KONWERSATORIUM INTELIGENTNA ENERGETYKA
(28.10.2025, godz. 15:00-18:00)

Tematy przewodnie:
Czerwiec 2025: Pułapki i szanse transformacji: od gazowych zależności do neutralności klimatycznej
Wrzesień 2025: Prawo, Elektroprosumenci, Przedsiębiorcy, SEP
– cztery filary transformacji energetycznej

Październik 2025: Lokalne bilansowanie – podstawa bezpieczeństwa?

Program:

15:00-15:10
Wprowadzenie

15:10-15:25
Transformacja lokalnego ciepłownictwa - szansa czy problem?
Poseł Stanisław Lamczyk

15:25-16:05
Wirtualna elektrownia (VPP)
Grzegorz Nowaczewski

16:05-16:45
Metrologia systemowa – dobry pomiar jako warunek świadomości w energetyce rozproszonej
Grzegorz Grzegorzyca

16:45-17:00
OSE – potrzebne tak lub nie i dlaczego? - komunikat
Jacek Biskupski, Józef Chmiel

17:00-17:40
Osłony elektroprosumenckie – lokalne bilansowanie w społecznościach energetycznych
Krzysztof Bodzek

17:40-18:00
Otwarta dyskusja

Program skonsolidował:
Krzysztof Bodzek

Spotkanie odbędzie się w formie online:
Dane spotkania
Spotkanie online na platformie zoom.us. W celu dołączenia do spotkania należy kliknąć poniższy link:

https://zoom.us/j/93779086178?pwd=bmdOYVVDbkJOeXlNVjJiVG81OHpQQT09

Meeting ID: 937 7908 6178
Passcode: KIE

Jeżeli pojawi się problem z otwarciem linku, można go skopiować i wkleić bezpośrednio w pasek adresu przeglądarki.
Spotkanie będzie aktywne od 14:50.

Kolejne spotkanie: 25 listopada 2025 r.

Komunikat do Konwersatorium z dnia 23 września 2025 r.
Opracował: Krzysztof Bodzek

Temat przewodni grudniowego konwersatorium to: *Prawo, Elektroprosumenci, Przedsiębiorcy, SEP – cztery filary transformacji energetycznej*. W spotkaniu uczestniczyli przedstawiciele środowiska parlamentarnego, naukowego, organizacji pozarządowych, energetyki WEK, sektora MMSP oraz samorządów.

Z prezentacjami można zapoznać się na stronie https://ppte2050.pl/, natomiast wystąpienia dostępne są na kanale Platforma Elektroprosumeryzmu.

Stanisław Lamczyk (online): Poseł zapowiedział prace nad nową wersją Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu oraz wskazał, że wątek ciepłownictwa przeszedł do kompetencji Ministra Miłosza Motyki. Zarysował główny problem branży, czyli czym zastąpić węgiel (zwłaszcza miał) w elektrociepłowniach i ciepłowniach. Zarówno dużych, jak i licznych jednostkach samorządowych. Wskazał, że część podmiotów planuje wykorzystać gaz, ale to rozwiązanie przejściowe, obarczone ryzykiem zależności od importu. Podkreślił konieczność przejścia na biogaz i biometan, które wymagają czasu i zaplecza.

Jako przeciwstawny kierunek wskazał elektryfikację ciepłownictwa i rozwój lokalnych źródeł. Postulował biogazownie w każdej gminie oraz rozwiązania bazujące na odpadach. Przedstawił przykład prac w powiecie człuchowskim. Modernizacja kotłowni węglowej z wykorzystaniem technologii C-GEN (projekt badany przez NCBR) do odgazowania frakcji RDF z sortowni odpadów. W oddalonych budynków, z uwagi na wiek i przekroje sieci, rozważane są kotły elektrodowe. Wskazał, że takie podejście łączy gospodarkę odpadami z lokalną niezależnością energetyczną.

Zakwestionował scenariusz zwiększania spalania biomasy, zwłaszcza importowanej (np. z USA), jako krok pogłębiający zależność zewnętrzną. Odwołał się do dorobku prof. Jana Popczyka, akcentując nieuchronność elektryfikacji ciepła i transportu oraz potrzebę myślenia holistycznego. Integracja polityk energetycznych i cieplnych, lokalne bilansowanie, odporność gmin i powiatów.

Dyskusja: Podkreślono, że poza korektami KPEiK kluczowym wyzwaniem jest pilna transformacja ciepłownictwa przy dużych zapoźnieniach inwestycyjnych proces będzie trudny i wymaga szybkich decyzji modernizacyjnych. Przywołano prezentację Zdzisława Konopki w Sejmie jako przykłady rozwiązań przyszłości, które i tak będą musiały wejść do praktyki.

Ksiądz Korneliusz Matouszek (online): Budowa kryzysowej odporności elektroprosumenckiej osłony kontrolnej wspólnoty parafialnej w Smolnicy. Prelegent przedstawił 24-letni proces przebudowy systemu energetycznego parafii w Smolnicy, obejmujący kolejno poprawę budynku, zmianę źródeł ciepła, elektryfikację wybranych odbiorów oraz własne źródła PV, tak by podnieść komfort i obniżyć koszty, a zarazem uniezależniać się od wahań cen paliw.

Punktem wyjścia była termomodernizacja kościoła. Usunięto starą, 5-centymetrową warstwę lameli, emitującą w upały intensywny zapach produktów ropopochodnych i wprowadzono 20 cm wełny mineralnej z paroizolacją. Po konserwacji podbicia i odtworzeniu elewacji. Modernizacja ograniczyła przegrzewanie latem i przygotowała obiekt do dalszych zmian. W chwili objęcia parafii funkcjonował mały palnik olejowy z nadmuchem (ogrzewanie powietrzne z wylotem w narożu nawy), o niskiej skuteczności przy zużyciu rzędu kilku tysięcy litrów oleju na sezon. Równolegle pracowała stara instalacja wodna. Podczas fali mrozów w 2012 r. doszło do zamarznięcia wody w skrajnych wnękach i rozszczelnienia zaworów. Doraźnie poprawiono dystrybucję ciepła, dobudowując kanał nawiewny, lecz efekt był ograniczony.

W 2005 r. zainstalowano kocioł na ekogroszek 150 kW z trzema nagrzewnicami nadmuchowymi (dwie ok. 60 kW i jedna ok. 30 kW), sterowany z histerezą 2 °C i typową temperaturą zasilania 68–70 °C (zrezygnowano z pracy przy 90–95 °C z powodów kosztowych). Z tego źródła ogrzewano też plebanię. Już w 2001 r. instalator zaprojektował grzejniki i obiegi z myślą o przyszłym zasilaniu niskotemperaturowym (50–55 °C) pod pompę ciepła. Eksploatacja części węglowej była uciążliwa: ciasna kotłownia i składzik mieszczący 3 t węgla. Ręczny załadunek, czyszczenie wymiennika, częste serwisy

(ślimak podajnika, styczniki), wywóz popiołu a koszty silnie zależały od ceny paliwa. W międzyczasie wyładowanie atmosferyczne uszkodziło automatykę olejową, nagłośnienie i dzwony. C.W.U. po awarii podgrzewano przepływowym podgrzewaczem, a C.O. dla plebanii zapewniono przez wymiennik ciepła z kotłowni kościelnej

Kolejny krok umożliwiło doprowadzenie gazu do miejscowości. Zamiast odtwarzać system węglowy, zabudowano kocioł gazowy 33 kW oraz włączono pompy ciepła jako źródło podstawowe. Punkt pracy ustawiono na +5 °C, świadomie wyżej niż sugerowali wykonawcy (−2…+3 °C), by w dolnym zakresie temperatur korzystać z tańszego wówczas gazu i nie przewymiarować sprężarki. Dla stabilizacji pracy wpięto trzy bufory po 500 l. Kocioł i pompa pracują z histerezą 2 °C, przy czym kocioł obecnie ogrzewa pełny przepływ, co jednak, dzięki dużej pojemności magazynów ciepła nie stanowi problemu.

W 2019 r. uruchomiono w trzech etapach instalację fotowoltaiczną. Najpierw ok. 19 kW, następnie kolejne dwa moduły po 4 kW (łącznie 27 kW), częściowo finansowaną pożyczką z WFOŚiGW w Katowicach. Równolegle rozwiązano ogrzewanie strefowe w nawie. Po analizie kosztów zrezygnowano z rozbiórki posadzki i ogrzewania w jastrychu na rzecz podestów grzewczych budowanych siłami parafian. Konstrukcja to warstwa wyrównawcza ze styroduru z folią aluminiową (eliminacja nierówności granitowej posadzki), płyty OSB 22 mm, folie grzewcze w pasach 100 cm i 50 cm ułożone pod ławkami według geometrii naw (moc zainstalowana to 20,24 kW), paroizolacja, płyty cementowo-wiórowe 10 mm (ochrona mechaniczna i dystrybucja ciepła) oraz wykładzina przemysłowa kolorystycznie dopasowana do kamiennej podłogi. Po kilku sezonach rozważane jest zdjęcie płyt cementowo-wiórowych w celu poprawy odczuwalnej ciepłości powierzchni.

Początkowo wykonawca nie doszacował przekroje przewodów zasilających sekcje folii (2,5 mm² przy mocach rzędu 6–8 kW), co ujawniło się przegrzewaniem już po pierwszej zimie. Instalację przeprojektowano. Zwiększono przekroje (4–6 mm² zależnie od sekcji), rozdzielono obwody, zabudowano wyłączniki różnicowoprądowe i liczniki pomocnicze do monitoringu zużycia sekcji. Dane z liczników wykorzystuje się do korekty harmonogramów załączeń.

Przed inwestycjami koszty stanowiły głównie zakup ekogroszku oraz energii elektrycznej na poziomie 10–11 MWh/rok. Symulacja powrotu do węgla przy aktualnych cenach (ekogroszek 1500 zł/t) wskazuje łączne roczne koszty rzędu 45 tys. zł. Jest to poziom nieakceptowalny w budżecie parafii. W ostatnim sezonie zużycie gazu na potrzeby plebanii wyniosło > 2500 m³ (ok. 28 MWh wg współczynnika konwersji 11,38–11,42 kWh/m³), przy koszcie ok. 11 tys. zł. Produkcja PV przekroczyła 27 MWh, a łączne zużycie energii elektrycznej to 22,5 MWh, z opłatami rzędu 6 tys. zł. Bez PV ten sam wolumen w taryfie C11 kosztowałby 16,9 tys. zł. Sumarycznie koszty (gaz + energia elektryczna) zamknęła się w okolicach 16,8 tys. zł, co daje oszczędność rzędu 28 tys. zł, przy jednoczesnym spadku uciążliwości obsługi i eliminacji niskiej emisji.

Potwierdzono skuteczność ogrzewania strefowego. Około 20% powierzchni nawy (strefa ławek) utrzymuje odczuwalnie „ciepłą podłogę", a dzięki redukcji wilgoci niedzielny profil temperatury potrafi wzrosnąć w słoneczne dni o 5–6 °C. Całość działań została zaprojektowana tak, by wzmacniać odporność energetyczną wspólnoty (lokalna generacja, sterowalne odbiory, buforowanie ciepła, dywersyfikacja źródeł) i mieścić się w realnych możliwościach finansowych parafii, przy transparentnym rozliczaniu kosztów i decyzji inwestycyjnych.

Dyskusja: Podkreślono wysoką wartość metodycznego podejścia prelegenta, czyli dokładne porównania kosztów i efektów, oraz trafne obserwacje komfortu cieplnego wynikające z właściwości materiałów. Przypomniano, że subiektywne odczucie ciepła różni się dla drewna i metalu przy tej samej temperaturze powierzchni z powodu odmiennych przewodności cieplnych. Następnie zarekomendowano przegląd rozliczeń energii biernej w taryfie C (potencjalnie wysoki koszt pozycji przy obciążeniach pojemnościowych/indukcyjnych, m.in. oświetlenie LED), sugerując wdrożenie kompensacji. Prelegent potwierdził, że ostatnie faktury zawierają już szczegółowe pozycje dot. energii biernej i zapowiedział działania w tym zakresie.

Grzegorz Grzegorzyca (online): Wieloletnie doświadczenia w zakresie ogrzewania własnych domów jednorodzinnych z punktu widzenia inżyniera architekta i budowlańca oraz inżyniera elektroenergetyka i automatyka. Prelegent opisał dwa studia przypadków, aby pokazać praktyczny paradygmat transformacji, czyli zamiast „robić to, co nakazuje doktryna", należy „robić to, co jest możliwe w danych warunkach". Po gruntownej analizie wariantów, celów i ograniczeń.

Obszary wiejskie i podmiejskie (Żernica, okolice Rybnika) mierzą się z wysokimi kosztami energii elektrycznej i cieplnej, problemami jakości zasilania oraz ryzykiem przerw. Stąd potrzeba metodycznego budowania odporności elektroprosumenckiej, opartej o sensowny miks OZE (PV, pompy ciepła, biogaz), rozproszone magazyny energii i funkcjonalność pracy wyspowej. Warunkiem skutecznego sterowania i bilansowania jest dostęp do wiarygodnych danych pomiarowych z liczników OSD. Jednocześnie oddolny boom inwestycji (PV, PC) przebiega często chaotycznie, co skutkuje nadmiarem energii w szczytach słonecznych i lokalnymi problemami jakości zasilania

Studium 1 - obszar podmiejski Rybnika.

Budynek wzniesiono około 25 lat temu „zgodnie ze sztuką", m.in. masywne przegrody (mur 44 cm z ceramiki) i tynki mineralne zapewniające dyfuzję pary, co daje dużą bezwładność cieplną i komfort. Zamiast wtórnej, kosztownej „pasywizacji" (zrywanie posadzek, wymiana stolarki, podłogówka) właściciel zrealizował pełną elektryfikację ogrzewania i bardzo dużą autogenerację. Wolnostojącą instalację PV z 144 modułami i optymalizatorami na każdym panelu oraz dodatkowe moduły na dachu i garażu. Energia jest dedykowana głównie do ogrzewania wody w klasycznych grzejnikach. W 22 kaloryferach zabudowano indywidualne grzałki około 1 kW z lokalnymi regulatorami temperatury, co pozwala precyzyjnie ustawiać parametry w poszczególnych pomieszczeniach. W celu uniknięcia dewastacji wnętrz, nową instalację elektryczną poprowadzono na zewnątrz domu (w gruncie), a dawny kocioł na paliwo stałe zdemontowano. Kotłownia stała się czystą, użytkową przestrzenią. Układ obsługuje falownik dużej mocy (30 kW) z wymuszonym chłodzeniem. Porównania produkcji rocznej pokazały poziomy powyżej 30 MWh/rok, a w najlepszych miesiącach jest to rząd 5 MWh/mies. Świadomie zrezygnowano z nadmiernej pasywizacji. W nowoczesnych przegrodach zyski bytowe i słoneczne kumulują się latem, co podnosi koszty chłodzenia i pogarsza komfort. W dalszej perspektywie możliwe jest uzupełnienie źródła ciepła (np. pompa ciepła wysokotemperaturowa do grzejników albo kocioł indukcyjny), lecz główny cel, samowystarczalność funkcjonalna przy akceptowalnym koszcie i ryzyku już osiągnięto.

Studium 2 – dom prelegenta (Żernica, obszar wiejski).

Ścieżkę odporności budowano od 14 lat. Na etapie budowy przyjęto standard „energooszczędny, lecz nie skrajnie pasywny" (pustaki ceramiczne 24 cm, izolacja z wełny mineralnej, tynki mineralne, ocieplenie poddasza), wentylację mechaniczną z rekuperacją z automatycznym bypassem na lato oraz żaluzje zewnętrzne stabilizujące bilans termiczny. Bazowe źródło ciepła stanowi gruntowa pompa ciepła 9 kW z dwoma odwiertami pionowymi po 90 m (plus odcinek poziomy 20 m na 2 m głębokości. W 2018 r. dołożono dachową fotowoltaikę 30×330 W (9,9 kW) z optymalizatorami i monitoringiem on-line (produkcja, zużycie, autokonsumpcja). W efekcie dom jest zbilansowany rocznie (energia bieżąca i rozliczenia prosumenckie z OSD). Pełna autonomizacja wyspowa wymagałaby magazynu energii oraz rozbudowy automatyki i pomiarów. Wprowadzono harmonogramy pracy rekuperatora w automatyce domowej (przewietrzanie o określonych porach, sterowanie poziomami wydajności), a dodatkowe liczniki (dwukierunkowy licznik oraz podlicznik ORNO) pozwalają rzetelnie oceniać profil zużycia/produkcji i pracę pompy.

Zauważono stabilność uzysków PV (odchylenia zgodne z deklaracjami producentów około 2% spadku w 1. roku, a potem 0,4%/rok). Monitoring na poziomie każdego modułu ujawnił awarię. Naprawa w praktyce wymagała podnośnika, co wykraczało poza ryczałt serwisowy. Decyzję odłożono, co ilustruje lukę serwisową na rynku. Prelegent podkreślił pilną potrzebę kompetentnych mikro-firm (instalacja/serwis PV, automatyka, odwierty) z dostępem do magazynów części i standaryzowanych procedur gwarancyjnych. Dla kontrastu wskazał, że już w 2011 r. odwierty wykonywały ekipy z doświadczeniem, co dziś bywa trudniej dostępne. Dominacja pomp powietrznych wynika m.in. z braku kadr do źródeł gruntowych, a niekoniecznie z nieopłacalności odwiertów.

Odporność nie rodzi się z jednego „słusznego" rozwiązania, lecz z dobranego do miejsca miksu źródeł i pomp ciepła. Rozsądna termika przegród, rekuperacja, zacienianie i prosta, wiarygodna automatyka z pomiarami. Należy unikać nadmiernej pasywizacji. Należy projektować pod autokonsumpcję i pracę wyspową. Samobilansowanie jest pierwszym krokiem, praca wyspowa (na wypadek przerw/blackoutu) musi być immanentną funkcją systemu docelowego. Dane pomiarowe z OSD i monitoring są krytyczne dla sterowania i wychwytywania awarii. Ważna jest kooperacja sąsiedzka i porządkowanie współdzielenia zasobów (lokalne mikro-układy, magazyny, profile obciążeń) ograniczą problemy jakościowe (podbicia napięcia, wyłączenia falowników) już dziś są widoczne.

Dyskusja: W nawiązaniu do wątku „robienia tego, co możliwe w danych uwarunkowaniach” przywołano wcześniejsze wystąpienie ks. Korneliusz Matouszka i jego modelowe wdrożenia w parafii (PV, elektryfikacja ogrzewania), akcentując techniczne zaplecze oraz sprawność organizacyjno-zarządczą potrzebną przy realizacji inwestycji OZE. W odpowiedzi ksiądz doprecyzował aspekt ekonomiczny. Odrzucił termomodernizację plebanii z 1953 r. styropianem (mur pełny 48 cm) z uwagi na ryzyko zaburzenia dyfuzji pary i bardzo długi horyzont amortyzacji (rzędu dekad), wskazując, że zbyt „ciężkie” środki mogą zniszczyć obiekt, zanim zwrócą się nakłady. Jako efektywniej uzasadnione wskazał działania nieinwazyjne i o krótszym zwrocie (uszczelnienie stolarki, ogrzewanie podłogowe), zwracając uwagę na sezonową dynamikę komfortu. Posadzki ceramiczne wspierają chłód latem, a zimą dobrze rozprowadzają ciepło.

Tomasz Słupik (online): Prelegent przedstawił dylematy transformacji energetycznej z perspektywy firmy inżynierskiej, która od 75 lat towarzyszy polskiej energetyce, od prac koncepcyjnych i pomiarowych, przez rozruchy i eksploatację, po analizy wyłączeniowe. Prelegent przypomniał, że dla Energopomiaru realny początek transformacji wyznaczyły zapowiedzi EU ETS, a następnie twarde regulacje środowiskowe (BAT). W 2021 r. spółka zdefiniowała misję jako ekspercko-doradczą i pomiarową, wspierającą klientów w efektywnej transformacji ukierunkowanej na neutralność klimatyczną, co nieprzypadkowo akcentuje pomiary, czyli jedyną drogę do parametryzacji zjawisk i rzetelnego opisu fizycznego procesów zmiany.

Postawiono pytanie, dlaczego transformacji towarzyszą dziś dylematy? Nałożyły się (i będą się nakładać przez 2–3 dekady) czynniki geopolityczne zaburzające łańcuchy dostaw technologii i surowców, brak jednolitego rozumienia filarów transformacji, uzależnienie od surowców energetycznych i nieenergetycznych, ograniczone własne zdolności wytwórcze w kluczowych technologiach, drogie w pozyskaniu krajowe paliwa, wyeksploatowany, lecz nadal przez około dwie dekady potrzebny majątek konwencjonalny a także deficyty kompetencji. Na przykładzie motoryzacji elektrycznej wskazał, jak rynek obnaża trudności przemysłu europejskiego. Polska, choć dziś druga w UE pod względem wolumenu wytwarzania baterii, w dużej mierze pełni rolę montowni półproduktów importowanych z Azji i może spaść na 5–6 miejsce, co pokazuje dominację Chin w łańcuchach materiałów krytycznych.

W warstwie metodologicznej prelegent uporządkował filary transformacji, czyli OZE, efektywność energetyczna, gospodarka o obiegu zamkniętym (GOZ) i zrównoważony rozwój. Podkreślił unikatowość idei elektroprosumeryzmu profesora Popczyka, która jako jedyna konsekwentnie wprowadziła paradygmat egzergetyczny do opisu źródeł i przemian. Egzergia jest jednak trudna w stosowaniu, dlatego Unia w taksonomii i raportowaniu niefinansowym, odwołuje się praktycznie do LCA (16 kategorii wpływu). Równolegle istnieje rachunek kosztu termoekologicznego, umożliwiający spójne, fizyczne porównywanie technologii. Prelegent przywołał wykonane przez Energopomiar obliczenia dla ciepłownictwa warszawskiego, dla którego koszt termoekologiczny wytworzenia 1 MWh z paliw kopalnych wynosił 1,2 MWh zasobów (energia i materia) pobranych ze środowiska, podczas gdy w wariancie zasilania pomp ciepła energią z OZE wskaźnik ten był ponad 20-krotnie mniejszy (rzędu setnych). Analogiczne relacje uzyskano dla energii elektrycznej. To, od strony czystej fizyki, potwierdza zasadność kierunku OZE i pomp ciepła. W tle pozostaje jednak zdroworozsądkowe pytanie profesora Popczyka, czy „95% neutralności” to już sukces?

W części o efektywności energetycznej prelegent wskazał, że numerem jeden, mimo często długich okresów zwrotu, pozostaje termomodernizacja (analogicznie wymiana sieci na preizolowane w systemach ciepłowniczych). Implementacja pomp ciepła jest kluczowa, ale klasyczny bilans energii i pochodne (sprawność) nie opisują poprawnie układów, w których pompa ciepła jest jednocześnie zasilana z OZE. Tu potrzebny jest koszt termoekologiczny. W miastach rozwiązania GOZ (duże PC na ściekach obniżające temperaturę zrzutu, ograniczając zakwity glonów) niosą korzyści, których nie uchwyci prosty rachunek energetyczny. Do ich oceny nadaje się LCA. Tymczasem w praktyce modernizacji ciepłownictwa LCA prawie nie funkcjonuje, a europejskie standardy raportowania GOZ bywają opisowe.

Prelegent postulował, by dla osłon kontrolnych OK wyznaczać współczynnik zrównoważonego rozwoju łączący bilans ciepła i prądu, odpady, gospodarkę wodno-ściekową, transport itd. Wymagałoby to uzupełnienia ustawy o efektywności energetycznej o załącznik egzergetyczny i docenienia roli biogazu w gminach wiejskich.

Wskazano też wyzwania GOZ w realiach przejścia. Energetyka węglowa wytwarza gips. Jeśli elektrownię potraktować jako fabrykę wieloproduktową, część wpływu środowiskowego należałoby alokować do gipsu (np. przez przypisanie mu kosztu termoekologicznego gipsu naturalnego). Analizy LCA

porównujące gips syntetyczny z naturalnym (z alokacją ekonomiczną) prowadzą do podobnych wniosków. Równolegle rozważa się objęcie CO_2 z instalacji termicznego przekształcania odpadów opłatami, bez wystarczającego rachunku korzyści/ryzyk w całym systemie. Przywołano zróżnicowane poziomy recyklingu (np. 70% w Niemczech), ale brak spójnej metody oceny skutków systemowych.

W obszarze sieci skrytykowano fałszywą narrację, jakoby modernizacja przesyłu i dystrybucji sama w sobie przyspieszała transformację na wymaganą skalę. Istnieją pilotaże z magazynami przy transformatorach SN/nN, które lokalnie łagodzą nadwyżki OZE, ale barierą są zarówno koszty, jak i regulacje (OSD nie mogą swobodnie instalować magazynów). Główny problem pozostaje bez zmian. Brak dostępnych cenowo technologii magazynowania do tego ograniczona elastyczność popytu w przemyśle pracującym w ruchu ciągłym. W konsekwencji, na czas przejściowym najbardziej adekwatnym partnerem dla OZE i braku magazynów są źródła gazowe.

Wątek odporności strategicznej zilustrowano kosztami niedostarczonej energii. Na Półwyspie Iberyjskim kilka godzin blackoutu wyceniono na rząd 5 mld euro. W Polsce koszt 1 MWh niedostarczonej energii prelegent szacował na 108 tys. zł do bliżej 150 tys. zł/MWh, a dla usług nawet 180 tys. zł/MWh. Zwrócono uwagę na militarne ryzyka dla systemu oraz na znaczenie lokalnych źródeł w scenariuszach kryzysowych.

W ocenie prelegenta nie buduje się za dużo mocy gazowych przy rosnącym udziale OZE i ograniczonej roli bateryjnych magazynów przez co najmniej dekadę, wysoka moc zainstalowana w gazie będzie dawała relatywnie niewielki udział w produkcji, ale zapewni niezbędny bilans mocy. Wskazał różnice eksploatacyjne między układem parowo-gazowym (CCGT) a „pikerami" (OCGT). CCGT oferuje niższe koszty zmienne (około 1/3 mocy z turbiny parowej „za darmo" energetycznie przy pracy bloku), za cenę wyższych kosztów stałych i mniejszej dynamiki. Turbiny otwarte są szybsze, ale mają gorszą charakterystykę emisji i sprawności. W spółce prowadzona jest też analiza LCA dla porównania oddziaływań CCGT vs. OCGT (m.in. efekt wyrzutu spalin o temperaturze 600°C). Z kolei w ciepłownictwie widać trend zastępowania układów turbin gazowych farmami szybko startujących silników gazowych (setki jednostek), które osiągają pełną moc w 180 s, kosztem wyższych nakładów serwisowych, ale z ogromnym zyskiem regulacyjności.

W praktyce eksploatacyjnej należy rozdzielać bilans roczny od jednoczesności zasilania. Z doświadczeń Warszawy i własnych instalacji prelegenta pełna samowystarczalność mocowa (praca wyspowa bez wymuszeń) jest możliwa w ok. 14% czasu rocznie. Poza tym potrzebny jest magazyn lub system. Tymczasem w 2025 r. możliwe jest nawet 1 TWh redysponowania OZE, a brakuje regulacji pozwalających zamieniać energię redukowaną na ciepło dla systemów ciepłowniczych. Stąd postulat spójnego, inżynierskiego spojrzenia na elektroenergetykę, ciepłownictwo, gospodarkę odpadami i wodno-ściekową oraz prosumentów i przemysł.

Prelegent stwierdził, że gdyby transformacja była od początku tłumaczona na jednolitym gruncie fizyki (egzergii/termokosztu i LCA dla przepływów materiałowych), UE miałaby dziś mniej problemów decyzyjnych. Łatwiej byłoby przyznać, że kierunek jest zasadny, ale tempo trzeba dostosować do realiów gospodarczych. W kręgach niemieckich już słychać, że „niedostatek energetyczny" stał się problemem pilniejszym od ambicji klimatycznych, co zapowiada rewizję podejścia. Transformację uznamy za optymalną wtedy, gdy gospodarka będzie rosła, a produkty pozostaną konkurencyjne, unikniemy blackoutów i ograniczeń dostaw, rachunki za energię, ciepło i odpady będą społecznie akceptowalne.

Na koniec prelegent pokazał praktyczny dylemat najbliższych lat, jak certyfikować i bezpiecznie utrzymywać starzejące się bloki, gdy zakres remontów i diagnostyki się kurczy i kto weźmie na siebie niezbędne ryzyko, dopóki nowe moce i magazyny nie staną się faktem.

Marcin Fice (online): Moc bierna - perspektywa operatora i odbiorcy. Prelegent podkreślił, że efektywność energetyczna i niewspółmiernego wysiłki w obszarach, które są zbędne, potrafią generować zjawisko odwrotne, czyli nieefektywność. Podkreślając, że takim obszarem jest np. energia bierna. Na konferencji Energetab można było zauważyć, jak szybko rośnie ten obszar, od prostych po bardzo wyrafinowane układy kompensacji i regulacji mocy biernej. W praktyce system musi się bilansować, a skoro energia czynna jest produktem, to energia/moc bierna również stała się produktem. Szacuję, że sam rynek mocy biernej, po stronie odbiorców to co najmniej rząd 4 mld zł. Co ważne urządzenia do kompensacji mają skończoną sprawność i zużywają moc czynną, co szczególnie jest widoczne na niskich napięciach i nie jest pomijalne. Efekt uboczny masowej walki z mocą bierną jest więc bardzo konkretny. Dokładamy straty energii czynnej w systemie, próbując tłumić zjawisko, które w elektroenergetyce zawsze

będzie obecne. Dane taryfowe z przeglądu ENTSO-E pokazują skalę rozbieżności w Europie: w 16 krajach nie ma żadnych opłat za moc/energię bierną, w 16 obowiązują taryfy, a w 17 kary (w części państw występują równolegle). Przykładowo Chorwacja to rząd 20 €/MVArh, Francja 10 €/MVArh. W Rumunii jest to 40–50 €/MVArh, natomiast w Irlandii czy Norwegii jest to poziom rzędu dziesiątek eurocentów za MVArh.

Polska należy do grupy „karającej" i to bardzo wysoko. Opłaty są od 90 do aż 530 €/MVArh w zależności od poziomu napięcia. Prelegent podkreślił, że stawki te są niewspółmierne i są traktowane jako źródło przychodu. Konsekwencją będzie dalsza walka cenowa poprzez dokładanie do sieci kolejnych odbiorników mocy czynnej w postaci układów kompensacji, by unikać kar za moc bierną, z pełną świadomością, że każdy taki układ ma swoje straty i powiększa rachunek energetyczny systemu.

Dyskusja: W ramach dyskusji podkreślono, że w domach jednorodzinnych rozwiązaniem referencyjnym, pod warunkiem niskotemperaturowych instalacji, pozostaje pompa ciepła. Wskazano jednak na interesującą alternatywę wobec kotła indukcyjnego, czyli grzałki elektryczne w grzejnikach jako prosty, tańszy inwestycyjnie wariant modernizacji. Jednocześnie zaznaczono, że kotły indukcyjne mogą mieć sens w obiektach wielkopowierzchniowych, zwłaszcza w centrach miast, gdzie z przyczyn technicznych lub formalnych nie da się zastosować pomp ciepła. To rozwiązanie bywa jednak traktowane chłodno przez przedsiębiorstwa ciepłownicze preferujące scentralizowane systemy. Przywołano uwarunkowania sieciowe. Nawet w nowoczesnych systemach z rurami preizolowanymi straty przesyłowe są rzędu 20% i przekładają się, przy około 50 GW mocy zainstalowanej w ciepłownictwie (ok. dwukrotność mocy KSE), na 10 GW strat ciepła, co odpowiada mniej więcej trzem blokom jądrowym, jeśli ciepło miałoby pochodzić z elektryfikacji. Podkreślono, że skoro rośnie udział OZE w wytwarzaniu prądu, ekonomicznie i energetycznie uzasadnione jest doprowadzanie energii elektrycznej do obiektów i lokalna konwersja na ciepło (minimalizacja strat sieciowych). Jako studium przypadku omówiono Człuchów. Istniejąca kotłownia węglowa (planowana konwersja na biomasę skutkująca spadkiem mocy do 60%) obsługuje miasto o podłużnym układzie zabudowy. Postulowano wariant kogeneracyjny (ciepło dla odbiorców w bezpośrednim sąsiedztwie źródła, energia elektryczna do zasilania dalszych osiedli), z integracją lokalnych OZE i istniejącej biogazowni i potencjalnie miejskiej farmy wiatrowej w odległości około 5 km oraz PV. Zwrócono uwagę, że prosta ścieżka „węgiel→gaz" bywa najszybsza organizacyjnie, ale koszty pełnej transformacji ciepłownictwa (szacunki rzędu 500 mld zł) wymuszają krytyczne spojrzenie na kierunek inwestycji.

Pełna zamiana węgla na źródła gazowe jako podstawę pracy systemu występuje rzadko, a kotły gazowe implementuje się głównie w funkcji rezerwowo-szczytowej. Trend bazowy to szybka integracja OZE i ciepła odpadowego z myślą o spełnieniu kryteriów efektywnego systemu ciepłowniczego po 2035 r. (regulacje wymuszają wysoki udział OZE/odzysków). Wiele systemów przechodzi na niższe parametry, automatyzuje sterowanie, wymienia odcinki na preizolowane i co kluczowe, defragmentuje sieć, co realnie obniża straty i w dobrze zmodernizowanych układach sprowadza je do wartości jednocyfrowych. W wymiarze metodycznym podkreślono potrzebę ocen opartych na egzergii, koszcie termoekologicznym i LCA (np. dla pomp ciepła na ściekach, które oprócz dostaw ciepła obniżają temperaturę zrzutu i ograniczają zakwity). Wszystko to prowadzi do konkluzji, że obowiązująca ustawa o efektywności energetycznej wymaga zasadniczego przeprojektowania, aby odzwierciedlać realia transformacji.

Zaakcentowano również wartość zderzenia perspektywy mikro (praktyka parafii i rozwiązania „gospodarskie" z horyzontem zwrotu 8 lat) z perspektywą makro (systemowe dylematy, ryzyka i ograniczenia). Podkreślono, że realność i skuteczność lokalnych działań nie znoszą konieczności trzeźwego komunikowania ograniczeń na poziomie państwa i rynku, w kontrze do uproszczeń korporacyjnych i politycznych.

Podpisali: **Stanisław Lamczyk** (poseł RP); **Ksiądz Korneliusz Matouszek** (Parafia Smolnica), **Grzegorz Grzegorzyca** (Energopomiar elektryka); **Tomasz Słupik** (Energopomiar); **Marcin Fice** (Politechnika Śląska, SEP).