

Ciepłota szyta na miarę

W wielu miastach w Polsce systemy ciepłownicze powstawały w latach 70. Było to związane z budownictwem blokowym i dziś wszystkie te systemy mają po trzydzieści kilka lat. Czasem pojawia się opinia, że sieci ciepłownicze są dla nas obciążeniem, który pozostał po czasach PRL. Okazuje się jednak, że mogą one stanowić bogactwo, ponieważ w kontekście wymogów dyrektyw unijnych preferujących produkcję ciepła w skojarzeniu z produkcją energii elektrycznej, istnieją koncepcje efektywnego zagospodarowania tego obszaru. W porównaniu z wieloma krajami europejskimi, jesteśmy pod tym względem na uprzywilejowanej pozycji, ponieważ jako nieliczni posiadamy tak rozbudowane sieci zbiorowego zaopatrzenia w ciepło. Wiąże się z tym jednak szereg problemów infrastrukturalnych, ekonomicznych, społeczno-ekonomicznych, a także politycznych.

■ Przykład Bielska-Białej

Bielsko-Biała jest dziś w Polsce liderem w zakresie efektywnego zarządzania energią przez gminę. – *Planowanie energetyczne jest sprawą złożoną, ponieważ z jednej strony planuje gmina, a z drugiej strony planują przedsiębiorstwa dla gminy* - twierdzi Piotr Sołtysek, pełnomocnik Prezydenta Miasta Bielsko-Biała ds. Zarządzania Energią. Planowanie energetyczne rozpoczęto tam w 1999 r., a dokument ustanawiający szczegółowe założenia został przyjęty przez radę miejską dopiero w listopadzie 2003 r. W Bielsku funkcjonuje przedsiębiorstwo P.K. Therma Sp. z o.o., które dostarcza ciepło dla mniej więcej połowy mieszkańców miasta i producent ciepła Południowy Koncern Energetyczny, przy czym miasto w dużej części posiada udziały w Thermie, natomiast PKE jest podmiotem niezależnym.

Prace nad planem energetycznym zbiegły się tu z tworzeniem mapy numerycznej miasta, co pozwoliło wprowadzić duże ułatwienia dla procesu zarządzania całym systemem energetycznym. Mapa numeryczna pomaga m.in. gromadzić zmieniające się dane na temat sytuacji energetycznej we wszystkich punktach miasta. Na tę mapę są nałożone schematy sieci energetycznych, cieplnych i gazowniczych. Schematy te zawierają informacje na temat zagęszczenia sieci, wykorzystania mocy, gazu, czy ciepła przez poszczególnych odbiorców. Mapy te są wykorzystywane także do identyfikacji i rejestracji nowego odbiorcy energii. - *Identyfikujemy tu odbiorcę energii i widzimy w jakiej odległości jest on od poszczególnych odcinków sieci, co ułatwia planowanie zaopatrzenia w energię, a także pracę z innymi planami miejscowymi* – mówi Sołtysek.

Założenia do planu zarządzania energią w Bielsku-Białej wskazały, że problemem dla miasta jest system i że w tym obszarze powinny się koncentrować działania mające na celu poprawę sytuacji. W 2003 r. w Bielsku skumulowały się poważne problemy: niekorzystny trend zmniejszania się sprzedaży ciepła z systemu ciepłowniczego, duża wrażliwość społeczna na wzrost cen ciepła, niestabilny rynek pracy, zagrożenia zwolnień pracowników w przedsiębiorstwie ciepłowniczym czy ograniczony wpływ miasta na poziom cen kształtowanych przez Południowy Koncern Energetyczny. Sołtysek mówi, że prowadzono wówczas długie negocjacje i w ich czasie doszło do pewnego porozumienia, które można nazwać deklaracją cenową P.K. Therma, która jest pewną obietnicą tego przedsiębiorstwa, że ceny ciepła w kolejnych latach będą utrzymywane mniej więcej na stabilnym poziomie. Deklaracja ta przełożyła się na rzeczywistą sytuację i cena ciepła w Bielsku-Białej jest stabilna. - *Jednak żeby rozwiązać te problemy, które wcześniej wskazało opracowanie założeń do planu trzeba było wykonać jeszcze jedno opracowanie: plan zaopatrzenia w ciepło, energię i gaz* – zauważa Sołtysek. Prace nad tym planem trwały 3 lata i został ostatecznie uchwalony w 2006 r. Zawiera on zestawienie celów działania, związanych z restrukturyzacją systemu ciepłowniczego, którą należy ukierunkować w szczególności na utrzymanie kosztów wytwarzania i dystrybucji ciepła w miejskim systemie ciepłowniczym na warunkach konkurencyjności usług, odbudowę technicznie wyeksploatowanych zdolności wytwórczych w źródle ciepła, zlokalizowanym w centrum południowego systemu ciepłowniczego i monitorowanie zmian w otoczeniu i wewnątrz systemów energetycznych miasta. Analizy zapotrzebowania na ciepło wykazały, że trend w tym zakresie jest optymistyczny, tzn., że następuje w tym obszarze stabilizacja lub nawet niewielki spadek. Wykonano także identyfikację jednostek produkujących ciepło i energię elektryczną w systemie skojarzonym. Duża część z nich musi zostać wyłączona ze względu na stan techniczny i od 2011 r. w Bielsku-Białej będzie niedobór mocy. Jak twierdzi Sołtysek, problemy te wymagają skomplikowanych działań, trzeba

było zastanowić się, jak rozmieścić nowe jednostki wytwórcze, które zastąpią te, które muszą być zatrzymane, wyłączone z eksploatacji. Poza tym jak zorganizować ten system, czy to ma być skojarzenie czy nie, czy może jeszcze jakiś pośredni system? Na jakie paliwo się zdecydować, węgiel kamienny czy gaz ziemny?

Efektom opracowanego planu jest trójstronne porozumienie pomiędzy miastem, Thermą oraz PKE, zawarte w grudniu 2008 r., które określa docelowe zapotrzebowanie na ciepło i decyzje o kierunku przebudowy i organizacji systemu ciepłowniczego miasta. Zdaniem Sołtyska korzyści, które mogą wyniknąć z realizacji porozumienia, to „mniejsza emisja CO₂, może nawet o 130%, stabilizacja cen w obliczu opłat za emisję CO₂ oraz bezpieczeństwo dostaw ciepła dla miasta”.

Prezes P.K. Therma, Jerzy Niedokos, twierdzi, że w wielu miejscach w Polsce sieci ciepłownicze, a także węzły ciepłownicze są wymieniane, jednak istotnym problemem nadal pozostają źródła ciepła. Często spotykamy jeszcze wodne kotły rusztowe i dla tych miast wykorzystanie skojarzenia to prawdziwa szansa na zagospodarowanie ciepła. Dodaje też, że straty ciepła w Bielsku-Białej w 1998 r. wynosiły ponad mln GJ, w 2003 r. już około pół miliona, a w 2009 r. straty te wyniosły około 300 tys. GJ i utrzymują się na takim poziomie do 2012 r.. Wielkość emisji CO₂ wynikającej ze spalania węgla dla pokrycia strat ciepła na przesyłce nośnika ciepła do odbiorców w systemie ciepłowniczym Bielska-Białej w 1998 r. wynosiła 150 000 ton, w 2009 r. wyniosła około 40 000 ton, a do 2012 r. nieco poniżej 40 000 ton.

W oparciu o plan zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i gaz powstała praca studialna o kierunku i zakresie modernizacji w zespole elektrociepłowni. Na podstawie tego planu określono dokładnie zapotrzebowanie na ciepło na najbliższe lata. Ustalono, że ma wynosić 320 MW termicznych w lecie, natomiast średnia moc w sezo-

było zastanowić się, jak rozmieścić nowe jednostki wytwórcze, które zastąpią te, które muszą być zatrzymane, wyłączone z eksploatacji. Poza tym jak zorganizować ten system, czy to ma być skojarzenie czy nie, czy może jeszcze jakiś pośredni system? Na jakie paliwo się zdecydować, węgiel kamienny czy gaz ziemny?

Efektom opracowanego planu jest trójstronne porozumienie pomiędzy miastem, Thermą oraz PKE, zawarte w grudniu 2008 r., które określa docelowe zapotrzebowanie na ciepło i decyzje o kierunku przebudowy i organizacji systemu ciepłowniczego miasta. Zdaniem Sołtyska korzyści, które mogą wyniknąć z realizacji porozumienia, to „mniejsza emisja CO₂, może nawet o 130%, stabilizacja cen w obliczu opłat za emisję CO₂ oraz bezpieczeństwo dostaw ciepła dla miasta”.

Prezes P.K. Therma, Jerzy Niedokos, twierdzi, że w wielu miejscach w Polsce sieci ciepłownicze, a także węzły ciepłownicze są wymieniane, jednak istotnym problemem nadal pozostają źródła ciepła. Często spotykamy jeszcze wodne kotły rusztowe i dla tych miast wykorzystanie skojarzenia to prawdziwa szansa na zagospodarowanie ciepła. Dodaje też, że straty ciepła w Bielsku-Białej w 1998 r. wynosiły ponad mln GJ, w 2003 r. już około pół miliona, a w 2009 r. straty te wyniosły około 300 tys. GJ i utrzymują się na takim poziomie do 2012 r.. Wielkość emisji CO₂ wynikającej ze spalania węgla dla pokrycia strat ciepła na przesyłce nośnika ciepła do odbiorców w systemie ciepłowniczym Bielska-Białej w 1998 r. wynosiła 150 000 ton, w 2009 r. wyniosła około 40 000 ton, a do 2012 r. nieco poniżej 40 000 ton.

W oparciu o plan zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i gaz powstała praca studialna o kierunku i zakresie modernizacji w zespole elektrociepłowni. Na podstawie tego planu określono dokładnie zapotrzebowanie na ciepło na najbliższe lata. Ustalono, że ma wynosić 320 MW termicznych w lecie, natomiast średnia moc w sezo-



nie grzewczym to 128 MW, przy rocznym zapotrzebowaniu 2 mln 400 GJ. W środku miasta zostanie wybudowany blok ciepłowniczy o mocy 105 MW termicznych i 42 MW elektrycznych, kocioł fluidalny i dwa kotły wodne olejowo-gazowe o mocy 38 MW. Sprawność tego nowego bloku kogeneracyjnego ma wynosić 87%. Będzie pracował tylko wówczas, gdy będzie miał szansę osiągnąć tę wysoką sprawność. Ze względu na duże dobowe różnice w zapotrzebowaniu na energię ciepłą przewidziano stworzenie akumulatora ciepła, który będzie łagodził zmiany w obciążeniu. - *To będzie budowla wysoka na 60 m o średnicy 21 m i będzie mogła dokonywać akumulacji około 30 MW. Energia elektryczna w tym bloku będzie wytwarzana zawsze w pełnym skojarzeniu* – twierdzi Niedokos. Dodaje on również, że gdyby nie było planu zaopatrzenia miasta w ciepło, to nie byłoby rozmów z PKE i nie byłoby takich konkretnych decyzji. Niestety wiele miast w Polsce takich planów jeszcze nie ma.

” Właściciele przedsiębiorstw ciepłowniczych powinni zwrócić uwagę nie tylko na problem źródła ciepła, ale również na kwestię dostosowywania wielkości jego podaży do rzeczywistych potrzeb klientów

■ Pakiet klimatyczny

W kontekście Pakietu klimatycznego rozważa się najczęściej problemy branży elektroenergetycznej, natomiast nie zwraca się uwagi na to, że istnieje w Polsce tak poważny segment

energetyczny jak systemy ciepłownicze i cały program zaopatrzenia w ciepło, a przecież wpływ gospodarki ciepłowniczej na nasze codzienne życie jest bardzo duży. - *Pakiet klimatyczny oznacza drastyczne ograniczenie emisji w procesach produkcji ciepła i to nie jest tylko kwestia stosowania paliw niskoemisyjnych, ale także stosowania technologii niskoemisyjnych, poprawy sprawności wytwarzania energii, a przede wszystkim rozwój skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, stosowanie energii odnawialnej, obniżenie strat w procesie przesyłania ciepła oraz obniżenie zużycia ciepła przez budynki, czyli zwiększenie efektywności odbioru ciepła* - uważa Bogusław Regulski, wiceprezes Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie,

Obecnie 80% ciepła w polskich systemach ciepłowniczych jest produkowanych z węgla. Jedynie 4% z paliw odnawialnych. Z raportu przeprowadzonego przez IGCP wynika, że polski wskaźnik emisyjności wynosi 115 kg CO₂/GJ wyprodukowanego ciepła. Ta struktura emisyjna wynika wprost ze struktury zużycia paliw. Emisyjność dla gazu ziemnego wynosi 63 kg CO₂/GJ wyprodukowanego ciepła. Suma ta jest istotna, ponieważ, jak twierdzi Regulski, wokół niej toczy się dzisiaj dyskusja na temat ustalenia benchmarku rozliczeniowego dla przydziału uprawnień darmowych emisji CO₂ dla instalacji ciepłowniczych. Na pytanie, dlaczego jest tak źle, Regulski odpowiada: „wystarczy spojrzeć na sektor ciepłowniczy w Danii, gdzie średni wskaźnik emisji CO₂/GJ wynosi około 30 kg dla małych instalacji i 55 kg dla dużych instalacji. Od 2013 r. emisja CO₂ staje się surowcem, trzeba będzie go nabyć, aby móc prowadzić działalność gospodarczą tak samo jak trzeba nabyć węgiel czy gaz.”

Ogólny przydział do emisji CO₂ będzie realizowany ze wskaźnikiem redukcyjnym 1,74% rocznie. - *Prawo jazdy wydawane do prowadzenia działalności będzie się zmieniać dla stałego poziomu produkcji. Ale na zasadzie wędki*

stwierdzono, że w tym układzie instalacje ciepłownicze będą mogły korzystać z dobrodziejstwa uzyskania części uprawnień za darmo. Na początku w 2013 r. na poziomie 80% produkcji z regularną coroczną redukcją do zera w 2027 r. Wcześniejsze wytyczne wskazywały, że z darmowych uprawnień do emisji CO₂ będą mogły korzystać zakłady ciepłownicze wykorzystujące określone paliwo, a w naszym przypadku paliwo węglowe. Jednak ostatnie informacje z komisji europejskiej mówią, że będzie ona obstawać przy wskaźniku 10% najlepszych instalacji, czyli de facto instalacji gazowych, co dla nas oznacza konieczność zakupu uprawnień. Z punktu widzenia instalacji ciepłowniczych, które miały mieć tak dobrze, powstaje istotny problem – twierdzi Regulski.

Polska obecnie emituje za dużo SO₂, NO_x i pyłów, a standardy emisyjne w tym obszarze zmieniają się o kilka rzędów wielkości, co zmusi producentów energii do inwestowania w technologie oczyszczania spalin. Zdaniem Regulskiego jest jednak szansa na złagodzenie skutków wdrażania Pakietu klimatycznego na warunkach przejściowych dla instalacji, których łączna moc nie przekracza 200 MW i posiadają pozwolenia zintegrowane uzyskane przed 27 listopada 2002 r., nie mniej niż 50% ciepła wytworzonego z tych instalacji dostarczane jest do sieci ciepłowniczych, nie przekroczyła standardów ustalonych dla tego typu źródeł w Dyrektywie 2001/80/WE. Proponuje się także wyłączyć z zasady łączenia mocy w kominie indywidualne instalacje spalania paliw, podłączone do wspólnego komina, o mocy mniejszej niż 15 MW. Zdaniem Regulskiego, aby dotrzeć do 2023 r. potrzeba węgla o niskiej zawartości siarki.

Kolejnym problemem polskiej energetyki jest zbyt mała ilość efektywnego wytwarzania energii w kogeneracji. W Danii w ten sposób produkowane jest 60% energii, natomiast w Polsce zaledwie 16%. 20% systemów ciepłowniczych funkcjonuje u nas na zasadzie in-

stalacji kogeneracyjnych, co – zdaniem Regulskiego – jest dużą szansą dla tego segmentu, ponieważ istniejące rynki ciepła systemowego dają możliwość zainstalowania blisko 3000 MW elektrycznych, ale raczej nie przy wykorzystaniu węgla. Duże deficyty występują także w dziedzinie wykorzystania energii odnawialnej, bowiem zaledwie 4% (około 16 PJ) energii cieplnej w systemach ciepłowniczych pochodzi ze źródeł odnawialnych, a w dodatku nie ma koncepcji realizacji założeń Pakietu klimatycznego UE z tego obszaru w ciepłownictwie, które mówią o 15% udziału OZE w całym bilansie. Bogusław Regulski stawia pytanie o podmioty, które będą odpowiedzialne za realizację tych wymogów: kto i w jaki sposób ma to realizować? Czy tylko instalacje zawodowe, czy również będą to realizować instalacje niezawodowe?

Szacuje się, że w 2020 r. zostanie wytworzone prawie 1 mld GJ ciepła. Jeśli te przewidywania okażą się prawdziwe, to oznacza, że w roku tym około 180 PJ powinno pochodzić z odnawialnych źródeł. Największą część całej produkcji ciepła stanowi energia przeznaczana na ogrzewanie. Rodzi to istotne implikacje co do potencjalnych wielkości, ponieważ może wskutek oddziaływania dyrektywy o efektywności energetycznej ten obszar zostanie zmniejszony. Regulski jest zdania, że nawet gdyby to tego doszło, to obecnie trzeba wziąć pod uwagę, że jak na razie nie mamy projektu na rozwiązanie problemu 180 PJ. Gdyby te 180 PJ miało być zrealizowane tylko przez ciepłownictwo zawodowe, które produkuje około 400 mln GJ w ciągu roku, to ten obowiązek wynosiłby nie 15%, a blisko 50%. W związku z tym zasadne jest pytanie, kogo powinno się do tego włączyć?

Regulski przedstawia szacunki, które wymagają zaprzęgnięcia do realizacji tego celu również gospodarstwa domowe, ponieważ na wielkość produkowanego 1 mld GJ w Polsce w około 50% składają się instalacje ciepłownicze gospodarstw domowych. - *Wyliczyłem, że gdyby się uprzeć i stworzyć me-*

chanizmy, a takie mechanizmy są możliwe poprzez proces wsparcia inwestycji, wsparcia podatkowe, obniżek podatków, to nawet 225 PJ można byłoby uzyskać tylko i wyłącznie poprzez zastosowanie pewnego niedemokratycznego narzędzia, które powszechnie w Europie Zachodniej jest stosowane do zrealizowania określonego celu, jak np. obowiązkowa instalacja baterii słonecznych na dachach domków jednorodzinnych niepodłączonych do systemów ciepłowniczych – mówi Regulski. Ciepła woda ze słońca mogłaby dać oszczędność około 30 PJ, natomiast modernizacja ogrzewania piecowego na wsi z wykorzystaniem biomasy około 45 PJ, z kolei modernizacja źródeł centralnego ogrzewania na wsi i tylko w 25% tych instalacji w miastach mogłoby przynieść oszczędności rzędu 150 PJ.

Regulski przywołuje przykład Danii, która posiada podobną jak w Polsce wielkość produkcji odpadów komunalnych, z których produkuje się tam energię elektryczną w specjalnych instalacjach kogeneracyjnych i które są w stanie wyprodukować ok. 3,5% energii elektrycznej w swoim bilansie i ponad 21% energii cieplnej dostarczonej do systemów ciepłowniczych. Wprowadzenie tego rozwiązania do naszych systemów energetycznych i ciepłowniczych dałoby około 1,5% energii elektrycznej i prawie 7% energii cieplnej dostarczonej do sieci ciepłowniczych ze źródła, które w Danii uznawane jest jako odnawialne.

■ Efektywność energetyczna

Trzeci element wynikający z Pakietu klimatycznego związany jest z 20% poprawą efektywności energetycznej. Zdaniem Regulskiego pod względem standardów budowlanych najgorsze budynki mieliśmy w Polsce w latach 70. Wówczas wskaźniki ciepła wynosiły 250-280 kWh na m² na rok, natomiast dzisiejsze standardy wynikające

z polskiej normy to jest od około 80 do 100 kWh. W praktyce średni wskaźnik jest na poziomie 160-170 kWh na m² na rok. Zastanówmy się, co by było, gdybyśmy zaczęli stosować zachodnie standardy budynków energooszczędnych lub – nie daj boże – pasywnych. To jest kwestia 40-60 kWh w przypadku budynków energooszczędnych, a w przypadku pasywnych 20 kWh na m² na rok.

Austriacy przyjęli założenie, że w 2020 r. ich wskaźniki zużycia energii cieplnej do celów ogrzewania będą wynosiły 20 kWh na m² na rok. A Austria leży w tej samej strefie klimatycznej co Polska i również wymaga ogrzewania. Regulski liczy, że 20% poprawa efektywności wykorzystania ciepła do ogrzewania w samych gospodarstwach domowych stanowi około 100 mln GJ w ciągu roku. Gdybyśmy mogli dziś powszechnie zastosować standardy budynków tylko energooszczędnych, to rynek ciepła dla celów ogrzewania zredukuje się o połowę.

Wymóg zwiększenia efektywności energetycznej o 20% będzie również obligował przedsiębiorstwa przesyłające ciepło do zmniejszenia ilości strat w systemach ciepłowniczych, które wynoszą około 12%. Stanowi to około 450 mln GJ strat rocznie z tytułu przesyłu. Wobec tego poprawa efektywności w tym obszarze o 20% pozwoliłaby zaoszczędzić około 10 mln GJ.

Regulski uważa jednak, że problem polskich systemów ciepłowniczych jest skomplikowany głównie ze względu na to kiedy, dlaczego i w jakich warunkach był budowany. Posiadamy jeszcze bardzo dużą ilość systemów o marnej strukturze technicznej, w której jest niewiele nowoczesnej technologii. Zaledwie 38% systemów ciepłowniczych stanowią rury preizolowane. Z kolei systemy ciepłownicze w 38% są uszyte na miarę wielkości klienta. Natomiast w pozostałej części ten garnitur jest zdecydowanie za duży i mocno za stary. Właściciele przedsiębiorstw ciepłowniczych powinni zwrócić uwagę nie tylko na problem źródła ciepła, ale rów-



niez na kwestię dostosowywania wielkości jego podaży do rzeczywistych potrzeb klientów.

Pakiet klimatyczny nakłada na polski sektor energetyczny określone obowiązki, jednak w pewnej ich części nie precyzuje na kogo. Na całym runku potrzeb grzewczych tylko 40% gospodarstw domowych zaopatrywanych jest z systemów ciepłowniczych. Pozostałe 60% stanowią inne formy zaopatrzenia. Regulski twierdzi, że w związku z tym, że nie wiemy, jak te zadania pakietowe zostaną rozdzielone na poszczególne części, np. jeśli chodzi o ciepłownictwo, dlatego rodzi się pytanie, czy nie zostanie przez to zachwiana równowaga całego obszaru zaopatrzenia w ciepło. Wskazuje on na brak świadomości związanej z zagrożeniem, jakie niesie dla systemu nieobjęcie przepisami pewnych sfer w tym obszarze, gdyż systemy zbiorowego zaopatrzenia w ciepło nie są jedynym sposobem pokrywania zapotrzebowania ciepłego. Wobec tego może zaistnieć taka sytuacja, że społeczeństwo zacznie odchodzić od tej formy zaopatrywania w ciepło i wskutek braku systemowych rozwiązań zacznie się migracja do tych sfer, które nie są objęte dzisiaj przepisami. - *To – z punktu widzenia stabilności zaopatrzenia w energię – grozi swoją anarchią. Byłaby to sytuacja o bardzo trudnych do określenia skutkach. Nawet jeśli wydamy bardzo dużo pieniędzy na systemy ciepłownicze, kogenerację, odnawialne źródła, to możemy któregoś dnia znaleźć się w sytuacji, kiedy nasi klienci podjęli decyzję o odłączeniu się od sieci ciepłowniczej właśnie dlatego, że jest trochę za drogo i weszli w taki system, który póki co daje im pewną swobodę. Trwałaby ona do momentu podjęcia określonych działań prawnych, zmuszających ich do zmiany decyzji. Może się jednak okazać, że na jedne i na drugie decyzje będzie już za późno* - dodaje Regulski.

■ Dyrektywy unijne

W obliczu unijnej dyrektywy IED standardy dotyczące emisji dwutlenku siarki dla instalacji o mocy cieplnej przekraczającej 225 MW zaostrzają się nawet 7-krotnie. Dla tych samych instalacji standardy emisji tlenków azotu zaostrzają się średnio 2-krotnie, podobnie jak dla emisji pyłów. Jak zauważa prof. Janusz Lewandowski z Instytutu Techniki Ciepłej Politechniki Wrocławskiej, instalacja oznacza tutaj wszystko, co jest podłączone do jednego komina. W końcowej wersji dyrektywy wprowadzono wytyczną związaną z 20 000 godzin derogacji dla tych instalacji. Czyli wszystkie źródła podłączone do jednego komina mogą pracować przez nie więcej niż 20 000 godzin. Skala w jakiej dyrektywa IED dotyka ciepłownictwo została w wyniku negocjacji znacznie ograniczona. Od 2023 r. 195 kotłów w 45 przedsiębiorstwach ciepłowniczych będzie musiało zostać poddanych modernizacji. Lewandowski ma bardzo poważne wątpliwości, czy celowe jest wyposażenie instalacji w urządzenia, które zapewnią utrzymanie standardów emisji zanieczyszczeń spalin na poziomach dopuszczonych przez Dyrektywę. Jeżeli uwzględnić, że instalacje te obejmie także zmieniony system handlu uprawnieniami do emisji CO₂, w perspektywie z koniecznością zakupu 100% uprawnień, to może się okazać, że korzystniejsze będzie podjęcie działań prowadzących do zmiany paliwa, a być może do zmiany sposobu działania przedsiębiorstwa ciepłowniczego.

Dyrektywa przewiduje, że instalacje o mocy od 20 MW będą zmuszone do zakupu 100% uprawnień na emisję, natomiast już instalacje o mocy 19 MW mogą otrzymać je za darmo. Zdaniem Lewandowskiego potrzebny jest system prawny wyrównujący te warunki.

Takie działania będą konieczne również wobec wymagań stawianych przez inne dyrektywy Unii Europejskiej, a przede wszystkim przez spodziewaną nową dyrektywę ustalającą dopuszczalne poziomy emisji dla krajów członkowskich. Ta nowa dyrektywa (NEC) została opracowana w 2010 r. i będzie obo-

wiązywała od 2020 r. - *W Polsce w tej chwili emisja dwutlenku siarki odbywa się na poziomie około 600-700 tysięcy ton rocznie, a ta dyrektywa może wprowadzić ograniczenia do poziomu 150 tysięcy ton. To jest potworne wyzwanie, ale z drugiej strony coś w tym jest, że ten dwutlenek siarki nie jest w atmosferze do niczego potrzebny i trudno ciągle narzekać, że czegoś od nas chcą inne kraje. W perspektywie najbliższych kilkunastu lat konieczna będzie całkowita przebudowa krajowego ciepłownictwa* – ocenia Lewandowski.

Lewandowski przestrzega, że trzeba pamiętać o ograniczeniach cenowych. Twierdzi on, że powinno być indywidualne ogrzewanie gazowe, gdzie paliwo kosztuje ponad 42 zł/GJ. Z kolei średnie ceny ciepła sieciowego w 2008 r. wg informacji Urzędu Regulacji Energetyki wynosiły kolejno:

- dla węgla kamiennego: 25 zł/GJ + 13 zł opłata przesyłowa/GJ,
- dla węgla brunatnego: 18 zł/GJ + 12 zł opłata przesyłowa/GJ,
- dla oleju opałowego: 68 zł/GJ + 10 zł opłata przesyłowa/GJ,
- za gaz ziemny: 42 zł/GJ + 13 zł opłata przesyłowa/GJ,
- za biomasę: 26 zł/GJ + 12 zł opłata przesyłowa/GJ.

Lewandowski wskazuje także na możliwości wdrażania technologii pozwalających ograniczać emisję poszczególnych substancji do atmosfery i wskazuje na istniejące technologie odpylające: filtry workowe czy elektrofiltry, technologie odsiarczania: metoda półsucha i metody mokre (wapienna, magnezowa, amoniakalna) oraz technologie odazotowywania: pierwotne, niekatalizacyjne oraz amoniakalne.

System ciepłowniczy przed utratą konkurencyjności może się bronić poprzez poszukiwanie paliw bezemisyjnych, takich jak biomasa, odpady komunalne i gaz ziemny. Zdaniem Lewandowskiego podstawą jest wprowadzenie do systemu technologii kogeneracyjnych. Potencjał w tym zakresie jest u nas olbrzymi, gdyby go wykorzystać, to

w wariacie węglowym można by wyprodukować na pewno 60 TWh energii elektrycznej, a w wariacie gazowym 120 TWh. Lewandowski twierdzi także, że należy próbować wykreować nowy produkt – nie ciepło, gdyż tak naprawdę ono nie jest potrzebne użytkownikom. Potrzebne jest coś, co się nazywa komfortem cieplnym. W celu rozwiązania problemu dostępności paliw Lewandowski sugeruje także wykorzystanie odpadów komunalnych, gdyż – jak twierdzi – w Polsce jest miejsce na kilkadziesiąt instalacji wykorzystujących to źródło, jednak trudno sobie wyobrazić żeby w każdym przedsiębiorstwie ciepłowniczym można było to zrobić. Jest to na pewno rynek perspektywiczny, który dodatkowo zostanie wymuszony przez zaostrzone przepisy dotyczące składowania odpadów, które będą musiały być utylizowane termicznie, a to – z punktu widzenia ciepłownictwa – jest duża szansa.

Kolejne paliwo bezemisyjne – biomasa, jest obecnie o tyle problematyczne, że brakuje wiarygodnej oceny jego rzeczywistego potencjału. Różne raporty oceniają, że biomasa może zaspokoić potrzeby energetyczne w przedziale od 300 do 900 PJ. - *Nie można budować czy rozwiązywać problemu energetyki odnawialnej w Polsce bez porządnego zweryfikowania tego potencjału, a dla Polski sprawa biomasy jest kluczowa* – ocenia Lewandowski. Konieczne jest także opracowanie programu, który przesunąłby biomasę z wielkich bloków energetycznych do małych źródeł rozproszonych.

Przebudowa krajowego ciepłownictwa wymaga podjęcia działań pomocowych oraz wdrożenia odpowiednich programów przez administrację rządową. - *Przed wszystkim potrzebna jest świadomość, że nie da się rozwiązać w Polsce problemu zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych do poziomu, jaki ustanawiają dyrektywy o pułapach tych emisji bez rozwiązania w Polsce problemu niskiej emisji, co oznacza także eliminację indywidualnego ogrzewania węglowego. Nie znam innego kra-*

ju w Europie, gdzie mielibyśmy tego typu instalacje – ocenia Lewandowski.

■ Paliwo gazowe

Opisanych wyżej problemów nie da się rozwiązać bez zwiększenia zastosowania paliwa gazowego. Pewne kroki w tej sferze podejmuje PGNiG. Spółka ta zamierza w najbliższych latach podjąć działania w zakresie modernizacji ciepłownictwa, głównie poprzez inwestycje w technologie kogeneracyjne. Jak informuje Janusz Cierpiat, kierownik Działu Planowania i Rozwoju Rynku z Departamentu Obrotu Gazem w PGNiG S.A., spółka zamierza przede wszystkim skupić się na źródłach rozproszonych małej i średniej mocy. Elektrociepłownie powinny zapewnić nam pasmo w wysokości 200 MW, a pozostałe źródła małej i średniej mocy uzupełnić ten założony do 2015 r. wolumen do 300 MW zainstalowanej mocy elektrycznej.

Cierpiat dodaje, że system ma odpowiadać na potrzeby tam, gdzie są one największe. - *Chcemy, żeby tego typu obiekty powstawały w miejscowościach, gdzie istnieją problemy z energią elektryczną, szczególnie myślimy o okolicach Szczecina oraz miejsc wskazanych nam przez operatorów systemów dystrybucyjnych, gdzie występują problemy z dostawami energii elektrycznej* - dodaje.

PGNiG realizuje w tym roku projekt wytypowania kilku lokalizacji pod biogazownie. Na tej bazie spółka planuje w przyszłości przygotować ofertę dla klientów, pozwalającą w każdym punkcie dokonać zakupu zarówno gazu ziemnego jak i energii elektrycznej. - *W zakresie inwestycji PGNiG będzie uderzać w obszar związany z outsourcingiem energetycznym na terenie zakładów przemysłowych. W oparciu o bazę, którą będzie zakład przemysłowy na danym terenie, będziemy rozwijać swoją działalność poprzez oferowanie nośników energii ciepła, chłodu i energii elektrycznej także do odbiorców końcowych, którzy znajdują się w*

najbliższej okolicy.

Jednocześnie przedstawiciel spółki prognozuje, że wolumen sprzedaży gazu zwiększy się z obecnego poziomu 14 mld m³ do około 18 mld m³ w 2015 r. - *Przed wszystkim tę szansę widzimy w sprzedaży na potrzeby źródeł gazowych pracujących w skojarzeniu, dzięki zapotrzebowaniu na tego typu jednostki w celu zmniejszenia strat przesyłu energii i ograniczenia oddziaływania na środowisko* – uzupełnił Cierpiat.

Barierą przystaniającą korzyści wynikające ze stosowania gazu jako źródła energii pozostaje cena. Nie bez znaczenia jest także słaba kondycja finansowa sektora ciepłowniczego. PGNiG zamierza wobec tego planowane przez siebie projekty finansować w 100%.

■ Podsumowanie

Doświadczenia Bielska-Białej pokazują, że aby sprostać obecnym wyzwaniom cywilizacyjnym, polskie miasta muszą dążyć do posiadania realnych planów zarządzania energią. Wydaje się, że ograniczanie cen ciepła i energii elektrycznej jest możliwe jedynie poprzez zastosowanie w procesie produkcji technologii kogeneracyjnych, uzupełnionych o akumulatory ciepła. Obecnie wykorzystanie energii elektrycznej w Niemczech czy w krajach Skandynawii w nocy osiąga poziom zero albo jest ujemne. Trzeba dopłacać, żeby tę energię produkować, dlatego, że wchodzi tam do użytku coraz więcej elektrowni atomowych, które są trudno regulacyjne. My dziś kupujemy w nocy energię z Niemiec, ponieważ jej koszt jest bliski zeru. Dlatego przedsiębiorstwa, które nie będą posiadały akumulatorów ciepła, nie dostosują pracy elektrociepłowni do wymagań systemu elektroenergetycznego. Wszystkie elektrociepłownie w Skandynawii posiadają akumulatory ciepła, tylko Polska jest pod tym względem zacofana. □

