzeni. W przestrzeni wewnątrz parownika rurkami przepływa woda. Gdy czynnik chłodniczy zmieniający stan skupienia pobiera ciepło, temperatura wewnątrz parownika spada, obniżając temperaturę wody płynącej rurkami i dając użyteczny efekt wody chłodzonej. Czynnik chłodniczy w postaci pary (absorbent) trafia do absorbera, gdzie jest pochłaniany przez ciecz (absorbent) i tworzy silny roztwór. Miesz-

nina ta następnie jest pompowana do desorbera (warnika), w którym pod wpływem ciepła dostarczonego z zewnątrz następuje desorpcja czynnika chłodniczego. Absorbent zawracany jest do absorbera natomiast, zaś pary zdesorbowanego czynnika o wysokim ciśnieniu trafiają na drugi wymiennik ciepła – skraplacz. Pod wysokim ciśnieniem następuje odbiór ciepła przez zewnętrzne chłodzenie i pary czynnika są skraplane. Następnie skroplony absorbent przepływa, celem obniżenia ciśnienia, przez zawór rozprężny i trafia na parownik. Cykl się powtarza. Moc chłodnicza transportowana jest za pośrednictwem obiegu wody chłodzonej, która przepływa rurkami wewnątrz parownika. Ciepło dostarczane jest do warnika w procesie desorpcji, dzięki czemu ciśnienie czynnika obiegowego jest podwyższane do poziomu umożliwiającego skroplenie.

Należy zaznaczyć, iż powszechnie stosowane chłodziarki absorpcyjne, w których czynnikiem roboczym jest wodny roztwór bromku litu, działają efektywnie przy temperaturach zasilania znacząco wyższych niż 80°C. Temperatura ta jest także uznawana za temperaturę progową efektywnego ekonomicznie zastosowania agregatów absorpcyjnych.

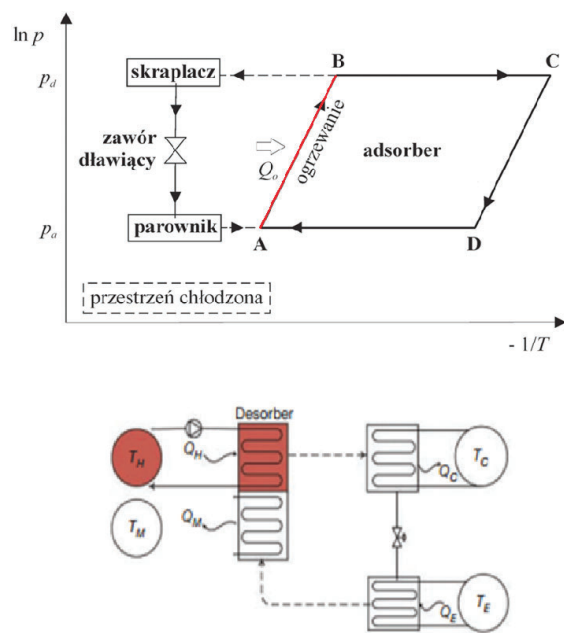
Adsorpcyjne agregaty wody lodowej

Adsorpcyjne agregaty wody lodowej mają zasadę działania podobną do agregatów absorpcyjnych, z tą jednak różnicą, że absorpcja przez bromek litu zostaje zastąpiona adsorpcją pary wodnej na powierzchni sorbentu (najczęściej jest to silica gel – żel krzemionkowy). O ile w przypadku agregatów absorpcyjnych mamy do czynienia z ciągłym procesem, o tyle w przypadku agregatów adsorpcyjnych tryb pracy jest cykliczny. Kolejną istotną różnicą jest fakt, iż woda gorąca wykorzystywana do regeneracji sorbentu może mieć temperaturę poniżej 90°C i zejść nawet do poziomu 65°C. Pary powstałe w parowniku zostają pochłonięte przez ciało stałe w postaci sorbentu, do momentu osiągnięcia stanu nasycenia będącego najczęściej na poziomie 0,15 g pochłoniętej pary wodnej na 1 g sorbentu. Po pełnym nasyceniu konieczna jest regeneracja sorbentu i przygotowanie go do następnego cyklu adsorpcji, co odbywa się po odseparowaniu złoża (komory wypełnionej sorbentem pochłaniającym parę wodną z parownika) od komory parownika. Następnie do złoża zostaje doprowadzona woda gorąca (o temperaturze 65–85°C) w celu osiągnięcia warunków nasycenia zaadsorbowanej pary wodnej oraz jej desorpcji (odparowaniu z powierzchni sorbentu) w kierunku skraplacza, w którym para zostaje schłodzona do warunków nasycenia, a następnie skroplona. Ponieważ agregaty adsorpcyjne wykorzystują całkowicie bezpieczny dla zdrowia człowieka żel krzemionkowy, podczas gdy agregaty absorpcyjne wykorzystują toksyczny roztwór bromku litu, te pierwsze mogą z powodzeniem zostać wykorzystane do produkcji wody odsolonej. Sprawia to, że zyskują one dualną funkcję, tj. następuje jednoczesna produkcja chłodu i wody odsolonej. Jest to możliwe w sytuacji, gdy czynnik chłodniczy nie krąży w obiegu zamkniętym, ale jest doprowadzany do parownika i wyprowadzany ze skraplacza poza urządzenie – innymi słowy, para generowana w komorze parownika może powstawać w wyniku doprowadzenia wody słonej lub zanieczyszczonej. Tak doprowadzony czynnik ulega odparowaniu (czysty destylat w postaci pary jest pochłaniany przez sorbent, nieodparowane sole/zanieczyszczenia gromadzą się na dnie parownika w postaci zagęszczonej solanki), zaadsorbowaniu i w ostatniej fazie – skropleniu. Skroplona para to wysokiej jakości woda destylowana o zawartości cząstek stałych na poziomie poniżej 15 mg/l. W ten sposób mamy do czynienia z możliwością jednoczesnej produkcji wody lodowej i wody odsolonej, ponieważ ciepło dostarczone w obiegu powrotnym wody lodowej wykorzystywane jest do odparowania czystego destylatu ze zraszanej na powierzchnię wymiany cieplnej parownika wody słonej.

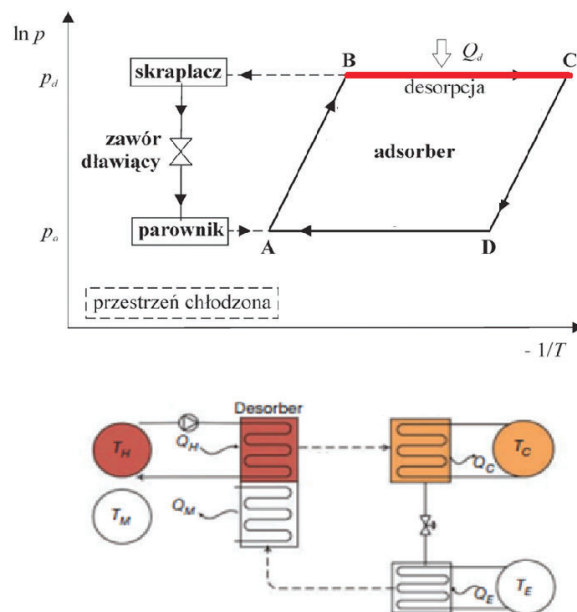
Pierwszym etapem procesu, pokazanym na rys. 4, jest dostarczanie ciepła i sprężanie [2]. W tym dcinku złoże adsorpcyjne, po osiągnięciu równowagi adsorpcyjnej, zostaje odizolowane, by następnie pobrać ciepło potrzebne do procesu desorpcji. W wyniku dostarczenia do adsorbera ciepła (np. ciepła odpadowego), za pośrednictwem obiegu wody ciepłej, wzrasta temperatura, a co za tym idzie – wzrasta ciśnienie. Jest to zjawisko analogiczne do tego, które zachodzi w chłodniczych urządzeniach sprężarkowych, z tą różnicą, że kompresja czynnika osiągniata jest poprzez dostarczanie ciepła, a nie pracy mechanicznej

Kolejny etap pokazany na rys. 5 to desorpcja i kondensacja. Ciepło nadal jest doprowadzane do złoża adsorpcyjnego, które zostaje połączone ze skraplaczem za sprawą otwarcia zaworu łączycego oba układy. W wyniku dostarczania ciepła do adsorbera zachodzi proces desorpcji, czyli regeneracji złoża. Woda związana na powierzchni adsorbentu paruje i w wyniku różnicy ciśnień pomiędzy układami, kierowana jest do skraplacza.

Para trafiająca do skraplacza kondensuje w wyniku przekazania ciepła skraplania do obiegu wody chłodzącej połączonej ze skraplaczem. Skroplone pary, w wyniku sił grawitacji oraz różnicy ciśnień pomiędzy skraplaczem a parownikiem, trafiają do parownika.



Rys. 4. Dostarczanie ciepła i sprężanie

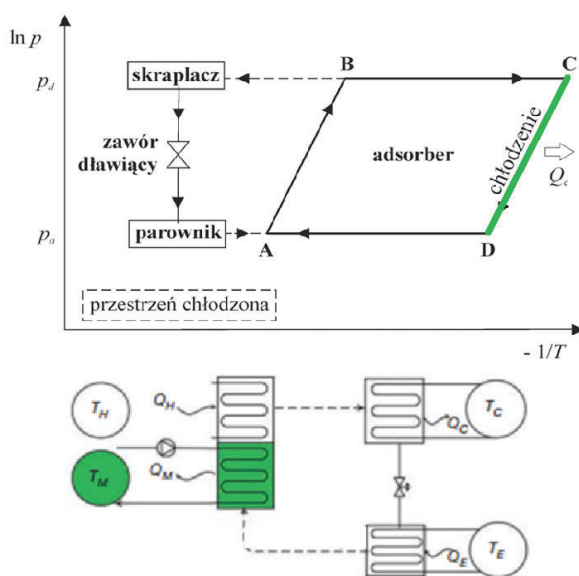


Rys. 5. Desorpcja, kondensacja

Desorpcja może być realizowana następująco:

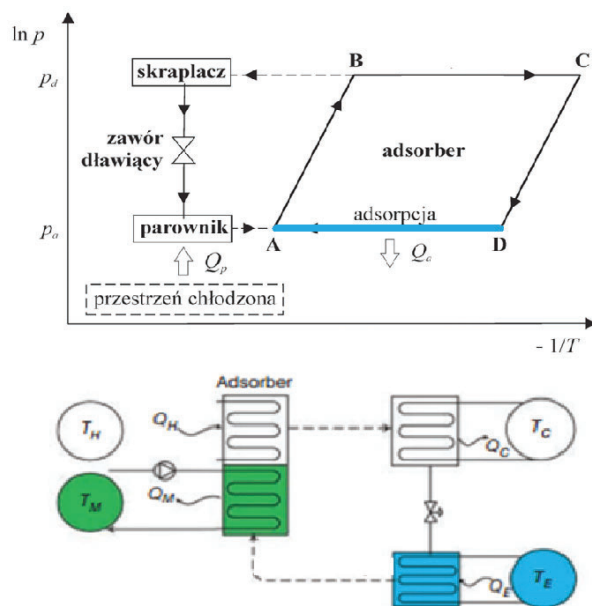
- poprzez podgrzew za pomocą doprowadzenia strumienia gorącego płynu (Thermal swing);
- poprzez zmniejszanie ciśnienia przy stałej temperaturze, a następnie oczyszczanie w niskim ciśnieniu (Pressure swing);
- oczyszczanie złoża nie adsorbującym, inertnym gazem w warunkach stałej temperatury i ciśnienia (przedmuchiwanie), przy czym ta metoda ma zastosowanie, gdy zaadsorbowane cząstki są słabo związane z adsorbentem;
- kolejna z metod jest analogiczna do powyższej, z tą różnicą, że podawany strumień gazu nie jest inertny. Zawiera cząstki pochłaniające zaadsorbowaną wcześniej substancję i oczyszczające adsorbent (Displacement desorption).

Schładzanie i rozprężanie to kolejny etap pokazany na rys. 6. Po zregenerowaniu złoża adsorpcyjnego jest ponownie izolowane i chłodzone obiegiem chłodzącym adsorber, celem przygotowania go do procesu adsorpcji. Schładzanie niesie za sobą spadek ciśnienia do wartości ciśnienia panującego w skraplaczu. Jest to proces ekspansji, analogiczny do rozprężania realizowanego w ramach chłodziarek sprężarkowych.



Rys. 6. Schładzanie i rozprężanie

W kolejnym etapie (rys. 7) schładzany adsorber zostaje połączony z parownikiem, w którym panuje bardzo niskie ciśnienie. Ten fakt sprawia, że możliwe jest odebranie ciepła parowania w niskiej temperaturze. Ciepło to pobierane jest z obiegu wodnego doprowadzonego do parownika celem produkcji wody lodowej wykorzystywanej w dalszym etapie na potrzeby klimatyzacji/chłodzenia. W wyniku poboru ciepła parowania zachodzi przemiana fazowa wody do postaci gazowej (para wodna). Powstała para adsorbowana jest przez złożo do momentu osiągnięcia równowagi adsorpcyjnej.



Rys. 7. Parowanie, produkcja chłodu, adsorpcja

W ośrodku badawczym „Solar Village” nieopodal Rijadu (Arabia Saudyjska), firma New Energy Transfer wraz z KACST (King Abdulaziz City for Science and Technology) zainstalowała i uruchomiła największy na świecie system do sorpcyjnej produkcji wody lodowej z jednoczesną produkcją wody destylowanej. System bazuje na odzysku ciepła odpadowego oraz na pozyskiwaniu wody gorącej z ciepła solarne jako opcji pokazującej elastyczność funkcjonowania instalacji. Urządzenie jest w eksploatacji ponad 3 lata, dzięki czemu została udowodniona jego wysoka efektywność i możliwość pracy z ciepłem o temperaturze z zakresu 65–85°C, dzięki czemu układ może współpracować z konwencjonalnym polem solarnym oraz niskotemperaturowym ciepłem odpadowym, poprzez niespotykany dotąd odzysk ciepła o temperaturze poniżej 90°C. Pomiary jakości produkowanej wody destylowanej potwierdziły zgodność z restrykcyjnymi limitami zawartości cząstek stałych, dzięki czemu produkowany destylat po uzdatnieniu spełnia rolę wody pitnej. Jednocześnie system jest w stanie produkować chłód użyteczny, w zmierzonej ilości ponad 1 MW. Dzięki temu opisana instalacja potwierdza możliwość jej implementacji do systemów trójgeneracyjnych, rozszerzając ich funkcję o dodatkowe produkty – w postaci wody odsolonej.

Chłodziarka adsorpcyjna z funkcją odsalania

W Centrum Energetyki AGH pracuje unikalna w skali światowej chłodziarka adsorpcyjna z funkcją odsalania wody morskiej, wód kopalnianych oraz oczyszczania osadów ściekowych. Rys. 8 przedstawia widok tej instalacji.

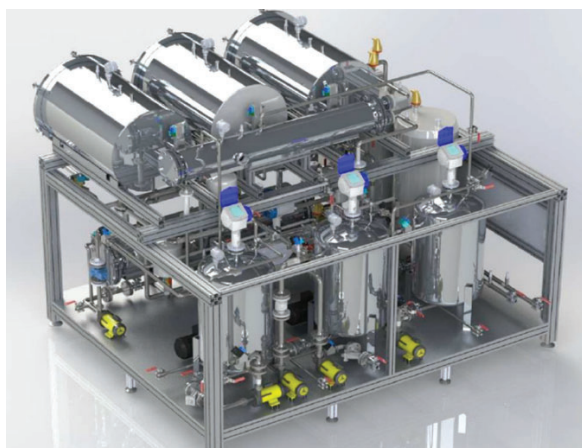
Chłodziarka adsorpcyjna AGH z funkcją odsalania pracuje w dwóch trybach:

1. Tryb chłodzenia produkcja wody lodowej 7/12oC.
2. Tryb odsalania – wydajność 40 kg/dobę.

Charakterystyka chłodziarki adsorpcyjnej:

- praca w próżni ok. < 2kPa,
- brak elementów ruchomych,
- małe zapotrzebowanie na energię elektryczną.

Do regeneracji złoża wypełnionego silikażelem może być zastosowana woda o temperaturze od 45 do 85°C. Możliwy jest proces odsalania wody i przygotowanie wody pitnej.



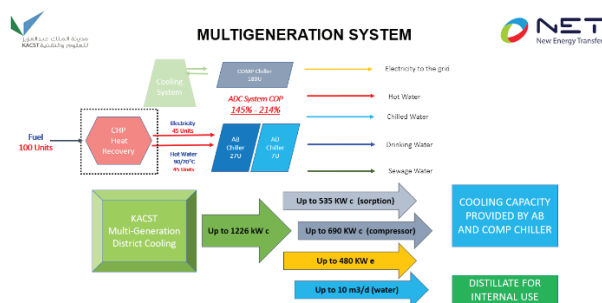
Rys. 8. Chłodziarka adsorpcyjna z funkcją odsalania w Centrum Energetyki AGH

Układy poligeneracyjne

W świetle wyzwań związanych z koniecznością poprawy efektywności energetycznej układów funkcjonujących w skojarzeniu, powstała koncepcja układu poli-generacyjnego do skojarzonej produkcji energii elektrycznej, ciepłej, chłodniczej z dodatkową funkcją odsalania wody morskiej/słonej/ścieków, które są produkowane jednocześnie. Jest to rozszerzenie układu trójgeneracyjnego o dodatkową funkcję odsalania dzięki wykorzystaniu właściwości adsorpcyjnych agregatów chłodniczych. Poniżej zaprezentowany układ jest rozwiązaniem opatentowanym przez firmę New Energy Transfer oraz KACST (King Abdulaziz City for Science and Technology, Riyadh, Saudi Arabia), który został zamodelowany i zrealizowany na terenie Arabii Saudyjskiej.

Rys. 9 przedstawia w sposób poglądowy zasadę działania opatentowanej technologii skojarzonej produkcji energii elektrycznej, ciepła, chłodu z dodatkową funkcją odsalania. W pierwszej fazie mamy do czynienia z silnikiem Diesla produkującym energię elektryczną, z którego odzyskiwane jest ciepło odpadowe w postaci wody gorącej o temperaturze 90° C. Woda gorąca może zostać wykorzystana na cele bytowe lub technologiczne lub w pełni do zasilania absorpcyjnego agregatu wody lodowej, który w tym przypadku jest głównym źródłem odbioru ciepła. Woda gorąca ulega wstępnemu schłodzeniu w agregacie absorpcyjnym z 90 do 75°C, następnie zostaje ona doprowadzona do agregatu adsorpcyjnego, który w tym przypadku jednocześnie produkuje wodę lodową oraz wodę odsoloną (destylat). Temperatura wody gorącej na wylocie z adsorpcyjnego agregatu chłodniczego jest temperaturą korespondującą ze spodziewaną temperaturą powrotu obiegu cieplnego, trafiającego do systemu odbioru ciepła z silników Diesla. Energia elektryczna w głównej mierze zostaje wykorzystana do zasilania sprężarkowego agregatu chłodniczego, pozostała jej część zostaje wykorzystana do zasilania w energię elektryczną budynków w sąsiedztwie instalacji. W ten

sposób uzyskany został w pełni zbilansowany układ do produkcji energii elektrycznej, wody gorącej, wody lodowej oraz wody odsolonej, bazujący na oleju lekkim, charakteryzujący się sprawnością na poziomie dochodzącym do 214% – co oznacza, że z 1 kW paliwa (energia chemiczna) uzyskuje się 2,14 kW chłodu (dodatkowo produkując na dobę 10 000 l wody destylowanej), podczas gdy konwencjonalny układ bazujący wyłącznie na agregatach sprężarkowych byłby w stanie osiągnąć maksymalnie 180% sprawności bez możliwości produkcji wody destylowanej [3].



Rys. 9. System „Multigeneration” – rysunek poglądowy

Zaprezentowany powyżej system do skojarzonej produkcji energii elektrycznej, ciepła i chłodu z dodatkową funkcją odsalania wody oraz oczyszczania ścieków pozwala na osiągnięcie bardzo wysokiej efektywności energetycznej dzięki racjonalnemu wykorzystaniu ciepła odpadowego generowanego przez silniki Diesla zasilające powyższy układ. System został zaprojektowany głównie po to, aby redukować do minimum zapotrzebowanie na energię elektryczną w ciągu dnia na cele chłodnicze, zaś unikalne połączenie urządzeń sorpcyjnych pozwala na znaczne ograniczenie ilości energii elektrycznej wykorzystywanej do produkcji tak chłodu, jak i wody odsolonej. Układ jest bardzo elastyczny, o czym świadczy możliwość produkcji chłodu bez zapotrzebowania na energię elektryczną – bazując jedynie na ciepłe generowanym przez pole solarne skonfigurowane z systemem – jest ono wystarczające do pokrycia zapotrzebowania energetycznego chłodzarki absorpcyjnej i adsorpcyjnego urządzenia do produkcji chłodu, a także wody odsolonej. Finalna kalkulacja efektywności pokazuje, że z jednego kW energii chemicznej dostarczonej w postaci oleju lekkiego, system jest w stanie wyprodukować ponad 2 kW chłodu (podczas gdy sprawność elektryczna generatora nie przekracza 45%).

Podsumowanie

Istnieje możliwość optymalizacji gospodarki ciepłno-energetycznej poprzez instalację systemu poligeneracyjnego. W każdym wypadku należy zwrócić szczególną uwagę na priorytetowe względem systemu odzysku ciepła zagospodarowanie ciepła produkowanego przez źródło trójgeneracyjne w celu maksymalnego wykorzystania energii pierwotnej zawartej w paliwie. Zwiększona efektywność energetyczna procesów poligeneracyjnych przekłada się na oszczędności finansowe wynikające z mniejszej ilości dostarczanego do procesu paliwa oraz na możliwość czerpania zysków w postaci wspierających wysokosprawną kogenerację certyfikatów.

Bibliografia:

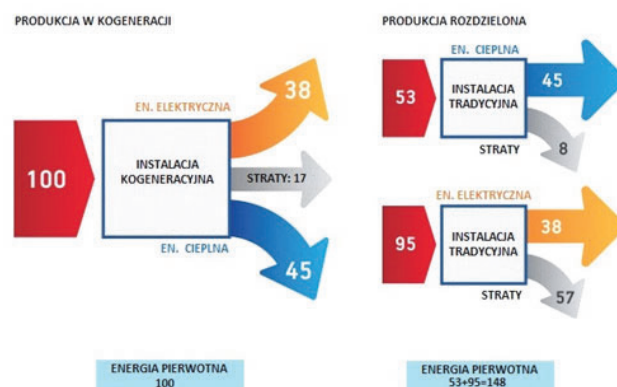
- [1] Materiały reklamowe firmy Zechik.
- [2] K. Wang, E.A. Vineyard, *New Opportunities for Solar Adsorption Refrigeration*, "ASHRAE Journal" 2011, nr 53 (9).
- [3] Materiał firmy NET Sp. z o.o.

MAŁE URZĄDZENIA KOGENERACYJNE DO ZASTOSOWANIA W BUDOWNICTWIE JEDNO- I WIELORODZINNYM ORAZ OBIEKTACH UŻYTECZNOŚCI PUBLICZNEJ

Wstęp

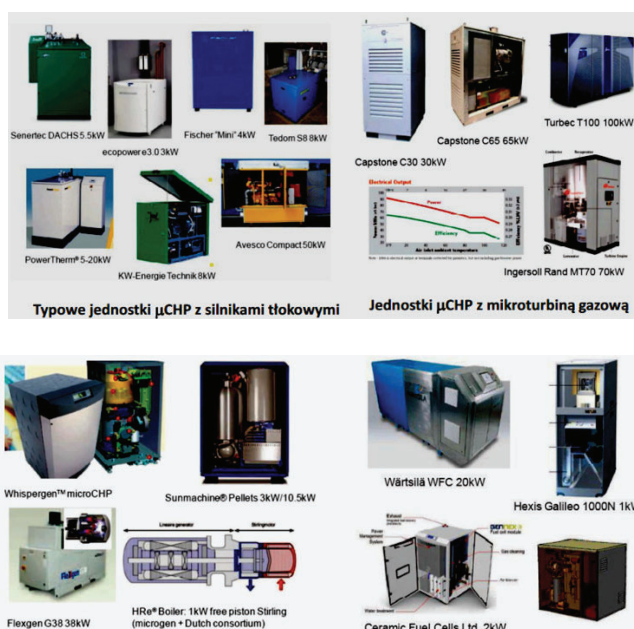
Średnia sprawność procesu produkcji energii elektrycznej w klasycznym bloku energetycznym wynosi 38–42%. Oznacza to, że dostarczając do komory spalania paliwo, z którego możemy wyprodukować 1000 MW energii elektrycznej, uzyskujemy tylko 380–420 MW. Wytwarzanie w skojarzeniu prądu i ciepła pozwala znacznie zwiększyć sprawność nawet wyższą lub równą 75%. Skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej, nazywane również kogeneracją (rys. 1), określane jest jako równoczesna produkcja ciepła i energii elektrycznej bądź mechanicznej w jednym procesie technologicznym. Wysokosprawna kogeneracja to wytwarzanie równocześnie energii elektrycznej oraz ciepła przy użyciu jednego paliwa. Takie wytworzenie energii musi być minimum o 10% bardziej efektywne niż przy wytwarzaniu jej osobno, np. przy osobnym produkowaniu prądu i ciepła. Produkcja w małoskalowych jednostkach kogeneracyjnych i jednostkach mikrokogeneracyjnych zapewniająca oszczędność energii pierwotnej może kwalifikować się jako wysokosprawna kogeneracja.

Proces kogeneracji realizowany jest w jednym urządzeniu bądź w układzie połączonych urządzeń [1]. Zgodnie z dyrektywą 2004/8/EC mikrokogeneracja oznacza układy o mocy zainstalowanej poniżej 50 kWe. Jednak coraz częściej w odniesieniu do układów najmniejszych mocy mówi się o instalacjach produkujących energię elektryczną z maksymalną mocą 15 kWe, ponieważ jednostki takie mogą być używane w domach jednorodzinnych, budynkach użyteczności publicznej czy w małych przedsiębiorstwach [8, 7].



Rys. 1. Porównanie produkcji energii w kogeneracji i produkcji rozdzielonej [3]

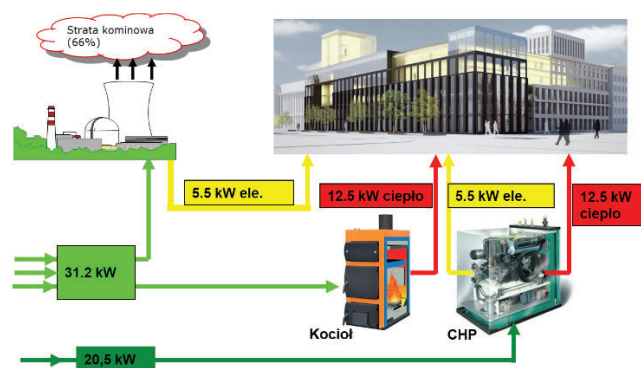
Idea zrównoważonego rozwoju oraz polityka klimatyczna prowadzi do wzrostu znaczenia źródeł rozproszonych w nowoczesnym modelu energetyki. Pod pojęciem generacji rozproszonej rozumie się obiekty wytwarzające energię na potrzeby własne użytkownika lub dostarczające energię do sieci dystrybucyjnej. Jednostki te nie podlegają zasadom centralnego dysponowania i mogą być podłączone bezpośrednio do sieci niskiego lub średniego napięcia. Instalacje rozproszone mogą posiadać moc od kilku kilowatów do kilkunastu megawatów [1, 2, 5, 6]. Energetyka prosumencka jest częścią generacji rozproszonej obejmującej źródła wytwórcze o najmniejszych mocach. Prosumentem jest podmiot będący jednocześnie producentem i konsumentem energii. Wytworzona energia jest wykorzystywana na własne potrzeby prosumenta, a ewentualne nadwyżki produkcyjne są odsprzedawane do sieci. Jednym z ważniejszych aktów prawnych określających wsparcie energetyki rozproszonej jest ustawa o odnawialnych źródłach energii z dnia 20 lutego 2015 r. Definiuje ona mikroinstalacje jako źródła energii o maksymalnej mocy elektrycznej wynoszącej 40 kWe lub o mocy cieplnej nieprzekraczającej 120 kWt, które mogą być przyłączone do sieci elektroenergetycznej o maksymalnym napięciu znamionowym równym 110 kV. Ustawa ta określa również, że mikroinstalacja wykorzystuje wyłącznie odnawialne źródła energii. Ogranicza to zatem liczbę potencjalnych inwestorów, gdyż ustawa ta nie przewiduje wsparcia dla źródeł wykorzystujących paliwa niskoemisyjne takie jak gaz ziemny czy LPG [4, 9]. Obowiązujące akty mogą się jednak przyczynić do rozwoju mocy zainstalowanej pochodzącej z małych układów kogeneracyjnych instalowanych w domach jednorodzinnych i budynkach użyteczności publicznej. Oferta rynkowa mikroinstalacji jest bardzo bogata, co pokazuje rys. 2.



Rys. 2. Oferta rynkowa na mikroinstalacje

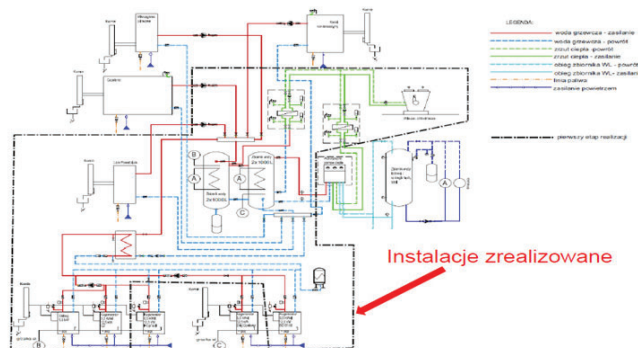
Małe układy kogeneracyjne w Centrum Energetyki AGH

W funkcjonowaniu Centrum Energetyki AGH uwidaczniają się korzyści, jakie jednostka publiczna może uzyskać z układów kogeneracyjnych (rys. 3).



Rys. 3. Kogeneracja w Centrum Energetyki AGH

Zasadniczym przedmiotem badań (rys. 4) jest określenie optymalnych konfiguracji małych lokalnych układów mikrokogeneracji, które mogą być wykorzystywane dla potrzeb indywidualnego zaopatrzenia budynków w energię elektryczną, ciepło, a także inne niezbędne media (chłód, CWU, powietrze dla celów wentylacji). Koncepcja tego typu laboratorium badawczo-dydaktycznego stanowi istotny element spełnienia przyszłościowych kryteriów bezpieczeństwa energetycznego i wymogów środowiskowych związanych z ograniczaniem emisji CO₂ i innych szkodliwych substancji. Laboratorium zajmuje się kompleksowo problematyką małej kogeneracji opartej na różnego typu źródłach energii i technologiach jej przetwarzania. Zakres prowadzonych badań dotyczy nie tylko diagnozowania stanów i parametrów pracy poszczególnych urządzeń ciepłych, ale też określenia optymalnych warunków odbioru generowanej mocy elektrycznej i ciepła przez sieć wewnętrzną (w budynku) i zewnętrzną (SmartGrid, sieć energetyczna), oceny stanów dynamicznych, jakości energii, bezwładności i niezawodności małych układów CHP i ich współpracy w ramach wspólnej sieci (w warunkach laboratoryjnych).



Rys. 4. Schemat laboratorium w Centrum Energetyki AGH

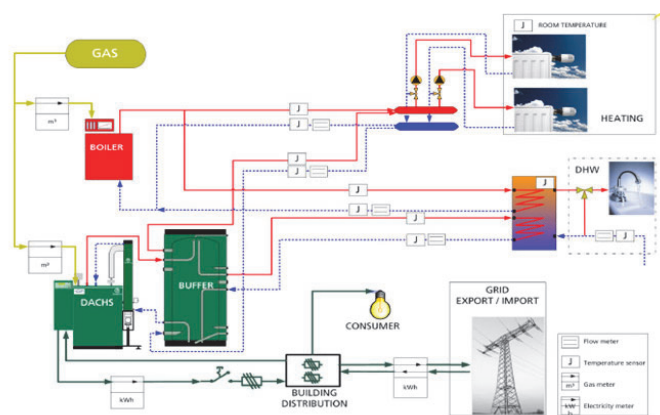
Infrastruktura laboratorium pozwala na prowadzenie badań efektywności układów kogeneracji dla różnych profili zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło, tj. energia elektryczna produkowana przez generator może być doprowadzana do odbiorców, gromadzona w akumulatorach lub przekazywana do sieci. Podobnie, ciepło odbierane od spalin lub w wyniku chłodzenia silnika może być gromadzone w buforze, dostarczane do odbiorników (wymyenników ciepła), konwertowane na inne parametry lub inną formę energii.

W instalacji laboratoryjnej znalazły się następujące jednostki CHP wraz z układami wspomagającymi i zabezpieczającymi funkcjonowanie (np. symulujące stany obciążeń oraz zabezpieczające przed przeciążeniem elektrycznym i cieplnym):

- układ kogeneracyjny oparty o silnik z wewnętrzną komorą spalania na gaz ziemny – Senertec Dachs, Moc elektryczna: 5,5 kWe, Moc cieplna: 12,5–15,5 kWt;

- układ kogeneracyjny oparty o silnik z wewnętrzną komorą spalania na biodiesel – Senertec Dachs;
- układ kogeneracyjny oparty o silnik Stirlinga – Senertec Dachs z silnikiem Stirlinga, Moc elektryczna: 1 kWe, Moc cieplna: 3–5,8 kWt;
- układ kogeneracyjny oparty o tłokowy silnik parowy – Lion Powerblock z silnikiem parowym, Moc elektryczna: 0,3–2 kWe, Moc cieplna: 3,5–16 kWt;
- planowana rozbudowa laboratorium o stanowisko do badań układów kogeneracji z mikroturebiną gazową, z ogniowem paliwowym na gaz ziemny oraz stanowisko do badań adsorpcyjnych układów chłodniczych.

Rys. 5 przedstawia ideę pracy układu mikrośirowni z silnikiem z wewnętrzną komorą spalania CHP. Natomiast na rys. 6 pokazano układy kogeneracyjne: a) silnik z wewnętrzną komorą spalania na gaz ziemny – Senertec Dachs; b) Lion-Powerblock z silnikiem parowym; c) silnik Stirlinga – Senertec Dachs.

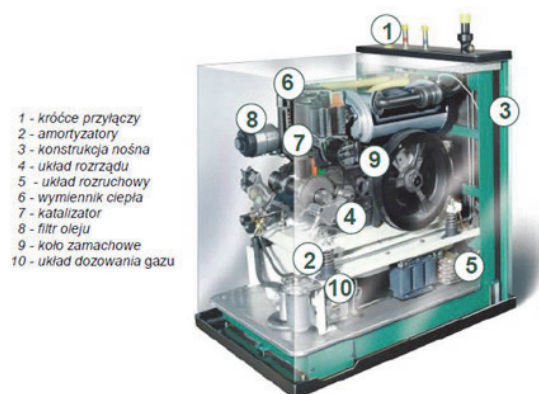


Rys. 5. Idea pracy układu mikrośirowni z silnikiem z wewnętrzną komorą spalania CHP

Laboratorium daje możliwość poszukiwania optymalnej, ze względu na efektywność, strategii obciążania poszczególnych elementów układu CHP przy różnej konfiguracji (zmiennej w zależności od aktualnego stanu aktywności odbiorców). W okresach mniejszego zapotrzebowania na energię elektryczną analizowana będzie charakterystyka sprawności całkowitej układu CHP w warunkach jego dociążania przez urządzenia rozpraszające energię elektryczną i cieplną. Do laboratorium układów kogeneracyjnych urządzenia zostały dobrane w taki sposób, aby stanowiły istotną bazę do prowadzonych badań z zakresu układów mikrokogeneracyjnych i skupiały jednostki najbardziej powszechnie wykorzystywane do produkcji energii elektrycznej i ciepła oraz nowe małe układy wytwórcze, które są wprowadzane na rynek i mogą w przyszłości być rozpowszechnione w instalacjach prosumenckich. I tak na przykład ponad stuletni rozwój technologii silników spalania wewnętrznego sprawia, że układy te są dobrze rozwinięte i zapewniają wysoką efektywność konwersji energii paliwa. Prowadzi to do ich bardzo powszechnego wykorzystania w wielu urządzeniach, takich jak środki transportu, generatory prądotwórcze czy układy skojarzone. Silniki te zapewniają również znakomite właściwości dynamiczne przy zmiennym obciążeniu i w przeciwieństwie do innych technologii są dostępne w dużym zakresie mocy. Dzięki temu są one szeroko stosowane – od urządzeń w skali mikro aż po napędy okrętów [7, 8].

Dla jednostek mikrokogeneracyjnych wysoka sprawność jest jedną z głównych zalet silników spalania wewnętrznego, dlatego technologie z ich wykorzystaniem są wiodącymi układami na rynku dla mocy elektrycznej w zakresie 1–5 kWe. Silniki te są w stanie pracować, wykorzystując jako paliwo gaz ziemny, dzięki czemu mogą korzystać z dobrze rozwiniętej infrastruktury dostaw gazu w wielu krajach. Innymi zaletami silników spalinowych wykorzystywanych w kogeneracji są niski koszt inwestycyjny oraz łatwa konserwacja.

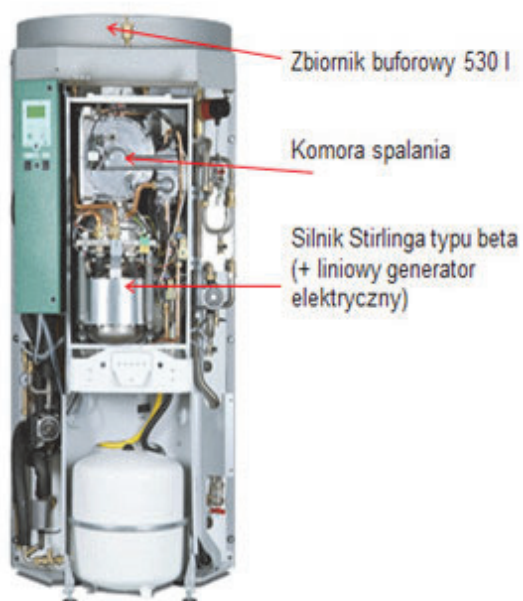
a)



b)



c)



Rys. 6. Układy kogeneracyjne: a) silnik z wewnętrzną komorą spalania na gaz ziemny – Senertec Dachs;
b) Lion-Powerblock z silnikiem parowym; c) silnik Stirlinga – Senertec Dachs

Z kolei wibracje, emisja hałasu i spalin to główne wady wykorzystania silników w instalacjach jednorodzinnych [6]. W porównaniu z silnikami tłokowymi, silniki Stirlinga mogą być zasilane różnymi paliwami. Najczęściej stosowany jest gaz ziemny, jednak silnik Stirlinga może być również zasilany ciepłem ze źródła odnawialnego, geotermalnego bądź odpadowego. Zewnętrzne spalanie umożliwia większą kontrolę procesu spalania, jak również skutkuje bardzo niskimi wskaźnikami emisji zanieczyszczeń, niskim poziomem hałasu oraz wysoką efektywnością. Co więcej, brak kontaktu produktów procesu spalania z częściami ruchomymi silnika powoduje zwiększenie trwałości urządzenia i zmniejszenie zużycia oleju smarowego. Silnik zewnętrznego spalania cechuje się niską ceną na jednostkę wyprodukowanej energii i wysoką niezawodnością. Jednak użycie drogich materiałów i złożoność konstrukcji sprawia, że stosunek ceny do mocy zainstalowanej jest prawie dwukrotnie wyższy niż w przypadku silników tłokowych. Są one również cięższe od jednostek z silnikami spalinowymi o tych samych mocach. Jest to spowodowane koniecznością zastosowania dobrych wymienników ciepła pozwalających na jego przekazywanie z zewnętrznych źródeł ciepła do czynnika roboczego [6]. Układ kogeneracyjny jest oparty o tłokowy silnik parowy zamieniający ciepło na energię mechaniczną i dalej poprzez generator liniowy na energię elektryczną. Technologia stosująca generatory parowe, służące do kogeneracyjnego wytwarzania energii, jest wykorzystywana komercyjnie. Nie jest ona jeszcze bardzo rozpowszechniona, ale są firmy, które oferują opierając się na niej produkty. Do wiodących firm w tym obszarze należą: Spilling, Tenza, Lion Energy Group. Lion Energy jako jedyna firma oferuje rozwiązanie, w postaci Lion-Powerblock, kogeneracyjnego wytwarzania energii dla indywidualnego odbiorcy. Zarówno dzięki gabarytom urządzenia, jak i dzięki mocy elektrycznej, urządzenie jest przystosowane do pracy w układzie prosumenckim. To urządzenie pozwala zaspokoić całkowicie zapotrzebowanie na ciepło odbiorcy indywidualnego oraz jednocześnie zapewnić 80% zapotrzebowania na energię elektryczną. Jednakże ze względu na duże koszty jednostkowe tego typu urządzenia nie stanowią konkurencji dla małych kogeneratorów spalinowych, a prace nad zwiększeniem ich efektywności wymagają dalszych badań.

Podsumowanie

Opłacalność zastosowania układów kogeneracyjnych zależy przede wszystkim od kosztu urządzenia, a także od jego czasu pracy w podstawie. Urządzenia tego typu wymagają przy eksploatacji, aby zapewnić im stały odbiór ciepła. Dzięki temu sprawność modułu w tym trybie jest wyższa, a tym samym zwrot poniesionych nakładów szybszy. Zaleca się, aby małe kogeneratory pracowały w okresie zimowym w podstawie ciepłowniczej, natomiast w okresie letnim były skonfigurowane z chłodziarkami adsorpcyjnymi i produkowały chłód na cele klimatyzacyjne. Dzięki takiemu rozwiązaniu instalacje te mogą pracować bardziej efektywnie. Jak na razie tylko układy z silnikiem tłokowym posiadają cenę pozwalającą na jej zwrot w czasie krótszym niż zakładana żywotność urządzenia, pod warunkiem że pracuje ono w sposób ciągły. Zbyt słaby system wsparcia instalacji zasilanych gazem ziemnym w postaci dofinansowania na zakup i montaż urządzenia powoduje, że układy o wysokich kosztach początkowych, takie jak silnik parowy czy silniki Stirlinga, są nierentowne przy wykorzystaniu ich w obiektach wielorodzinnych. Układy kogeneracyjne zasilane gazem ziemnym i bazujące na silnikach tłokowych są jak na razie jedyną technologią skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej, która jest opłacalna przy zastosowaniu w budynkach wielorodzinnych. Inne technologie wydają się interesującą perspektywą dla energetyki prosumenckiej, jednak wysokie koszty oraz niezbyt wystarczające środki wsparcia niskoemisyjnych źródeł energii utrudniają popularyzację technologii skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w wielorodzinnym budownictwie mieszkaniowym. Obserwowane tendencje wzrostowe, jeśli chodzi o liczbę nowo instalowanych modułów kogeneracyjnych, świadczą o dużym zainteresowaniu tą technologią. Centrum Energetyki AGH wyszło naprzeciw potrzebom rynku i stworzyło laboratorium małych układów kogeneracyjnych, w którym można prowadzić szereg badań mających na celu zoptymalizowanie pracy urządzeń kogeneracyjnych oraz poszukiwanie nowych rozwiązań technicznych mogących spowodować bardziej efektywną pracę kogeneratorów.

Bibliografia:

- [1] J. Skorek, J. Kalina, *Gazowe układy kogeneracyjne*, Warszawa 2005.
- [2] J. Paska, *Wytwarzanie rozproszone energii elektrycznej i ciepła*, Warszawa 2010.
- [3] P. Matuszczyk, *Rozwój energetyki prosumenckiej na przykładzie kogeneracji CHP*, „Przegląd Elektrotechniczny” 2016, nr 1 (1), s. 107–110.
- [4] Ustawa o odnawialnych źródłach energii. Dz. U. 2015 nr 478.
- [5] Przewodnik po programach priorytetowych NFOŚiGW na lata 2015–2020, Warszawa 2014.
- [6] *Small and Micro Combined Heat and Power (CHP) Systems, Advanced Design and Applications*, R. Beith (red.), Oxford 2011.
- [7] M. Pehnt, B. Praetorius, K. Schumacher et al., *Micro Cogeneration: Towards Decentralized Energy Systems*, Berlin 2006.
- [8] M.M. Maghanki, B. Ghobadian, G. Najafi, R.J. Galogah, *Micro Combined Heat and Power (MCHP) Technologies and Applications*, „Renew. Sustain. Energy Rev.” 2013, nr 28, s. 510–524.
- [9] Ustawa o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw. Dz. U. 2016 nr 925.

INFORMACJA TECHNICZNA⁷

KOGENERACJA GAZOWA W SZPITALACH

Wstęp

Rosnące ceny energii i paliw (w ciągu ostatnich 10 lat wzrost ten był 2 razy szybszy niż inflacja) powodują, że inwestycje w oszczędność energii i nowoczesne jej wytwarzanie są znacznie bardziej opłacalne niż najlepsze lokaty bankowe. Z tego powodu kogeneracja gazowa staje się tanim i atrakcyjnym źródłem energii elektrycznej i ciepła. Opłacalność i wyniki wdrożenia kogeneracji gazowej przedstawimy na przykładzie jednego ze szpitali, gdzie taki układ został zastosowany.

W zależności od wielkości szpitala i rodzaju świadczonych usług medycznych potrzeby w zakresie mediów energetycznych mogą być bardzo różne. W większości jednak szpitali potrzeby te będą dotyczyły głównie energii elektrycznej, ciepła dla ogrzewania obiektów i ciepłej wody użytkowej oraz chłodu. Najczęściej każde z tych mediów jest dostarczane lub wytwarzane w systemach indywidualnych.

Istniejące źródła ciepła (węzły cieplne, kotłownie) są sterowane z wykorzystaniem lokalnych regulatorów lub sterowników, równie często zdarza się też, że rolę „regulatora” przejmuje obsługa (sterowanie ręczne). W zasadzie systemy kontroli ograniczają się jedynie do bieżącego monitoringu parametrów i ewentualnie prostego sterowania urządzeniami wykonawczymi (np. regulacja temperaturą ogrzewania w zależności o temperatury zewnętrznej – tzw. „regulacja pogodowa”). Energia elektryczna jest dostarczana przez miejscowego dostawcę (OSD – Operator Systemu Dystrybucyjnego), przy czym sama energia może być już kupowana u dowolnego wytwórcy (szpitale ogłaszają przetargi na dostawę energii elektrycznej).

Kogeneracja i System SyNiS

Efekty wprowadzania kogeneracji i systemu SyNiS (System Nadzoru i Sterownia) przedstawiamy na przykładzie jednego ze szpitali na Opolszczyźnie (260 łóżek). W szpitalu tym znajduje się kotłownia gazowa (moc kotłowni ok. 2 MW) oraz instalacja kolektorów słonecznych (240 m² powierzchni) do podgrzewania ciepłej wody.

W roku 2012 w szpitalu został zamontowany układ kogeneracyjny wraz z systemem SyNiS. Układ kogeneracyjny to silnik gazowy o mocy 110 kW, który produkuje energię elektryczną (ok 30 kW) oraz ciepło dla potrzeb ciepłej wody (60 kW). Produkcja energii elektrycznej w połączeniu z produkcją ciepła w układzie kogeneracji pozwala znacznie lepiej wykorzystać energię chemiczną gazu, co powoduje obniżenie kosztów energii. Mimo stosunkowo niewielkiej mocy kogenerator wraz z kolektorami słonecznymi zabezpieczają prawie całkowitą produkcję ciepła dla CWU (ciepłej wody użytkowej) oraz zaspakajają około 50% potrzeb na energię elektryczną (moc zamówiona dla szpitala wynosi 120 kW).

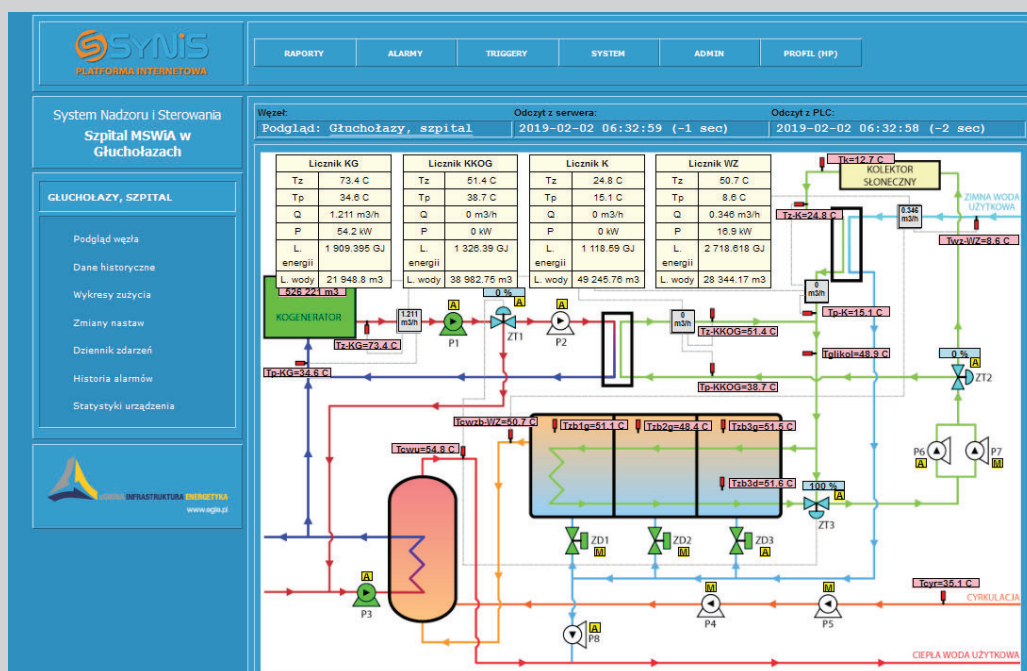
Dla zapewnienia optymalnej współpracy układu kogeneracyjnego z kotłownią oraz instalacją kolektorów słonecznych zastosowano System SyNiS. System ten pozwala na:

- pełną kontrolę nad pracą kogeneratora,
- możliwość ustalania optymalnych algorytmów pracy źródeł i odbiorów ciepła pod kątem zapewnienia odpowiedniego komfortu cieplnego,

⁷ Materiały prezentowane w tym dziale mają charakter komercyjny i są publikowane na odpowiedzialność autorów.

- zapewnienie współpracy kogeneratora z instalacją solarną poprzez ładowanie tych samych zasobników ciepłej wody (kogenerator ładuje te zasobniki w nocy),
- bieżącą kontrolę parametrów pracy źródeł i odbiorów z automatycznym powiadamianiem serwisu (obsługi) o zakłóceniach w pracy lub stanach awaryjnych (wiadomości SMS na telefony komórkowe),
- dostarczanie danych do rozliczeń za zużytą energię i media (liczniki ciepła, liczniki gazu, wodomierze, liczniki energii elektrycznej),
- archiwizację i prezentację danych wskazanym osobom w trybie ciągłym („on line”).

System umożliwia aktywny udział Operatora w ustalaniu parametrów pracy systemów grzewczych poprzez komunikowanie się z urządzeniami (łącze internetowe) w celu zmiany parametrów dostawy ciepła (np. ustalenie temperatury ciepłej wody, sposób pracy systemu cyrkulacji, kontrola pracy układu solarnego i systemu ładowania zasobników CWU). Na rys. 1 przedstawiamy schemat technologiczny (widok SCADY systemu SyNiS) tego układu.



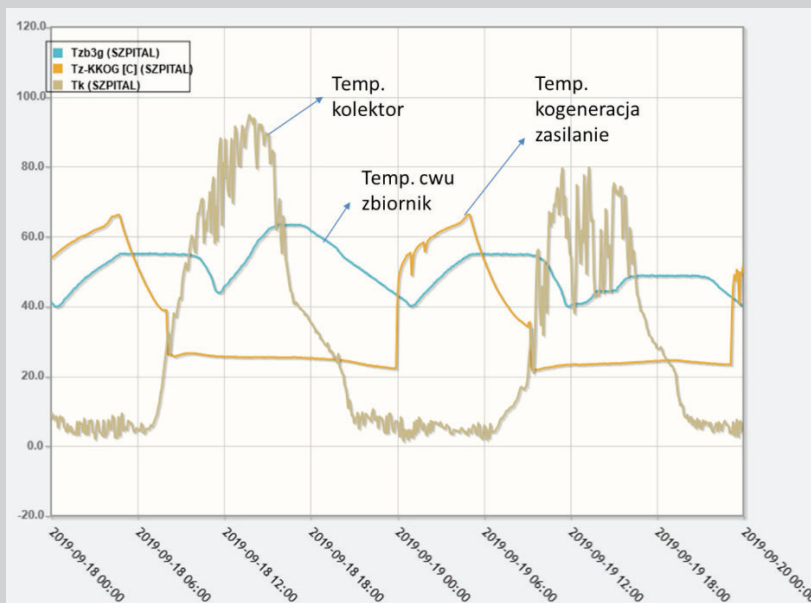
Rys. 1. Schemat technologiczny układu kogeneracji i kolektorów słonecznych w szpitalu

Dzięki połączeniu układu kogeneratora z instalacją kolektorów słonecznych można wykorzystać istniejące zasobniki CWU do ładowania ciepłem z kogeneracji w godzinach nocnych. Podniesiono także sprawność odzysku ciepła z kolektorów słonecznych poprzez zastosowanie dodatkowego wymiennika typu JAD, który podgrzewa wodę zimną bezpośrednio ciepłem produkowanym przez kolektory. Dzięki temu znacznie zwiększono sprawność pracy układu kolektorów słonecznych (o ok. 30%).

Na rys. 2 przedstawiono przebieg temperatur w układzie kogenerator-kolektor. Jak widać na wykresie, woda w zasobnikach CWU podgrzewana jest w dwóch cyklach:

- w okresie nocy – ciepłem z kogeneracji,
- w okresie dziennym – ciepłem z kolektorów.

W ciągu dnia oba źródła (kogenerator + kolektory) podgrzewają CWU na bieżąco.



Rys. 2. Wykres przebiegu temperatur w układzie podgrzewania CWU

W tabelach 1 i 2 przedstawiono wyniki analizy opłacalności zastosowania mikrokogeneracji gazowej w szpitalu.

kogenerator TEDOM 30		30	kWel	
		60	kWt	
czas pracy UK		8 500	h/rok	
produkcja energii el.		255	MWel	51,00%e.e
produkcja ciepło		510	MWht	63,31%cwu
sprawność UK (osiągana)		80%		
gaz		112	kW/h	
zużycie gazu		956	MWh/rok	
koszt gazu (wartość opałowa)		0,16	zł/kWh	
roczny koszt gazu		156 668	zł/rok	
serwis + usługi	4 zł/m-g	34 000	zł/rok	(rynek 10 zł!)
premia gwarantowana za UK	55 zł/MWh	14 025	zł	(było ok 130 zł)
Razem koszty		176 643	zł/rok	

Tabela 1. Parametry techniczne i analiza kosztów eksploatacji mikrokogeneracji

Produkcja rozdzielona			
energia elektryczna		590	zł/MWh
ciepło		174	zł/MWh
koszt en.el		150 552	zł/rok
koszt ciepła		88 889	zł/rok
razem koszt		239 441	zł/rok
oszczędność UK		62 798	zł/rok
SZE (dodatkowa oszczędność)	10%	35 952	zł/rok
Razem oszczędność		98 751	
inwestycja		600 000,00	zł
czas zwrotu		6,08	lat
Dotacja 50%		3,04	lat
Oszczędność CO2		115	Mg/rok
koszt CO2 (gdyby płacić!)	100 zł/Mg	11 475	zł/rok

Tabela 2. Analiza opłacalności zastosowania mikrokogeneracji

W wyniku zastosowania systemu SyNiS oraz wysokosprawnej kogeneracji gazowej w szpitalu obniżono koszty energii elektrycznej oraz podgrzewania ciepłej wody. Koszty te spadły o ok. 30% (za rok 2018 obniżenie kosztów wynosiło ok. 120 000 zł/rok). Dodatkowo szpital uzyskał prawa majątkowe w formie tzw. żółtych świadectw (wsparcie ok. 130 zł/MWh), z których sprzedaży uzyskiwał dodatkowy przychód w wysokości ok 25 000 zł na rok. Od 2020 roku szpital korzystać będzie z tzw. premii gwarantowanej przewidzianej w ustawie o wspieraniu kogeneracji, ale niestety w tym wypadku wsparcie jest niższe i wynosi tylko 55 zł/MWh.

Dla podniesienia opłacalności inwestycji związanych z obniżaniem emisji CO₂ powinno się wprowadzić dodatkowe wsparcie w formie zapłaty za „nieemitowane” CO₂ – w takim wypadku corocznie szpital uzyskiwałby dodatkowo ok 11 000 zł. Można wyrazić żal, że takiego wsparcia nie ma, gdyż byłoby ono zachętą do wprowadzania układów ograniczających emisję CO₂ na znacznie szerszą skalę.

Szpital otrzymał dotację na zabudowę układu kogeneracyjnego oraz systemu SyNiS w wysokości ok 50%, jednak nawet bez dotacji, przy obecnych cenach za energię elektryczną oraz za gaz, czas zwrotu inwestycji wynosi ok. 4–5 lat.

Warto zwrócić uwagę na jeszcze jeden ważny koszt w czasie eksploatacji kogeneratorów gazowych: koszt serwisu. Niestety często koszty te są bardzo wysokie: cena „rynkowa” to 10–15 zł za motogodzinę pracy agregatu, czyli koszt roczny serwisu wynosi od 80 000 do 120 000 zł. W takim przypadku małe agregaty nie będą opłacalne. Można jednak znacznie obniżyć ten koszt (tak wysoka cena za serwis tak małych jednostek nie ma żadnego uzasadnienia) do poziomu 3–4 zł/mg (co uzyskano w przypadku omawianego szpitala). Przy wyborze dostawcy kogeneratora należy więc brać pod uwagę dwa składniki cenowe: koszt agregatu oraz koszty pięcioletniego serwisu. Dopiero suma tych kosztów pozwala nam wybrać najlepszy ekonomicznie agregat i ocenić opłacalność inwestycji.

Można stwierdzić, że potencjał mikrokogeneracji gazowej w szpitalach, hotelach, basenach (obiekty o dużych potrzebach CWU przez cały rok) jest zupełnie niewykorzystywany w Polsce (i chyba nie tylko w Polsce).

Projekt współfinansowany ze środków
Narodowego Centrum Badań i Rozwoju
w ramach programu
badań naukowych i prac rozwojowych
Społeczny i gospodarczy rozwój Polski
w warunkach globalizujących się rynków

GOSPOSTRATEG

umowa nr Gospostrateg1/385085/21/NCBR/19

Wartość projektu:

ogółem: 17 218 267 PLN

dofinansowanie NCBR: 16 596 967 PLN

ISBN: 978-83-66364-65-3

www.agh.edu.pl

www.er.agh.edu.pl