



Instytut Energetyki Odnawialnej

Zapowiedź raportu i zaproszenie do współpracy

Zielona elektryfikacja ciepłownictwa

wraz z propozycją legislacyjną na rzecz zagospodarowania nadwyżek energii z pogodozależnych OZE

*Poniższy materiał zawiera tezy do raportu „Zielona elektryfikacja ciepłownictwa”
przygotowywanego w Instytucie Energetyki Odnawialnej
ze wsparciem organizacji branżowych: Polskiej Izby Magazynowania Energii, Izby
Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie i Polskiego Stowarzyszenia Energetyki
Wiatrowej
oraz partnerów przemysłowych z branży ciepłownictwa i OZE wraz z operatorami
sieci energetycznych: ENSPIRON, PSEW, Veolia, ECO, Tauron Ciepło, SEFAKO, PSE
oraz innych chcących wnieść swoje kompetencje i wkład.*

Publikacja raportu jest planowana na koniec sierpnia

30 czerwca 2025

Wprowadzenie

Trwają rządowe prace nad Strategią dla ciepłownictwa” i wdrożeniem dyrektywy o odnawialnych źródłach energii (RED III) i dyrektywy o efektywności energetycznej (EED). Próba zdefiniowania pojęcia elektryfikacji w kontekście RED III nieuchronnie prowadzi do pytania o źródła energii elektrycznej, które posłużą do transformacji ciepłownictwa i ich koszt oraz koszt wytworzonego z nich ciepła.

Elektryfikacja (nie tylko ciepłownictwa i ogrzewnictwa, ale też transportu i przemysłu) oparta na bezemisyjnej energii z wiatru i słońca (zwana dalej „zieloną elektryfikacją”) jest najbardziej oczywistym rozwiązaniem, ale wymaga jednak specjalnego otoczenia i większej uwagi niż dotychczasowa elektryfikacja oparta na paliwach kopalnych oraz dialogu ciepłowników, operatorów sieci i wytwórców energii z OZE. Równocześnie niesie ona ze sobą szereg korzyści - oprócz dekarbonizacji sektora ciepłowniczego w oparciu o źródła bezemisyjne, pozwala zwiększyć elastyczność systemu (jeden z priorytetów polityki UE), przy równoczesnym ograniczeniu marnowania „nadwyżkowej” energii z pogodozależnych OZE (co ma obecnie miejsce za sprawą tzw. „curtailmentów”).

Zielona elektryfikacja ciepłownictwa oparta na cieple bezemisyjnym nie jest jeszcze terminem w pełni zdefiniowanym, ale użytecznym w sensie szerszej koncepcji transformacji energetycznej. Istnieje bowiem niemal powszechne przekonanie, że zielona elektryfikacja, wsparta digitalizacją i magazynami ciepła, jest nowym, nieuchronnym etapem rozwoju systemów ciepłowniczych, a w dłuższej perspektywie - warunkiem ich przetrwania. Więcej – staje się kluczowym elementem, a nawet istotą transformacji energetycznej godzącej redukcję emisji i niskie ceny ciepła, a w najbliższych latach warunkiem dalszego rozwoju energetyki odnawialnej opartej na wykorzystaniu źródeł pogodozależnych (energii słonecznej i wiatrowej).

Temat jest dopiero od niedawna szerzej dyskutowany. Pierwszą okazją do podjęcia tematu był raport Instytutu Energetyki Odnawialnej „Mapa drogowa dla rynku magazynów ciepła” tworzony we współpracy z Polską Izbą Magazynowania Energii w 202r roku. Temat zyskał uwagę resortu środowiska, Polskich Sieci Energetycznych i czołowych firm ciepłowniczych oraz firm związanych z zarządzaniem energią. O kwestii promocji magazynów ciepła zdolnych do absorpcji energii z OZE już od kilku lat informuje Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie. Temat z nieco innej perspektywy podejmuje Krajowa Izba Gospodarcza (Komitet ds. Energii i Polityki Klimatycznej). Dopiero od niedawna temat zainteresował wytwórców energii z pogodozależnych OZE.

Najważniejsze dyskusje nt kształtu zielonej elektryfikacji ciepłownictwa prowadzone są obecnie na forum Zespołu MKiŚ ds. transformacji ciepłownictwa oraz określenia modelu funkcjonowania rynku ciepła, który pracuje nad wdrożeniem koncepcji zielonej elektryfikacji do polskiego prawa. Efekty pracy zespołu mają być wsadem do KPEiK oraz dokumentu „Strategia transformacji ciepłownictwa do 2040 r.” Wiceministra klimatu i środowiska Urszula Zielińska uznaje (zieloną) elektryfikację ciepłownictwa za główny filar „strategii” oraz element łączenia sektorów w KPEiK:

Elektryfikacja ciepłownictwa, połączona z magazynowaniem ciepła i integracją różnych źródeł energii, to konieczny krok w kierunku obniżenia cen ogrzewania.

Urszula Zielińska, 12.05.2025

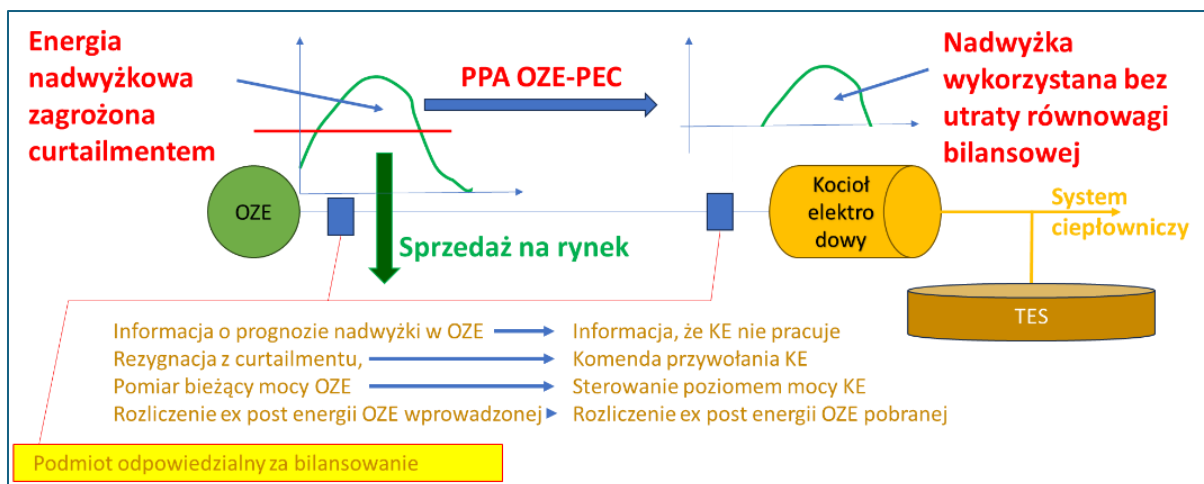
Transformacja ciepłownictwa w kierunku OZE i elektryfikacji ma szerokie poparcie w branży ciepłowniczej (IGCP, PTEC) oraz cieszy się rosnącym zainteresowaniem sektorów OZE, przemysłu i operatorów. Jest też zdefiniowana w niedawno przyjętych przez UE dyrektywach (RED III i EED), w których zapisy dot. transformacji ciepłownictwa nie są kontestowane oraz w najnowszym unijnym pakcie dla czystego przemysłu (*Clean Industrial Deal*) z 26 lutego 2025r.

Pakt stawia dwa wymierne cele: coroczny wzrost mocy OZE do 2030 r. o 100 GW/rok (w latach 2023-2024 w UE 27 przybywało odp. 68 GW i 70 GW łącznej mocy elektrycznej z wiatru i słońca, czyli średnio 98,4% wszystkich nowych mocy OZE) oraz zwiększenie wskaźnika elektryfikacji w gospodarce, w tym w ciepłownictwie, z obecnych 21,3% do 32% w 2030r. (elektryfikacja wyłącznie w oparciu o OZE). W ramach „paktu” Komisja Europejska zobowiązała się do opracowania szczegółowego Planu działań na rzecz elektryfikacji (I kw. 2026 r.) oraz Strategii ogrzewania i chłodzenia (I kw. 2026 r.), które będą dalej wspierać cele związane z elektryfikacją opartą na wykorzystaniu energii z OZE oraz z integracją sektorów i zwiększeniem elastyczności systemów ciepłowniczych.

Działania UE oraz działania administracji rządowej są spójne i mają jednocześnie doprowadzić do podtrzymania wysokiego tempa wzrostu inwestycji OZE (energetyka wiatrowa i słoneczna) oraz do transformacji ciepłownictwa i obniżenia cen ciepła z korzyścią dla jego odbiorców. Ciepłownictwo wsparte technologiami magazynowania energii i prawdziwie inteligentne sieci ciepłownicze i elektroenergetyczne umożliwiają łączenie sektorów i przynoszą korzyści dla wielu uczestników transformacji energetycznej:

- **OZE pogodozależne (VRES)** – zwolnione z ryzyka curtailmentu (redysponowania) oraz blokady dalszego rozwoju, stawianej przez operatorów sieci elektroenergetycznych w kontekście ochrony równowagi bilansowej;
- **Operator Systemu Przesyłowego (OSP)** – zwolnione z ryzyka destabilizacji bilansu mocy w KSE w okresach silnego nasłonecznienia lub wiatru, przy dalszym wzroście mocy zainstalowanej w VRES;
- **Przedsiębiorstwa energetyki ciepłej (PEC)** – zwolnione dzięki prostym i niedrogim rozwiązaniom (kotły elektrodowe, magazyny ciepła) z widma niemożności wykazania wymaganego udziału energii z OZE w produkowanym cieple lub kosztów niezbędnych do poniesienia by ten obowiązek spełnić z wykorzystaniem innych nośników energii pierwotnej.

Ogólny model zagospodarowania energii z VRES „win-win-win” w systemach elektroenergetycznym i ciepłowniczym zobrazowana na schemacie.



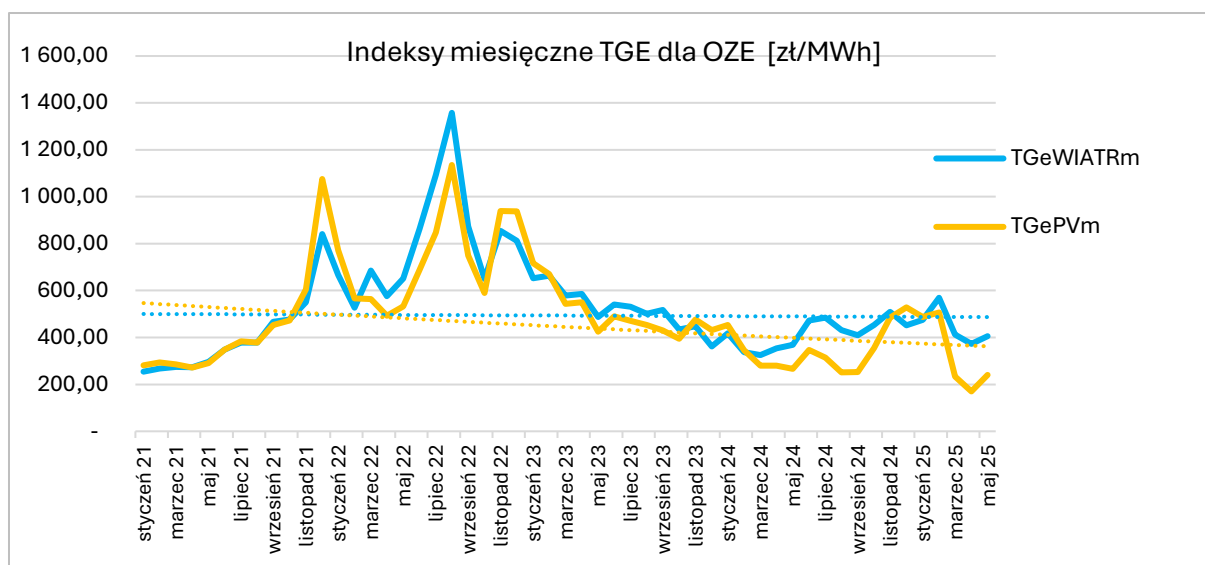
Rysunek 1. Model „win-win-win” zagospodarowania energii z OZE (VRES).

Ten ogólny model zielonej elektryfikacji, aby mógł spełnić wszystkie pokładane w nim cele, wymaga jednak zoperacjonalizowania od strony biznesowej i regulacyjnej w szczególności w zakresie taryf dystrybucyjnych.

Podstawy integracji OZE z ciepłownictwem

Aby można było w pełni wykorzystać potencjał ciepłownictwa w bilansowaniu systemu elektroenergetycznego z dużym udziałem generacji ze źródeł pogodozależnych, niezbędne jest wykorzystanie ciepłowni, które w zależności od potrzeb, będą nie tylko same wytwarzały, ale też konsumowały energię elektryczną ze źródeł pogodozależnych (w szczególności farm wiatrowych i PV), jednocześnie dostarczając wymagane ilości ciepła. technologie Power-to-Heat (P2H) mogą konsumować nadmiar energii elektrycznej z OZE.

Po stronie podaży energii elektrycznej z OZE sytuacja jest dobrze zdefiniowana: rosną dostępne wolumeny i spadają ceny energii dla profilu fotolotnicznego o wiatrowego. Dobrze obrazują to ceny profili wg indeksów miesięcznych generacji PV i wiatrowej publikowane przez TGE – rysunek poniżej.

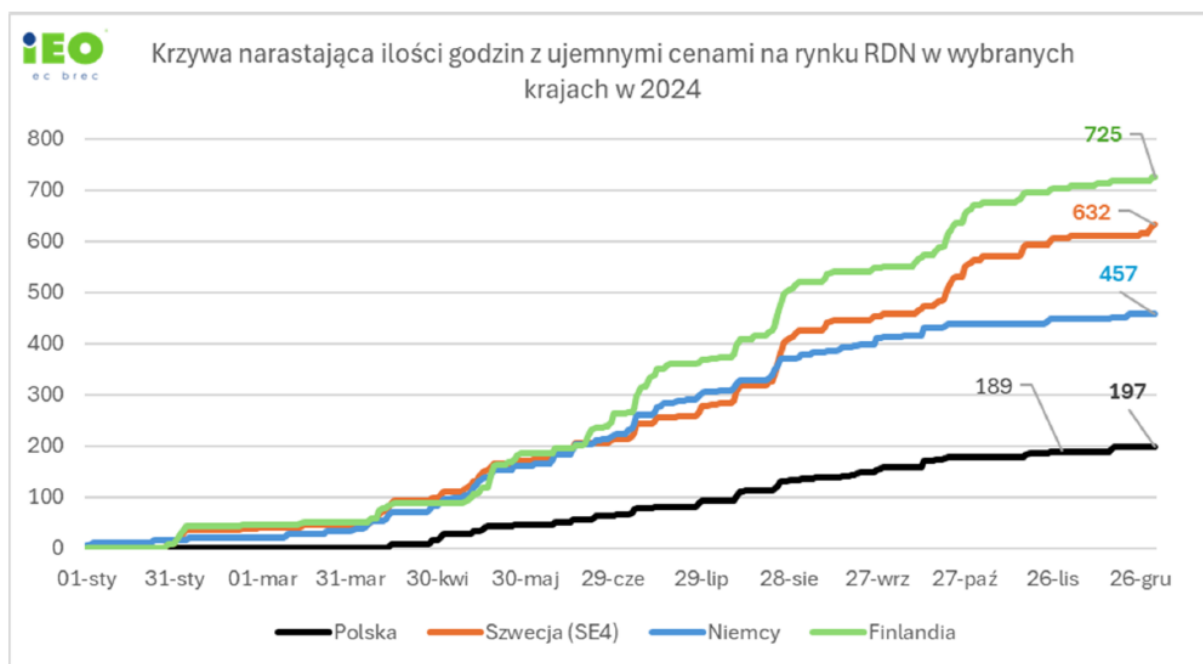


Rysunek 2. Indeksy miesięczne TGE cen energii na Rynku Dnia Następnego odpowiednio: TGeBase dla całości obrotu energią oraz TGeONSHOREm i TGePVm odpowiadające lądowym farmom wiatrowym (FW) i farmom słonecznym (FPV). Objasnienia w tekście poniżej. Źródło: TGE, oprac. IEO

Np. indeks cen dla farm PV (TGePVm) jest istotnie niższy, w szczególności w okresach wysokiej generacji PV (maj–sierpień) i spada w kolejnych latach. Np. wartość TGePVm w maju w latach 2023, 2024 i 2025 była niższa od TGeBASEm odpowiednio o 12,6% w maju 2023 roku, 27,4% w maju 2024 roku i aż 40% w maju 2025 roku. Trend spadkowy dla ceny z generacji PV w stosunku do innych źródeł szybko się pogłębia.

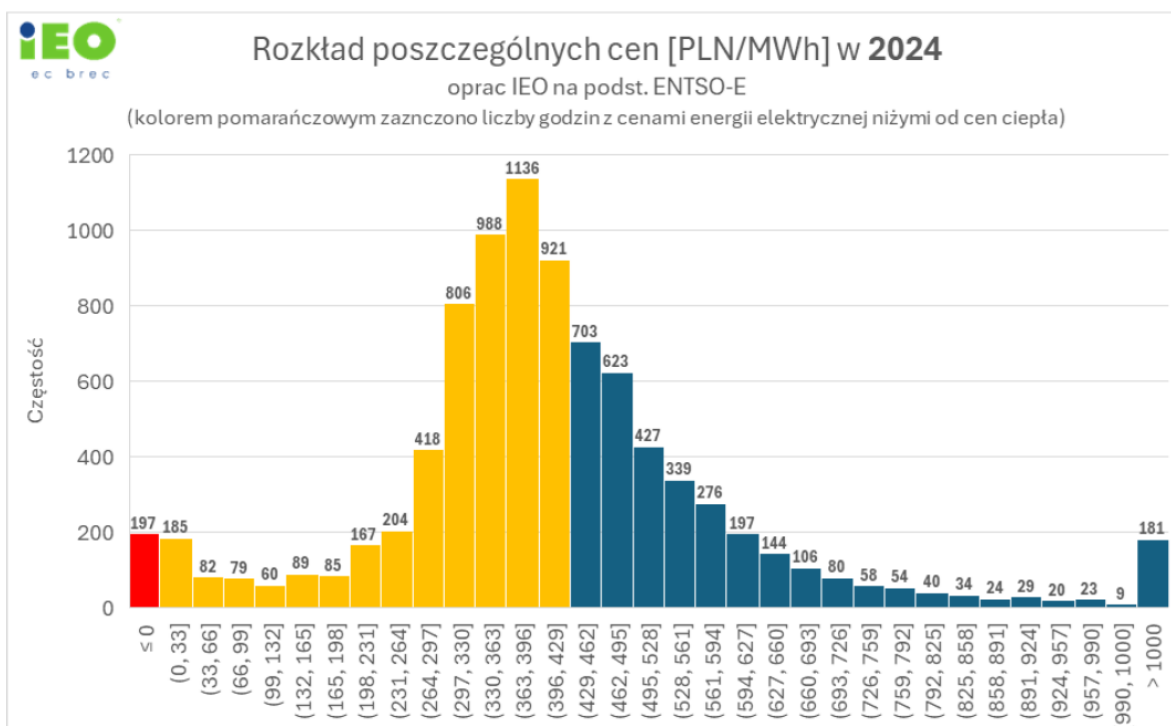
W szczególności okresowo ultraniskie (coraz częściej „ujemne”) ceny energii elektrycznej latem w szczytach generacji PV (zwłaszcza, kiedy na generację PV nakładała się generacja wiatrowa) spowodowały zainteresowanie magazynowaniem ciepła z kogeneracji latem. Na początku elektrociepłownie rozważają raczej krótkoterminowe magazynowanie ciepła. Takie rozwiązanie zwiększa możliwości udziału elektrociepłowni w usługach bilansujących, jednak nie zapewnia jeszcze odpowiednio wysokiej elastyczności pracy ciepłowni (i pozostałych źródeł węglowych), ani tym bardziej KSE (sprzedaż energii elektrycznej z kogeneracji zgodnie z potrzebami KSE i racjonalnością ekonomiczną, ale np. dążeniem ciepłowni do spełnienia wymogu kontraktu dot. wysokosprawnej kogeneracji, bez oglądania się na potrzeby rynku energii elektrycznej).

Ceny energii elektrycznej byłyby jeszcze niższe w momentach nadpodaży energii z OZE, gdyby nie tzw. nierynkowe ograniczenia źródeł słonecznych i wiatrowych, czyli „curtailment”, który w 2024 roku uniemożliwił dostawę do sieci ponad 760 GWh energii z OZE. Liczba godzin z ujemnymi cenami energii elektrycznej wraz ze wzrostem udziałów OZE w Polsce będzie rosła, na wzór Niemiec i Skandynawii.



Rysunek 3. Ujemne ceny energii elektrycznej w 2024 roku w Polsce i wybranych krajach UE (Niemcy i Skandynawia)

Pełne wykorzystanie dostępnej generacji w godzinach z niskimi cenami energii jest kluczem do dalszej transformacji ciepłownictwa, energetyki oraz zapewnienia bezpieczeństwa dla inwestorów w OZE poprzez wykorzystanie tzw. *enabling technologies* (różnego typu magazyny energii i systemy prognozowania i zarządzania energią). Na poniższym wykresie kolorem pomarańczowym wyróżniono 4496 godzin, dla których cena referencyjna sprzedaży ciepła z węgla (ok. 430 zł/MWh) była wyższa od ceny energii elektrycznej (średnia cena energii na rynku spotowym wyniosła 414 zł/MWh). Nawet przy wysokich w Polsce cenach energii w 2024 roku potwierdza to olbrzymie możliwości współpracy sektora energetycznego z ciepłownictwem.



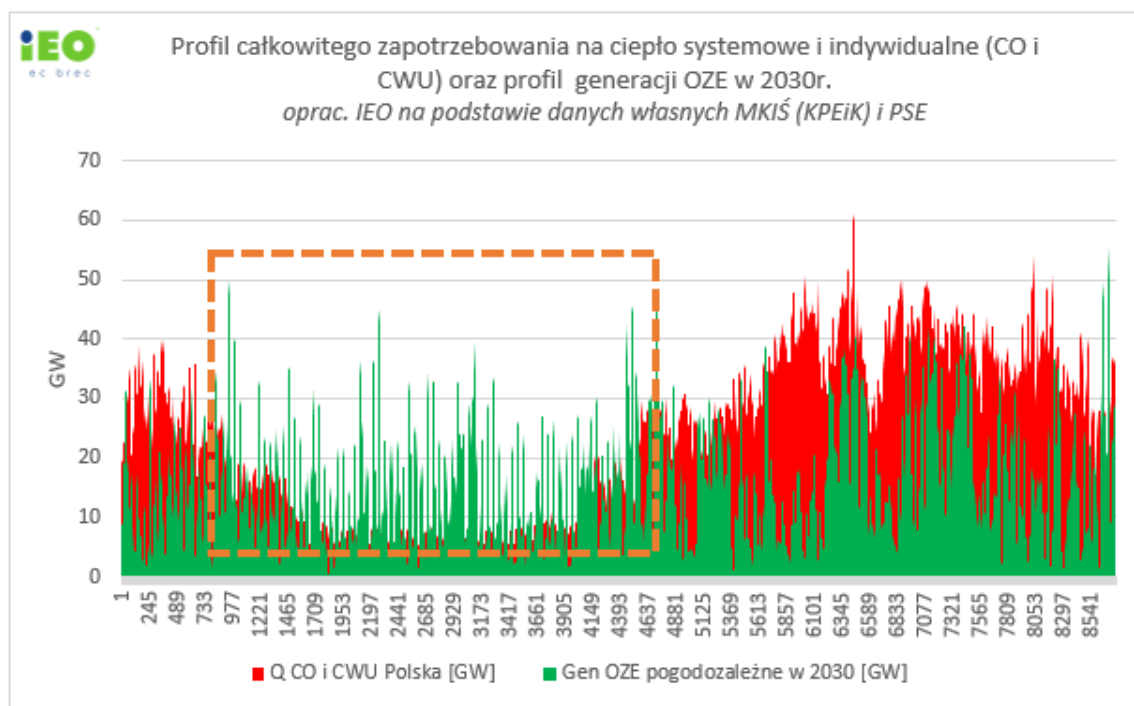
Rysunek 4 Histogram cen energii elektrycznej z uwzględnieniem liczby godzin z cenami ujemnymi (kolor czerwony) energii elektrycznej i cenami niższymi od cen ciepła systemowego wytwarzanego z węgla (kolor pomarańczowy).

Powyższe możliwości zielonej elektryfikacji ciepłownictwa są ograniczane przez wysokie koszty dystrybucji energii elektrycznej z OZE, spowodowane tzw. wrzutkami taryfowymi, zwiększającymi koszty dystrybucji opłatami typu mocowa, przejściowa czy kogeneracyjna. Już obecnie możliwa jest jednak efektywna ekonomicznie zielona elektryfikacja ciepłowni inwestujących OZE na swoim terenie lub z wykorzystaniem tzw. linii bezpośredniej (niestety, zgodnie z obecnym prawem jest to możliwe tylko do 2 MW). Możliwy jest też zakup energii z OZE poza godzinami obowiązywania opłaty mocowej 7:00-22:00 (elektrownie wiatrowe) lub energii w godzinach z opłatą mocową (dla firm 142,1 zł/MWh), zakupionej po bardzo niskich cenach rzędu 150-250 zł/MWh. Prace legislacyjne w Zespole MKiŚ ds. transformacji ciepłownictwa oraz określenia modelu funkcjonowania rynku ciepła wychodzą naprzeciw oczekiwaniom ciepłowników, aby jeszcze bardziej poprawiać atrakcyjność ekonomiczną zielonej elektryfikacji, poprzez obniżenie kosztów dystrybucji, w powiązaniu z możliwościami świadczenia przez ciepłownie usług systemowych.

Aby skutecznie wykorzystać i magazynować nadwyżkę energii odnawialnej za pomocą technologii Power-to-Heat (P2H), kluczowym krokiem jest skojarzenie godzinowego zapotrzebowania na ciepło z profilem generacji energii elektrycznej w systemach z wysokim udziałem OZE. Do oszacowania ilości zielonej energii jaka może być zmagazynowana i wykorzystana na cele elektryfikacji ciepłownictwa w 2030 roku (potencjał magazynowania energii z OZE) niezbędne jest wyznaczenie na ten rok łącznej generacji energii słonecznej i wiatrowej dla każdej godziny. Wykorzystano założenia wariantu bazowego Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu (KPEiK), w tym prognozowaną moc zainstalowaną w fotowoltaice i energetyce wiatrowej. Zgodnie z (konserwatywnymi) planami, moc zainstalowana w 2030 w fotowoltaice i energetyce wiatrowej ma osiągnąć odpowiednio 29 269 MW i 15 842 MW. Przy odpowiednich

założeniach opracowano profil prognozowanej generacji PV i wiatru w 2030 roku, który pozwala na ocenę potencjału magazynowania nadwyżek OZE w przyszłości.

Trudniej jest przewidzieć profil krajowego zapotrzebowania na ciepło w 2030 roku – jest to zadanie samo w sobie. Dla uproszczenia, do oceny potencjału magazynowania w ciepłe pogodozależnej generacji OZE przyjęto, że profil ciepłowniczy w 2030 roku będzie identyczny jak w 2023 roku. Na wykresie poniżej porównano profile całkowitego zapotrzebowania na ciepło z profilem generacji pogodozależnej OZE.

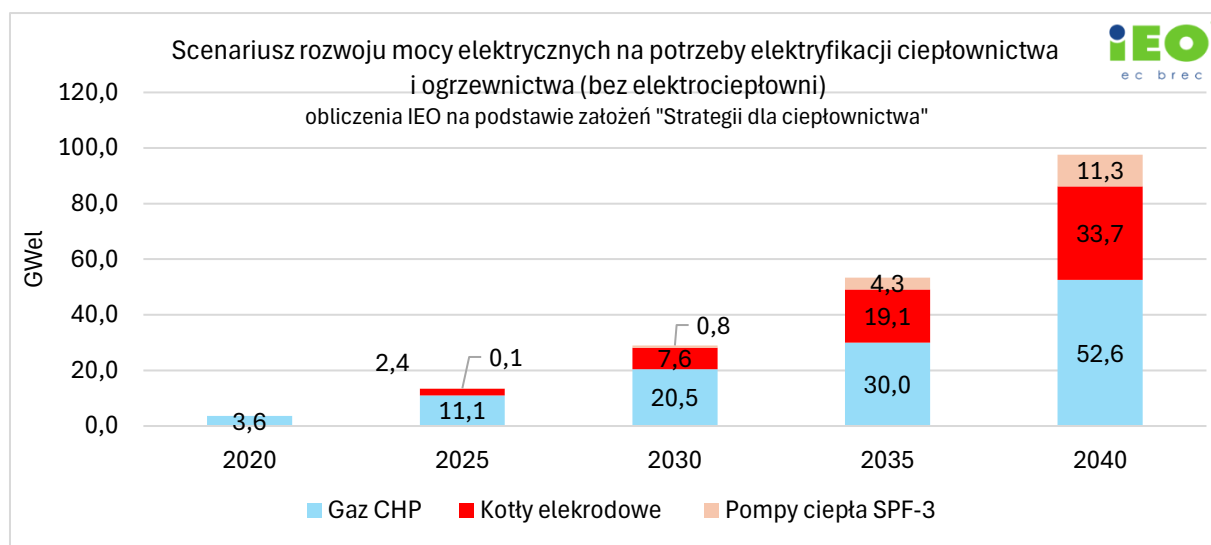


Rysunek 5 Zestawienie szacowanych profili łącznego zapotrzebowania na ciepło systemowe i indywidualne (CO i CWU) w 2030 roku oraz profil generacji pogodozależnych OZE w 2030 roku. Na wykresie linią przerywaną zaznaczono okres, w którym rekomendowane jest wykorzystanie sezonowych magazynów ciepła

Wysokość nadwyżek generacji OZE nad potencjałem magazynowania w okresie od kwietnia do września w godzinach od 10:00 do 14:00 w 2030 roku wyniesie 23 TWh, przy 7 TWh w 2023 roku. Z uwagi na fakt, że okres nadwyżek energii z OZE jest rozbieżny z sezonem grzewczym, tworzy się potencjał (dobowy i sezonowy) dla magazynów ciepła.

Z punktu widzenia KSE kluczowym elementem zielonej elektryfikacji ciepłownictwa jest możliwość wykorzystania magazynów ciepła. W przeciwnym razie zapotrzebowanie na energię elektryczną dla potrzeb ciepłownictwa, np. do zasilania pomp ciepła (PC), będzie się zbiegało ze szczytem zimowym obciążenia KSE, kiedy najmniej aktywne są źródła PV. W konsekwencji będzie to rodziło presję na rozbudowę źródeł ciepłych, mniej lub bardziej emisyjnych i od strony finansowej negatywnie wpłynie na konkurencyjność elektryfikacji ciepłownictwa za pomocą PC, gdy brakuje rezerwy mocy i ceny energii są wysokie, zwłaszcza w okresie zimowym ([prognoza PSE](#)), podczas gdy **kotły elektrodowe z magazynami ciepła** zdejmują nadwyżki energii z OZE latem. Więcej o możliwościach integracji OZE z ciepłownictwem w raporcie „[Mapa drogowa rynku magazynów ciepła](#)”.

Na rysunku zobrazowano założenia technologiczne do elektryfikacji ciepłownictwa (z wykorzystaniem kotłów elektrycznych i pomp ciepła) przyjęte w pracach nad „Strategią transformacji ciepłownictwa do 2040 r.”, która jest wpisana w projekt KPEiK (wersja WAM).



Rysunek 6. Planowane (szacowane) inwestycje w elektryfikację (zieloną). Oprac. IEO na podstawie projektów KPEiK i „Strategii transformacji ciepłownictwa do 2040 r”. Uwaga: przyjęto że ciepłownie korzystają z pasma generacji wiatrowej i słonecznej

Moce zainstalowane źródeł elektrycznych, które mają pracować na rzecz zielonej elektryfikacji, po 2025 roku podążają za planowanymi mocami nieprosumentckich źródeł fotowoltaicznych, osiągając 23,4 GW w 20235 roku i 45 GW w 2040 roku. Poziom elektryfikacji ciepłownictwa ma rosnać z 23% w 2025 roku, poprzez 46% w 2030 roku, do 82% w 2040 roku.

Technologie konwersji Power-to-heat oraz długoterminowego magazynowania energii są dostępne i stosunków tanie aby wesprzeć proces transformacji energetycznej. Ale realizacja celów strategicznych powinna iść w parze z regulacjami zapewniającymi dwie kluczowe kwestie:

- Dla przedsiębiorstw ciepłowniczych kluczowe jest uznanie systemu ciepłowniczego za tzw. efektywny system ciepłowniczy (na gruncie dyrektywy EED). Obecne regulacje nie pozwalają uznać za ciepła z OZE ciepła wytworzonego w procesie konwersji z energii elektrycznej (nawet w przypadku, gdy umorzona zostanie gwarancja pochodzenia energii elektrycznej).
- Dla uruchomienia procesów gospodarczych konieczne jest zapewnienie możliwości zawierania korzystnych dla obu stron (wytwórców energii z OZE oraz dla ciepłowni) umów PPA na zakup energii z OZE na cele grzewcze w godzinach najwyższej generacji źródeł pogodozależnych i niskich cen na rynku energii elektrycznej. Tu kluczowa rola powinien odegrać system taryfowy, które dotychczas nie ułatwia kanalizowania strumienia nadwyżkowej energii z OZE do odbiorców.

Propozycje w zakresie efektywnego systemu ciepłowniczego zostały wypracowane w ramach Zespołu MKiS ds. transformacji ciepłownictwa. Kwestie ułatwień dla zagospodarowania nadwyżek energii wymagają dodatkowych analiz i konsultacji.

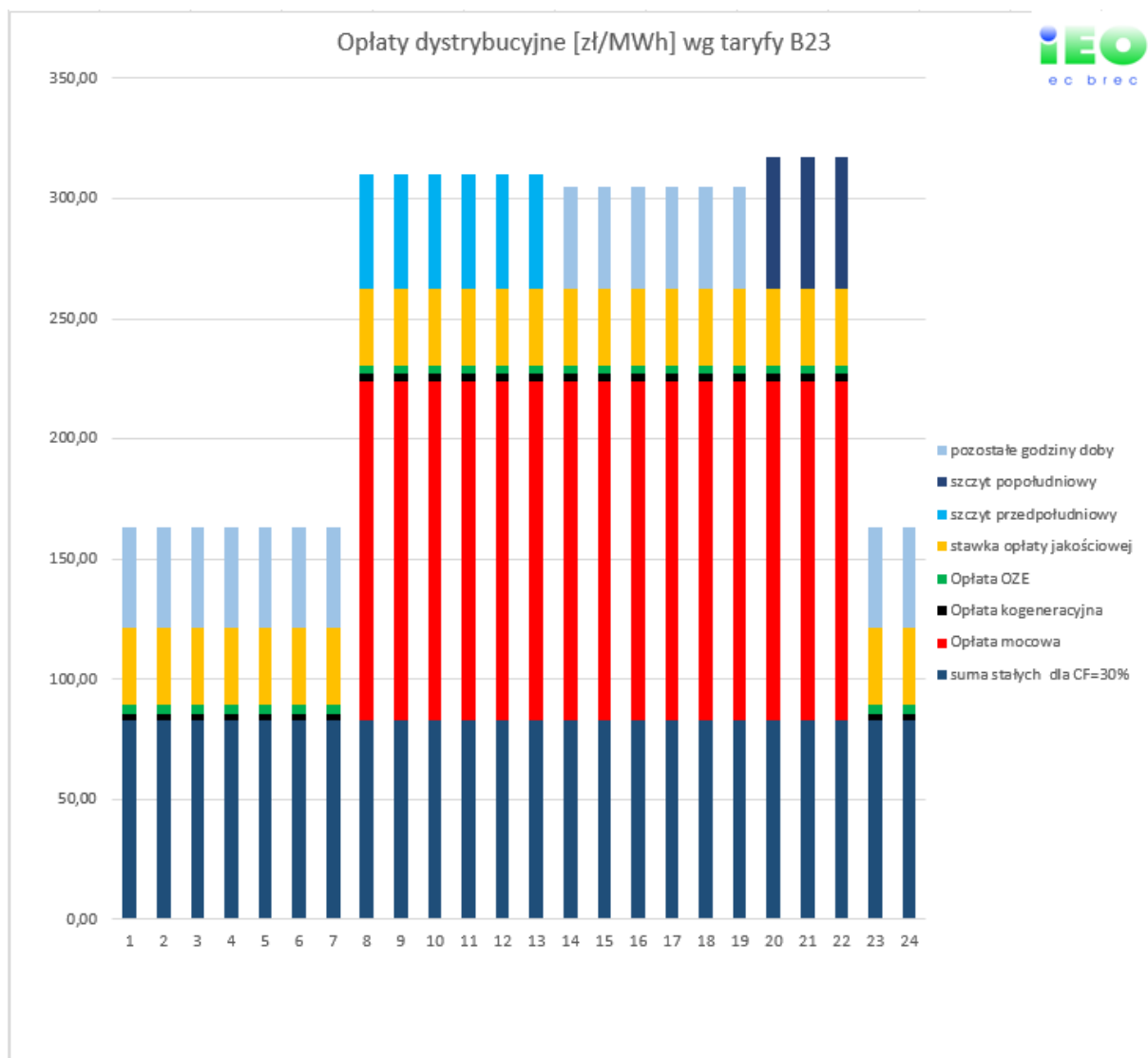
Założenia do zmian w prawie

Kluczowym celem zaproponowanych rozwiązań legislacyjnych jest umożliwienie wykorzystania nadwyżek energii, wytwarzanych głównie przez pogodozależne źródła wytwórcze, co pozwoli ograniczyć, albo wręcz uniknąć stosowania niepożądanego mechanizmu nierynkowego redysponowania. Zwiększające się rokrocznie wolumeny utraconej w ten sposób zielonej energii elektrycznej powinny być wykorzystywane w pierwszej kolejności do produkcji ciepła.

Taki sposób wykorzystania nadwyżkowej energii elektrycznej z OZE pozwoli na proste zwiększenie udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto w Polsce, przy jednoczesnym zapewnieniu taniego źródła energii dla przedsiębiorstw ciepłowniczych. Ostatecznie, wprowadzone rozwiązanie prawne powinno skutkować obniżeniem cen ciepła dla odbiorców końcowych przyłączonych do sieci ciepłowniczej przedsiębiorstwa, które zdecyduje się korzystać z nowych regulacji prawnych.

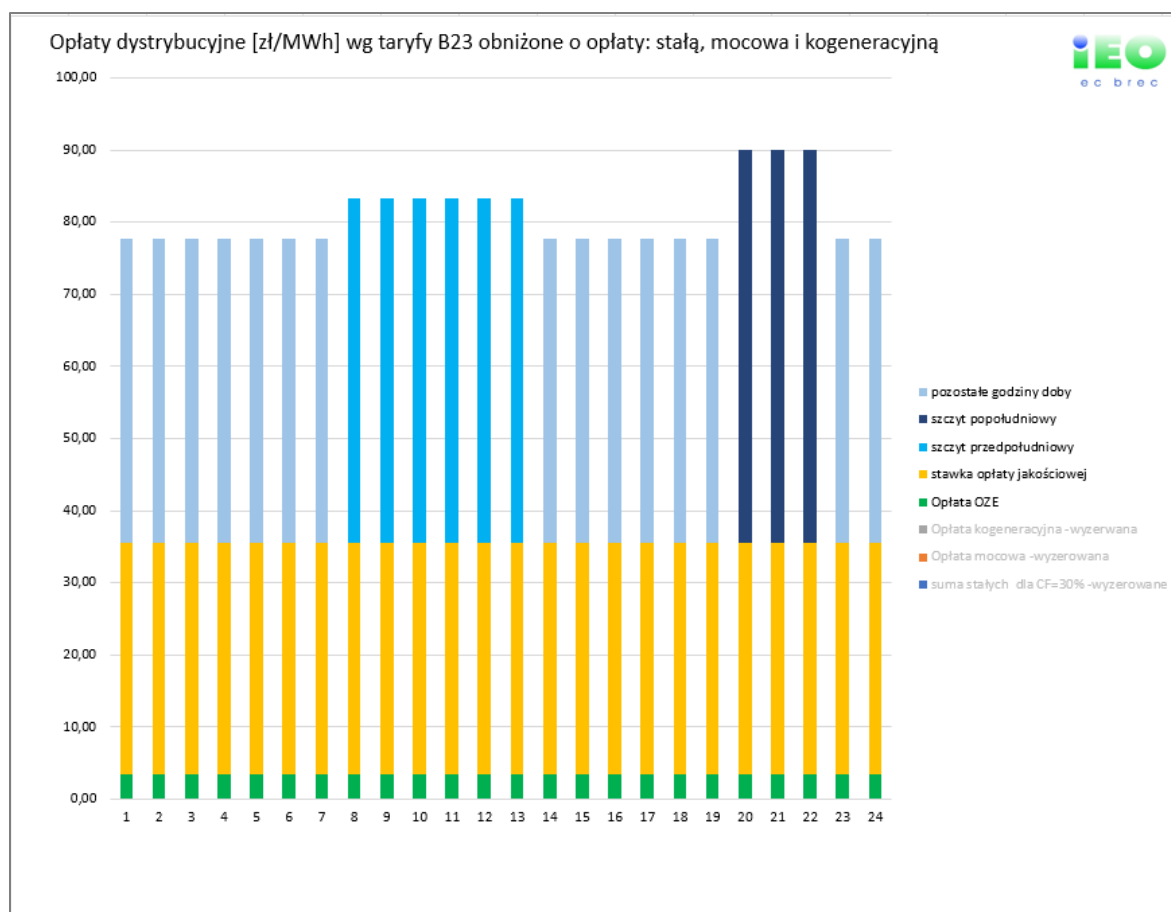
Podstawowym elementem nowej regulacji jest wprowadzenie zasady, że energia nadwyżkowa, która bez wprowadzonego rozwiązania zostałaby utracona, z uwagi na wymuszone wyłączenie danej instalacji wytwórczej (curtailment bilansowy) i dobrowolne wyłączenia z powodu niskich cen energii (curtailment ekonomiczny), będzie mogła być nabywana przez podmioty przetwarzające energię elektryczną w ciepło.

Dotychczas, największy problem w sector coupling i zielonej elektryfikacji oraz w rozwoju umów PPA pomiędzy wytwórcami energii z pogodozależnych OZE i elastycznymi ciepłowniami stanowią wysokie koszty dystrybucji energii elektrycznej. Na wykresach poniżej zobrazowano koszty dystrybucji energii, które z dodatkowymi opłatami mogą przekraczać 300 zł/MWh i zbliżają się do średnich cen energii elektrycznej (czynnej) z OZE (w II kw. 2024 wynosiły one odpowiednio 289 zł/MWh dla energii z FW).



Rysunek 7 Koszty dystrybucji energii z OZE do odbiorców końcowych, w tym ciepłowni. Uwaga: w kalkulacji kosztów dystrybucji użyto taryfy Tauron B23 przy założeniu, że odbiorca (ciepłownia) kupuje naprzemiennie lub jednocześnie energię z FPV i FW przy współczynniku wykorzystania mocy (obciążenia sieci) CF=30%)

Zachętą ekonomiczną do skupowania tej energii będzie częściowe zwolnienie z opłat dystrybucyjnych i sieciowych. Podmiot uprawniony do nabywania nadwyżkowej energii elektrycznej będzie mógł skorzystać z obniżonych opłat dystrybucyjnych, w tym nie będzie ponosił opłaty mocowej, opłaty stałej oraz opłaty kogeneracyjnej, co istotnie uatrakcyjni ten rodzaj energii w stosunku do energii „nienadwyżkowej”. W praktyce można by uzasadnić także obniżenie składnika zmiennego (wolumenowego) taryfy o 50%, zostawiając w taryfie tylko koszt utrzymania majątku.



Rysunek 8 Koszty dystrybucji energii z OZE do odbiorców końcowych, w tym ciepłowni przy proponowanym w regulacji pominięcia w godzinach występowania nadwyżek generacji OZE. Uwaga: w kalkulacji kosztów dystrybucji użyto taryfy Tauron B23 przy założeniu, że odbiorca (ciepłownia) kupuje naprzemiennie lub jednocześnie energię z FPV i FW przy współczynniku wykorzystania mocy (obciążenia sieci) CF=30%)

Powyższa propozycja wyeliminowania części opłat (tzw. „parapodatków”) prowadzi do obniżenia kosztów dystrybucji o ok. 2/3, ale jest w pełni uzasadniona potrzebami KSE oraz zapewnia możliwości obniżenia kosztów ciepła i zapewnienia możliwości rozwoju OZE i skutecznej transformacji energetycznej w całej gospodarce.

Opracowywana propozycja legislacyjna zawiera kilka szczegółowych rozwiązań, które „operacjonalizują” możliwości łączenia wytwórców energii z OZE i ciepłowni oraz zapewniają przejrzystość w obrocie gospodarczym i odpowiedni nadzór.

Operator systemu przesyłowego, jako podmiot określający obecnie wolumeny energii nadwyżkowej i wydający polecenia wyłączenia, ma w planowanym rozwiązaniu pełnić rolę wyznaczającego okresy godzin „nadwyżkowych” i za pośrednictwem właściwych operatorów sieci informować wytwórców oraz nabywców o możliwości kontraktowania energii nadwyżkowej.

Przykładem wyznaczania godzin „nadwyżkowych” (z wysoką generacją OZE) przez PSE jest tzw. „[kompas energetyczny](#)” adresowany do odbiorców energii, który dla każdej nowej doby wyznacza godziny w których zachęca do korzystania z nadmiaru energii w formule alertu ZALECANE UŻYTKOWANIE. Zazwyczaj są to godziny zwiększonej generacji

OZE (w szczególności w okresach mniejszego zapotrzebowania, standardowo godziny południowe latem z przeważającą generacją PV, weekendy i święta oraz okresy zwiększonej generacji wiatrowej). Informacje te, w szczególności połączone z sygnałami cenowymi z rynku energii mogą spowodować wzrost zapotrzebowania na energię w sytuacjach przewidywanego wzrostu generacji OZE i obniżyć ryzyko ograniczeń nierynkowych (curtailmentów bilansowych) dla FPV i FW, a także zapobiegać ekstremalnym spadkom cen energii. Od czerwca 2024 do maja 2025 Kompas wskazał na niemal 20% godzin w ciągu roku w których zalecał użytkowanie energii. Wyeliminowanie części opłat dystrybucyjnych w tych przykładowo wskazanych godzinach stworzyłoby instrument korzystania z zielonej energii, o ile wielcy odbiorcy mieliby możliwości elastycznego zwiększania popytu na energię w godzinach „nadwyżkowych”. Do takich odbiorców należą przede wszystkim ciepłownie wyposażone w technologie P2H z magazynami energii.

Przyjmując, że w godzinach nadwyżkowych możliwe jest obniżenie kosztu dystrybucji z 255 do 80 zł/MWh oraz, uwzględniając średnią cenę ciepła 405 zł/MWh (2024), zwiększą się ilości potencjalnie opłacalne dla ciepłowni energii do zakupu z FPV. Pomijając amortyzację nakładów na kotły elektryczne i magazyny ciepła oraz marżę handlową, już przy cenie poniżej 325 zł/MWh (405-80) tworzy się wolumen energii z OZE, którego zakup zaczyna się opłacać ciepłowniom. Jeżeli np. operator FPV przyjmie założenie, że inwestycje w kotły elektryczne i magazyn ciepła w ciepłowni będą go docelowo kosztować 75 zł/MWh (dane z realnych projektów ciepłowniczych) to w umowie PPA zaczynię sprzedaż energii do ciepłowni przy cenie (strike price) 250 zł/MWh (375-75).

Na przykładzie generacji fotowoltaicznej w 2024 roku, do ciepłowni mogłoby trafić 2,8 TWh energii z elektrowni PV, co mogłoby pozwolić także na ograniczenie lub wyeliminowanie curtailmentów FPV (451 GWh).

Dla pełnej transparentności systemu sprzedaży energii nadwyżkowej, zaproponowano, aby energia sprzedawana była wyłącznie w oparciu o uprzednio zawarte umowy sprzedaży energii z OZE. Podmiot, który zobowiąże się do nabywania energii „nadwyżkowej” będzie zobowiązany do pobrania całej ilości energii, do której pobrania się zobowiązał. Z uwagi na fakt, że niepobranie przez dany podmiot wolumenu energii elektrycznej, który przed wejściem w życie regulacji nie byłby wytworzony na skutek polecenia wyłączenia danej instalacji skutkowałoby niebezpieczeństwem przeciążenia sieci elektroenergetycznej, zaproponowano kary nakładane na przedsiębiorstwo ciepłownicze za zawinione nieodebranie zakontraktowanej, nadwyżkowej energii elektrycznej.

Regulacja zakłada również, że cała energia nabywana z obniżonymi opłatami przesyłowymi i dystrybucyjnymi będzie musiała zostać przetworzona w ciepło. Chodzi o zapobieżenie sytuacji, w której podmioty uprawnione do nabywania energii elektrycznej odsprzedawałyby ją klientom po niższej cenie niż rynkowa.

Dla skutecznego funkcjonowania regulacji konieczna będzie szybka wymiana informacji o stanie sieci elektroenergetycznej, podaży energii i popycie na nią. Wytwórcy energii z OZE oraz podmioty przetwarzające energię elektryczną na ciepło, powinni być za

pośrednictwem systemu telemetrycznego informowani o rozpoczęciu i zakończeniu okresów umożliwiających sprzedaż nadwyżkowej energii z OZE. Dla osiągnięcia celu proponowanych zmian, konieczne jest zatem odpowiednie dopasowanie Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) oraz Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD).

Aby ustalić ilość energii objętej sprzedażą nadwyżkową, zaproponowano stworzenie stosownego rejestru umów nadwyżkowej energii, który prowadziłby Zarządca Rozliczeń.

Zainteresowanych powyższą koncepcją zielonej elektryfikacji ciepłownictwa zapraszamy do udziału w konsultacjach propozycji legislacyjnej i do współpracy przy tworzeniu raportu.

Kontakt: grzegorz.wisniewski@ieo.pl