DWUMIESIĘCZNIK 2(20)/2011
ISSN 1899-0886
CENA – 15 ZŁ (W TYM 8% VAT)

nowa Energia

ELEKTROENERGETYKA ■ ODBIORCY ■ RYNEK ENERGII ■ PALIWA DLA ENERGETYKI ■ CIEPŁOWNICTWO ■ TECHNOLOGIE

Ruszt paleniska w spalarni w Gärstad.

Niezawodne technologie samowystarczalnego przetwarzania odpadów w energię

Duńska firma Babcock & Wilcox Vølund jest jednym z wiodących światowych dostawców urządzeń i technologii przeznaczonych do przetwarzania odpadów domowych w energię cieplną z naciskiem na samowystarczalność i ekologię takich rozwiązań.

Dotychczas dostarczyliśmy ponad 500 rozwiązań z zakresu przetwarzania odpadów w energię, biomasy i paliw kopalnych do ponad 30 krajów.

Wychodząc naprzeciw oczekiwaniom i potrzebom naszych klientów, nieustannie rozszerzamy naszą linię kotłów, rusztów i systemów zasilania paleniska w celu dostarczania systemów o maksymalnej niezawodności i wydajności cieplnej.

W ramach naszych usług świadczymy sprzedaż pełnej gamy części zamiennych i całodobową pomoc.

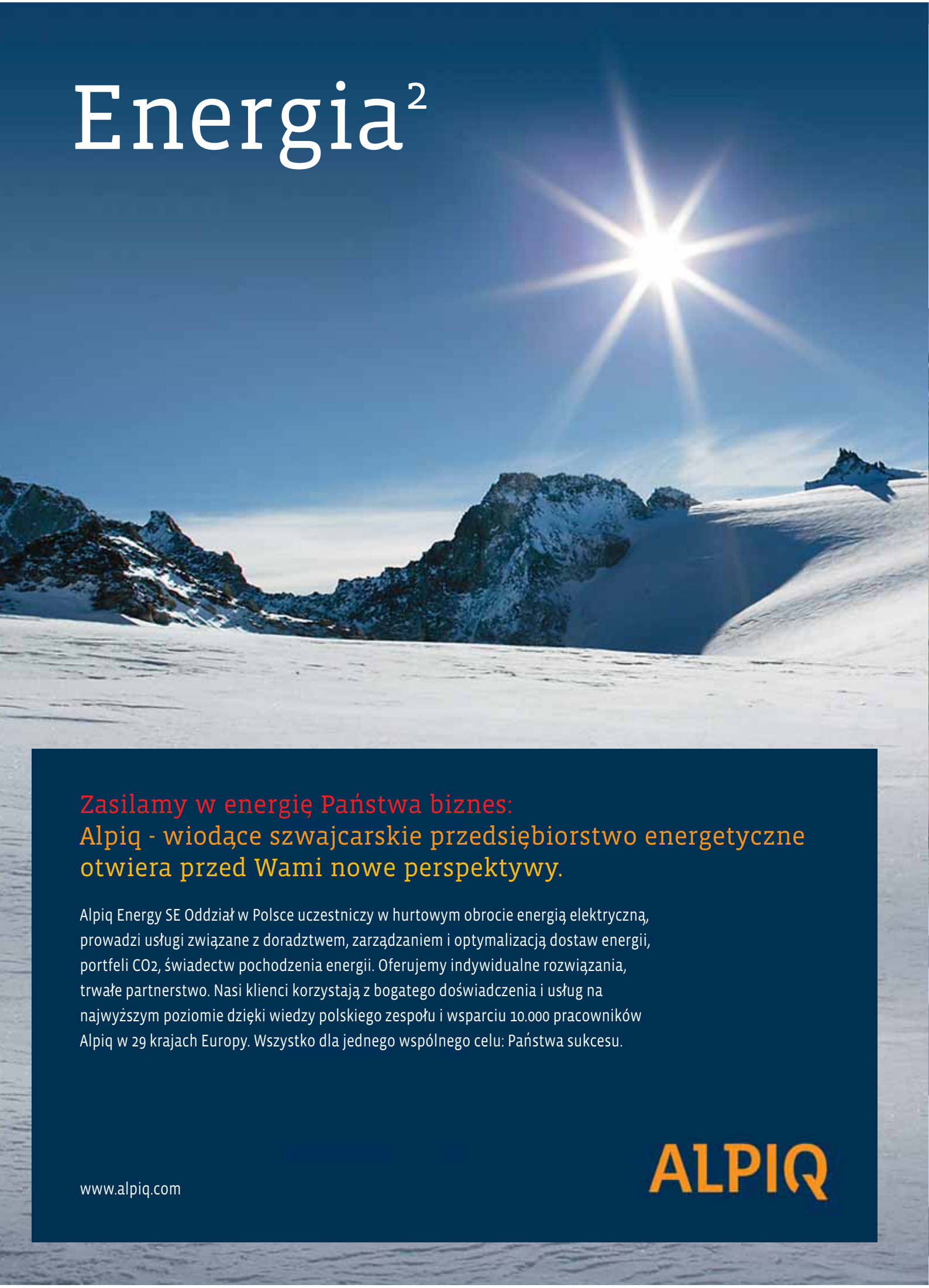
Więcej informacji znajduje się na naszej stronie: *www.volund.dk*

B&W babcock & wilcox vølund

Falkevej 2
DK-6705 Esbjerg Ø

Tel: +45 7614 3400
Fax: +45 7614 3600

bwv@volund.dk
www.volund.dk



Zasilamy w energię Państwa biznes:
Alpiq - wiodące szwajcarskie przedsiębiorstwo energetyczne otwiera przed Wami nowe perspektywy.

Alpiq Energy SE Oddział w Polsce uczestniczy w hurtowym obrocie energią elektryczną, prowadzi usługi związane z doradztwem, zarządzaniem i optymalizacją dostaw energii, portfeli CO_2, świadectw pochodzenia energii. Oferujemy indywidualne rozwiązania, trwałe partnerstwo. Nasi klienci korzystają z bogatego doświadczenia i usług na najwyższym poziomie dzięki wiedzy polskiego zespołu i wsparciu 10.000 pracowników Alpiq w 29 krajach Europy. Wszystko dla jednego wspólnego celu: Państwa sukcesu.

www.alpiq.com

ALPIQ

II Konferencja

„Gaz w Energetyce - realizacja inwestycji, technologie, finansowanie”

STALOWA WOLA 20-21 czerwca 2011 r.

Partner główny:	Sponsor:	Partner:	Organizator:
TAURON POLSKA ENERGIA	PGNiG	ENERGOPOMIAR	nowa Energia
Elektrownia Stalowa Wola SA Grupa Tauron	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA	Energopomiar Sp. z o.o. Gliwice	Wydawnictwo Nowa Energia

Spis **TREŚCI**

4 Nowa europejska strategia rozwoju infrastruktury energetycznej
Cezary Tomasz Szyjko, członek Stowarzyszenia Dziennikarzy Polskich, dr nauk prawnych, adiunkt Uniwersytetu Jana Kochanowskiego

11 Polityka energetyczna priorytetem polskiej prezydencji w Radzie Unii Europejskiej 2011
mgr Mariusz Ruszel, doktorant Katedry Europy Środowej i Wschodniej Wydziału Studiów Międzynarodowych i Politologicznych Uniwersytetu Łódzkiego, ekspert Fundacji im. K. Pułaskiego oraz Instytutu Kościuszki, Podkarpacka Agencja Energetyczna

14 W Warszawie o paliwie niefunkcjonującym w percepcji społeczeństwa
Jacek Sobański, student, Stosunki Międzynarodowe na Uniwersytecie Opolskim, „Nowa Energia"

21 Odpady, odpady, odpady - kłopot, czy dobry interes?
dr inż. Jerzy Majcher, dyrektor Wydziału Energetyki Mott MacDonald Polska Sp. z o.o.

28 Więcej energii elektrycznej z odpadów
Thomas Norman, kierownik Działu Rozwoju Technologicznego, Babcock & Wilcox Vølund

31 Krakowska konferencja o prawie „odpadowym"
Logica Poland Sp. z o.o.

34 Egzekwowanie przepisów o obowiązku przyłączenia do sieci podmiotu planującego budowę OZE
Joanna Krawczyk LL.M., aplikant radcowski, Kancelaria bnt Neupert Zamorska & Partnerzy

37 Powietrze, któremu się nie spieszy
Piotr Dominiak, „Nowa Energia"

45 Benchmarking w polskiej regulacji ciepłownictwa *in statu nascendi*
Paweł Bogusławski, naczelnik Wydziału ds. Analiz i Gospodarki Ciepłowniczej w Departamencie Przedsiębiorstw Energetycznych, Urząd Regulacji Energetyki

56 Podatek energetyczny w sektorze ciepłownictwa
Jacek Szymczak, prezes zarządu, Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie

59 GIS w GPEC - System HEATNET
Ewa Gizowska-Milczewska, kierownik Działu GIS, GPEC Sp. z o.o.

62 Nowa łączność dla energetyki
Polkomtel SA

66 Nowoczesna i efektywna energetycznie gmina - realizacja Pakietu 3x20
Katarzyna Sobótka, Krajowy Punkt Kontaktowy Programów Badawczych UE, Mazowiecka Agencja Energetyczna

69 ECBO, OLTPS, Third-Party Investment, czyli wnioski dla polskich miast z raportu Światowej Rady Energii
Jacek Sobański, student, Stosunki Międzynarodowe na Uniwersytecie Opolskim, „Nowa Energia"

76 Królestwo zeroemisyjne
Piotr Dominiak, „Nowa Energia"

83 Audytor efektywności energetycznej - niezbędny zawód przyszłości
Andrzej Jurkiewicz, prezes zarządu, eGIE Sp. z o.o.

85 Model nowoczesnej i energetycznej gminy
Ryszard Mocha, specjalista ds. energetyki rozproszonej, eGIE Sp. z o.o.

89 Tworzenie Autonomicznych Regionów Energetycznych
Marta Mastalerska, kierownik działu ds. odnawialnych źródeł energii, eGIE Sp. z o.o.

91 Sposoby i systemy sterowania oświetleniem
Schneider Electric

94 Ustawa o efektywności energetycznej i co dalej?
Daria Kulczycka, dyrektor Departamentu Energii i Ochrony Klimatu, Polska Konfederacja Pracodawców Prywatnych Lewiatan

98 Test energetyczny jako metoda służąca ograniczaniu zużycia energii cieplnej w obiektach municypalnych
mgr inż. Andrzej Małkiewicz, główny specjalista, energetyk miejski, mgr inż. Agnieszka Rauk, Miejski Zespół Energetyki, Urząd Miejski w Sosnowcu

102 Inwestycje TPOK - jak budować akceptację społeczną?
Rozmowa z Jackiem Uhrynem, managerem ds. akwizycji w Grupie Fortum

107 System zarządzania energią, czy warto?
Edyta Piłat, Jednostka Certyfikująca UDT-CERT

108 Wsparcie jednostek samorządowych w ramach programu Inteligentna Energia - Europa
Monika Jarzemska, Punkt Kontaktowy Programu Inteligentna Energia - Europa przy Krajowej Agencji Poszanowania Energii S.A.

110 Energooszczędny budynek - technologie, produkty, rozwiązania podnoszące efektywność energetyczną
Schneider Electric

nowa Energia

Wydawca:
Nowa Energia -
D. Kubek i M. Marchwiak s.c.

Adres Redakcji:
ul. Górna 40, 47-400 Racibórz
Tel. 32/777 43 35-36
Fax 32/417 76 77
biuro@nowa-energia.com.pl
redakcja@nowa-energia.com.pl
www.nowa-energia.com.pl

Redaktor naczelna:
Dorota Kubek, tel. 602 647 315
dorota.kubek@nowa-energia.com.pl

Prezes wydawnictwa:
Mariusz Marchwiak, tel. 509 433 476
mariusz.marchwiak@nowa-energia.com.pl

Specjalista ds. marketingu i sprzedaży:
Justyna Szyndler, tel. 603 220 011
marketing@nowa-energia.com.pl

Specjalista ds. organizacyjno-handlowych:
Marek Pluta,
biuro@nowa-energia.com.pl

Współpraca:
Jacek Sobański, Piotr Dominiak

Przygotowanie graficzne:
Wydawnictwo „Nowa Energia"
Bartłomiej Mielnik
grafika@nowa-energia.com.pl

Obsługa informatyczna:
IT PASJA, www.itpasja.pl

Korekta:
Małgorzata Bonk

Druk:
LCL Dystrybucja Sp. z o.o., www.lcl.com.pl

Redakcja zastrzega sobie prawo do skracania i redagowania tekstów.
Redakcja nie odpowiada za treść reklam. Wykorzystywanie materiałów i publikowanie reklam opracowanych przez Wydawcę wyłącznie za zgodą Redakcji.
Artykułów niezamówionych Redakcja nie zwraca.

Projekt okładki:
Babcock & Wilcox Vølund

POLECAMY:

NOWA EUROPEJSKA STRATEGIA ROZWOJU INFRASTRUKTURY ENERGETYCZNEJ
Cezary Tomasz Szyjko, członek Stowarzyszenia Dziennikarzy Polskich, dr nauk prawnych, adiunkt Uniwersytetu Jana Kochanowskiego
Str. 4
ELEKTROENERGETYKA

EGZEKWOWANIE PRZEPISÓW O OBOWIĄZKU PRZYŁĄCZENIA DO SIECI PODMIOTU PLANUJĄCEGO BUDOWĘ OZE
Joanna Krawczyk LL.M., aplikant radcowski, Kancelaria bnt Neupert Zamorska & Partnerzy
Str. 34
PALIWA DLA ENERGETYKI

BENCHMARKING W POLSKIEJ REGULACJI CIEPŁOWNICTWA *IN STATU NASCENDI*
Paweł Bogusławski, naczelnik Wydziału ds. Analiz i Gospodarki Ciepłowniczej w Departamencie Przedsiębiorstw Energetycznych, Urząd Regulacji Energetyki
Str. 45
CIEPŁOWNICTWO

NOWA ŁĄCZNOŚĆ DLA ENERGETYKI
Polkomtel SA
Str. 62
TECHNOLOGIE

NOWOCZESNA I EFEKTYWNA ENERGETYCZNIE GMINA - REALIZACJA PAKIETU 3x20
Katarzyna Sobótka, Krajowy Punkt Kontaktowy Programów Badawczych UE, Mazowiecka Agencja Energetyczna
Str. 66
REALIZACJA PAKIETU 3X20

Cezary Tomasz Szyjko, członek Stowarzyszenia Dziennikarzy Polskich,
dr nauk prawnych, adiunkt Uniwersytetu Jana Kochanowskiego

Nowa europejska strategia rozwoju infrastruktury energetycznej

Polska infrastruktura energetyczna jest w stanie powolnej degradacji. Prawie nie inwestowaliśmy w nią od czasu zmiany systemu politycznego, czyli od ponad 20 lat. Dlatego też nasze elektrownie, sieci przesyłowe i dystrybucyjne są zdekapitalizowane w ponad 70%. Można to w pewnym stopniu zrozumieć i nawet usprawiedliwić, ale na pewno nie można takiej sytuacji w nieskończoność ignorować. Potrzebne są ogromne środki: do 2030 r. w samą elektroenergetykę musimy zainwestować około 100 mld. euro.[1] Jeśli dołożyć do tego inwestycje w gazownictwo, ciepłownictwo i transport, suma ta urasta do gigantycznej kwoty 320 mld euro.

Fot. NE

Taka suma to ogromny wysiłek dla kraju i trudny do wykonania jako Project finance lub ze źródeł bezpośrednich (inwestycje mogłyby być finansowane bezpośrednio z przychodów inwestorów poprzez tzw. błękitne certyfikaty).[2] Warto zastanowić się, w jakich proporcjach skorzystać z poszczególnych źródeł finansowania? W co i jak inwestować? Jedno jest bowiem pewne - dotychczasowy trend zakładający brak inwestycji, z pewnością nie jest akceptowalnym rozwiązaniem. Zagraniczny wymiar polityki energetycznej Unii Eurepejskiej musi być jednym z priorytetów prezydencji Polski w drugiej połowie roku. UE potrzebuje w pełni funkcjonującego, połączonego i zintegrowanego wewnętrznego rynku energii.

Przebudowa infrastruktury

Komisja Europejska przyjęła Pakiet infrastrukturalny pod nazwą: „Priorytety w odniesieniu do infrastruktury energetycznej na 2020 r. i w dalszej perspektywie - plan działania na rzecz zintegrowanej europejskiej sieci energetycznej".[3] Europejska infrastruktura energetyczna to centralny system napędzający gospodarkę UE. Celów polityki energetycznej UE i celów gospodarczych strategii „Europa 2020"[4] nie da się osiągnąć bez gruntownej zmiany metod w sposobie zapewnienia rozwoju infrastruktury europejskiej. Przebudowa europejskiego systemu energetycznego na rzecz niskoemisyjnych technologii przyszłości to nie tylko zadanie dla sektora energetycznego. Konieczne będą usprawnienia techniczne, większa efektywność, odporność na zmiany klimatu i nowa elastyczność. To nie jest zadanie, któremu może samodzielnie podołać jedno państwo członkowskie. Konieczna będzie europejska strategia oraz środki finansowe.

W uzgodnionej przez Radę Europejską w 2007 r.[5] polityce energetycznej dla Europy, określono podstawowe cele unijnej polityki sektorowej polegające na konkurencyjności, stabilności oraz bezpieczeństwie dostaw. W nadchodzących latach trzeba urzeczywistnić wewnętrzny rynek energii, natomiast do 2020 r. udział odnawialnych źródeł energii w finalnym zużyciu energii musi wynosić 20%, o 20% muszą się zmniejszyć emisje gazów cieplarnianych[6], a korzyści wynikające z efektywności energetycznej muszą zapewnić 20% oszczędności zużycia energii. W obliczu coraz większej międzynarodowej konkurencji dotyczącej światowych zasobów, UE musi zapewnić bezpieczeństwo dostaw po konkurencyjnych cenach 500 mln swoich obywateli. Względne znaczenie źródeł energii będzie się zmieniało. W przypadku paliw kopalnych, zwłaszcza gazu i ropy, UE będzie jeszcze bardziej zależna od importu. Przewiduje się również znaczny wzrost popytu na energię elektryczną.

W komunikacie Energia 2020[7], przyjętym 10 listopada 2010 r., wzywa się do zmiany sposobu, w jaki planujemy, budujemy i eksploatujemy naszą infrastrukturę energetyczną i sieci energetyczne. Infrastruktura energetyczna zajmuje czołowe miejsce w inicjatywie przewodniej[8] pod nazwą „Europa efektywnie korzystająca z zasobów". Odpowiednie, zintegrowane i niezawodne sieci energetyczne to nie tylko podstawowy warunek realizacji celów polityki energetycznej UE, ale również warunek realizacji strategii gospodarczej UE. Rozwój naszej infrastruktury energetycznej pozwoli UE nie tylko zapewnić prawidłowo funkcjonujący wewnętrzny rynek energii, ale zwiększy też bezpieczeństwo dostaw[9], umożliwi integrację odnawialnych źródeł energii, zwiększy efektywność energetyczną oraz zapewni konsumentom korzyści wynikające ze stosowania nowych technologii i inteligentnego wykorzystania energii.

UE płaci wysoką cenę za swoją przestarzałą infrastrukturę energetyczną, którą charakteryzują słabe połączenia międzysystemowe. W styczniu 2009 r. rozwiązaniom na rzecz wyeliminowania przerw w dostawie gazu w Europie Wschodniej przeszkodził brak opcji zwrotnego przepływu gazu oraz niewłaściwa infrastruktura połączeń międzysystemowych i magazynowania. Szybkiemu rozwojowi energii elektrycznej przez morskie elektrownie wiatrowe w regionach Morza Północnego i Bałtyku przeszkodziły niewystarczające połączenia morskie i lądowe sieci. Rozwój ogromnego potencjału energii odnawialnej w Europie Południowej i w Afryce Północnej będzie niemożliwy bez dodatkowych połączeń międzysystemowych w obrębie UE i z państwami sąsiednimi. Ryzyko i koszt przerw w dostawach oraz straty znacznie się zwiększą, jeżeli UE nie zainwestuje pilnie w inteligentne, efektywne i konkurencyjne sieci energetyczne i nie wykorzysta swojego potencjału poprawy efektywności energetycznej.

Działania na rzecz nowej strategii energetycznej dla UE cieszą się pełnym poparciem szefów państw i rzą-

1) Dane Stowarzyszenia na rzecz Efektywności ETA oraz Społecznej Rady Narodowego Programu Redukcji Emisji, strona: http://www.proinwestycje.pl/index.php?lang=pl (dostęp z dnia 15.02.2011.).
2) Wniski z debaty: Plan Marshalla dla infrastruktury. Naświetlajmy problem póki jeszcze możemy, Warszawa 22.02.2011.
3) KOM(2010) 677 wersja ostateczna, Bruksela, 2010.
4) Konsultacje dotyczące przyszłej strategii „Europa 2020", KOM(2009)647, wersja ostateczna, Bruksela, 2009.
5) Konkluzje prezydencji, Rada Europejska, marzec 2007 r.
6) 30% w przypadku odpowiednich warunków.
7) COM(2010) 639.
8) Strategia „Europa 2020", COM(2010) 2020.
9) Rozporządzenie o Bezpieczeństwie Dostaw 994/2010 - weszło w życie 2 grudnia 2010.

dów europejskich. W marcu 2009 r. Rada Europejska[10] wezwała do dokonania szczegółowego przeglądu ram transeuropejskich sieci energetycznych (TEN-E).[11] Komunikat ten zawiera ogólny zarys planu działania mającego na celu wypracowanie długoterminowej wizji UE dotyczącej potrzeb ukierunkowanych na efektywność sieci paneuropejskich. Przedstawia się w nim nową metodę strategicznego planowania w celu zobrazowania koniecznej infrastruktury, określenia, które elementy infrastruktury leżą w interesie Europy na podstawie klarownej i przejrzystej metodyki, jak też w celu opracowania narzędzi mających zapewnić terminową realizację, w tym sposobów na szybsze zatwierdzanie, lepszą alokację kosztów i ukierunkowanie finansowania w celu wzmożenia inwestycji prywatnych.[12] Przegląd TEN-E musi odbywać się w drodze dostosowania ich zarówno do wyżej określonych wyzwań energetycznych, jak i do nowych zobowiązań UE wynikających z art. 194 Traktatu z Lizbony.

Traktat z Lizbony, a polityki infrastrukturalne

Nowy Traktat Reformujący UE, potocznie zwany Traktatem z Lizbony, zmienił Traktat o Unii Europejskiej (TUE), zachowując jego nazwę oraz Traktat ustanawiający Wspólnotę Europejską (TWE), nadając mu nową nazwę: Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (TFUE). Zakres i znaczenie rewizji traktatowych podstaw UE są bardzo daleko idące. Z ustrojowego punktu widzenia najważniejsze i najistotniejsze jest z pewnością ustanowienie jednolitej UE, której państwa członkowskie przyznają kompetencje do osiągania ich wspólnych celów (art. 1 akapit pierwszy TUE) - zastępującej Wspólnotę Europejską, w tym na zasadzie następstwa prawnego (art. 1 akapit trzeci TUE) i nadanie jej - jako organizacji międzynarodowej - podmiotowości (osobowości) prawnej (art. 47 TUE). Konsekwencje tego faktu - jednoznacznego przesądzenia charakteru prawnego UE - będą z pewnością odczuwane przez lata, nie tylko w warstwie stanowienia i stosowania prawa, lecz choćby także w sferze języka (konieczność zaprzestania posługiwania się pojęciami „Wspólnota" i „wspólnotowy").

Na tle tych ogólnych, traktatowych zmian podstaw funkcjonowania UE w sferze europejskiej integracji gospodarczej, zmiany dotyczące sektorowych polityk infrastrukturalnych nie są szczególnie duże. Odnotowania wymagają tylko zmiany w postawach prawnych Wspólnej Polityki Transportowej oraz polityki energetycznej. W obszarze Wspólnej Polityki Transportowej (WPT) w dotychczasowym art. 70 TWE skreślone zostało zastrzeżenie, że cele Traktatu są realizowane przez państwa członkowskie (art. 90 TFUE). Jest to, jak można sądzić, bezpośrednią konsekwencją jednoznacznego zaliczenia „transportu" do dziedzin kategorii kompetencji dzielonych. Do art. 91 TFUE (dawny art. 71 TWE), określającego kompetencje UE w dziedzinie WPT, dodany został akapit, w myśl którego Parlament Europejski i Rada, przyjmując środki w wykonaniu tych kompetencji, mają uwzględniać „przypadki, w których zastosowanie tych środków może poważnie wpływać na jakość życia i poziom zatrudnienia w pewnych regionach, jak również na funkcjonowanie infrastruktury transportowej" (art. 90 ust. 2 TFUE).

Ponadto art. 98 TFUE (dawny art. 78 TWE), ustanawiający zasadę preferencji dla środków podjętych przez Republikę Federalną Niemiec, które mogą być niezgodne z przepisami TFUE, ale są niezbędne „w celu skompensowania niekorzystnych skutków gospodarczych spowodowanych podziałem Niemiec", został uzupełniony o przepis przewidujący możliwość wydania przez Radę, na wniosek Komisji, decyzji uchylającej ten przepis po upływie pięciu lat od wejścia w życie Traktatu z Lizbony. Warto też podkreślić, że Parlament Europejski został szeroko włączony do współstanowienia przepisów z zakresu WPT na podstawie przywołanego art. 91 ust. 1 TFUE (dawny art. 71 ust. 1 TWE), a także art. 95 ust. 2 i 3 TFUE (dawny art. 75 ust. 2 i 3 TWE) - w zakresie wdrażania przepisów o niedyskryminacji w WPT oraz art. 100 ust. 2 TFUE (dawny art. 80 ust. 2 TWE) - w zakresie rozciągnięcia stosowania traktatowych przepisów o WPT wobec transportu morskiego i lotniczego.[13]

Całkowitym novum jest pojawienie się w TFUE tytułu poświęconego energetyce (Tytuł XXI), w obrębie którego ustanowiony został art. 94 wskazujący założenia polityki energetycznej UE. Polityka ta ma być prowadzona w ramach rynku wewnętrznego, „w duchu solidarności między Państwami Członkowskimi" oraz z uwzględnieniem „potrzeby zachowania i poprawy środowiska naturalnego". Wśród celów polityki energetycznej UE art. 194 TFUE wymienia:

- zapewnienie funkcjonowania rynku energii,
- zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii w UE,
- wspieranie efektywności energetycznej i oszczędności energii, jak również rozwoju nowych i odnawialnych form energii i wspieranie wzajemnych połączeń między sieciami energii.

Środki niezbędne do osiągnięcia tych celów mogą być przyjmowane przez Radę i Parlament w zwykłej procedurze prawodawczej (art. 94 ust. 2 akapit pierwszy TFUE). Jedynie o środ-

10) Konkluzje prezydencji Rady Europejskiej z 19/20 marca 2009 r., 7880/09.

11) Wytyczne dla TEN-E i rozporządzenie finansowe w sprawie TEN. Patrz: sprawozdanie z realizacji TEN-E za okres 2007-2009, COM(2010)203.

12) C.T. Szyjko, Drogi rozwoju polskich regionów w perspektywie budżetu UE na lata 2014-20, (w:) Biznes & Ekologia nr 96/97/2011 s. 16-17. ISSN 1429-5512.

13) Polityki Unii Europejskiej: polityki sektorów infrastrukturalnych. Aspekty prawne. Tom XXVIII, red. A. Jurkowska, Instytut Wydawniczy EuroPrawo, Warszawa 2010.

Fot. NE

kach o charakterze głównie fiskalnym decydować będzie jednomyślnie Rada po konsultacji z Parlamentem (art. 194 ust. 3 TFUE). Państwa członkowskie zachowały natomiast prawo „do określania warunków wykorzystania jego zasobów energetycznych, wyboru między różnymi źródłami energii i ogólnej struktury jego zaopatrzenia w energię" (art. 194 ust. 2 akapit drugi TFUE). Ponadto, w obszarze przepisów o polityce gospodarczej [art. 122 TFUE (dawny art. 100 TWE)] wprowadzony został (na wniosek Polski) przepis, który akcentuje po raz pierwszy (potem powtarza to w przywoływanym art. 194 TFUE) - solidarność energetyczną UE, zgodnie z którym „Rada, na wniosek Komisji, może postanowić, w duchu solidarności między Państwami Członkowskimi, o środkach stosownych do sytuacji gospodarczej, w szczególności w przypadku wystąpienia poważnych trudności w zaopatrzeniu w niektóre produkty, zwłaszcza w obszarze energii" (art. 122 ust. 1 TFUE).[14]

Polska perspektywa

UE potrzebuje w pełni funkcjonującego, połączonego i zintegrowanego wewnętrznego rynku w obszarze energii. Zgodnie z postanowieniami lutowego Szczytu Energetycznego UE, do 2015 r. ma się zakończyć budowa wewnętrznego rynku energii UE, który zapewni swobodny przepływ gazu i prądu między krajami, by nie było już izolowanych energetycznych wysp, jak kraje bałtyckie czy Malta.[15] Było to pierwsze spotkanie szefów państw i rządów UE, na którym tyle miejsca poświęcono energii. Wobec rosnącego zapotrzebowania na importowane surowce, UE buduje wspólną politykę energetyczną, by uniknąć w przyszłości kryzysów, takich jak wywołane w ubiegłych latach na skutek sporów Rosji z Ukrainą. Od 2015 r. żaden kraj nie może być izolowany od europejskiej sieci przesyłu gazu i elektryczności, a jego bezpieczeństwo narażone na szwank przez brak odpowiednich połączeń.

Odpowiednia infrastruktura, czyli nowe trasy przesyłu i interkonektory między krajami, a także poszukiwanie alternatywnych surowców, źródeł i tras dostaw mają być podstawą bezpieczeństwa energetycznego UE i solidarności między jej członkami w razie kryzysu. KE oszacowała potrzeby zainwestowania w sieci przesyłowe w UE na 200 mld euro do 2020 r. Ciężar największych wydatków spadnie na firmy energetyczne, co wyraźnie zapisano w cytowanym dokumencie. Dodatkowe koszty będą one mogły pokryć podwyższonymi stawkami, np. za przesył gazu.[16] Ten zapis bezskutecznie próbowała wykreślić Polska, w trosce o ceny energii dla końcowych konsumentów.

Polsce, z gospodarką opartą na węglu, udało się wpisać wykorzystanie rodzimych zasobów paliw kopalnych, czyli np. węgla, a także gazu łupkowego. W Polsce produkcja energii elektrycznej jest w ponad 90% oparta na węglu, a kopalnie są rentowne, co stanowi wyjątek w UE. Dlatego polski rząd nie chce rezygnować z taniego wykorzystania ro-

14) więcej: C.T. Szyjko, Wyzwania lokalizmu europejskiego w perspektywie globalizacji, REALIA, Dwumiesięcznik społeczno-polityczny, nr 6(21)/10, s.87-95. ISSN 1898-2042.

15) Conclusions on energy, European Council on 4.02.2011, PCE 026/11, pełny tekst na: http://ec.europa.eu/energy/time_to_act_en.htm (dostęp z dnia 15.02.2011).

16) ROZPORZĄDZENIE PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) NR 994/2010 z dnia 20 października 2010 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylenia dyrektywy Rady 2004/67/WE.

Fot. NE

dzimych zasobów. Nie udało się natomiast dopisać zdania z deklaracji Grupy Wyszehradzkiej przyjętej w styczniu, że każdy region UE powinien mieć zapewnione niezależne dostawy gazu co najmniej z dwóch zewnętrznych źródeł - by podkreślić konieczność uniezależnienia się od dostaw z Rosji, która zapewnia 40% unijnego importu gazu. Zapisano, że z Rosją UE ma rozwinąć „wiarygodny, przejrzysty i oparty na zasadach dialog w obszarach wspólnego zainteresowania w dziedzinie energii".

W drugiej połowie roku ma być zatwierdzony Plan działania ws. osi połączeń energetycznych Północ-Południe, czyli tzw. korytarza łączącego terminale LNG w Polsce, Chorwacji i Grecji. Korytarz ma integrować systemy krajów leżących na jego drodze; ma być wyposażony w łączniki umożliwiające przepływ gazu w obydwu kierunkach. Obejmuje on przyszłe i istniejące gazociągi oraz połączenia międzysystemowe: od bałtyckiego gazoportu LNG w Świnoujściu, przez Polskę, Czechy, Słowację i Węgry po wybrzeże Adriatyku w Chorwacji i wybrzeża w Rumunii i Bułgarii nad Morzem Czarnym. To oznacza tyle, że terminal LNG będzie mógł się stać jednym ze źródeł dostaw gazu dla Europy Środkowej. Wzrastają na to szanse, że Świnoujście będzie nie tylko miejscem, skąd będą płynęły dostawy na terytorium Polski, ale dzięki rozwojowi infrastruktury gazowej, interkonektorów w naszym regonie na osi Północ-Południe, być może ten skroplony gaz będziemy w stanie eksportować też do innych krajów UE. Terminal do odbioru gazu skroplonego LNG w Świnoujściu ma rozpocząć pracę pod koniec czerwca 2014 r. Będzie w stanie odbierać ok. 5 mld m^3 gazu rocznie (jest to flagowa polska inwestycja w zakresie budowy bezpieczeństwa energetycznego). Kolejnym priorytetem jest projekt BEMIP, czyli integracja z resztą UE systemów państw bałtyckich. W jego ramach ma powstać gazociąg z Polski na Litwę. W tych dwóch projektach Polska ma kluczowe znaczenie i staje się ważnym elementem strategii energetycznej UE.

To właśnie Polska zrobiła pierwszy krok w kierunku utworzenia korytarza Północ-Południe. Za kilka miesięcy gaz powinien popłynąć ukończonym już po stronie polskiej połączeniem z Czechami w okolicach Cieszyna. W ten sposób zyskujemy fizyczne połączenie z całą siecią gazociągów i gazowym węzłem w Baumgarten (Austria). Zdaniem doradcy zarządu Biura Projektów Gazoprojekt Adama Matkowskiego, budowa kilku połączeń międzysystemowych jest korzystniejsza niż jeden wielki projekt.[17] Znane są plany budowy łącznika ze Słowacją w okolicach przełęczy Łupkowskiej. „Ma to sens, jeśli Słowacy połączą się z Węgrami. Wtedy będzie można tłoczyć tamtędy ok. 3,5 mld m^3 gazu rocznie" - powiedział Matkowski.[18] Dodał, że to połączenie będzie uzupełnieniem łącznika pod Cieszynem. Matkowski ocenił, że w te plany dobrze wpisuje się projekt gazociągu Nabucco (z Iranu). Zaznaczył, że jeżeli zostanie on dociągnięty do węzła w Baumgarten, to dzięki konektorom Polska zyska bezpośredni dostęp do niego. Do końca 2011 r. KE ma przedstawić konkretne dane, ile pieniędzy potrzeba na inwestycje priorytetowe.[19] Chodzi o połączenia, które mają gwarantować bezpieczeństwo dostaw, ale

17) wystąpienie na IV edycji międzynarodowej konferencji CEE GAS SUMMIT „Polska a światowy rynek gazu", organizowana przez Top Consulting, Warszawa 7-8.02.2011, teksty dostępne na stronie: http://www.tcct.pl/ (dostęp z dnia 15.02.2011).

18) tamże.

19) procedury dofinansowania znajdują sie na stronie: http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/grants/20110228_ten_e_en.htm (dostęp z dnia 15.02.2011).

nie są rentowne z komercyjnego punktu widzenia, więc brak jest zainteresowania inwestorów prywatnych. Unijny komisarz ds. energii Guenther Oettinger mówił, że z samego budżetu UE ma pochodzić ok. 800 mln euro rocznie.[20]

Europejska infrastruktura transportu CO_2

Ogromnych nakładów finansowych będzie wymagało stworzenie adekwatnej infrastruktury transportu CO_2. Mając na uwadze nierównomierne rozlokowanie w Europie potencjalnych miejsc składowania CO_2, może być konieczne wychwytywanie i składowanie CO_2 na dużą skalę w Europie do zapewnienia znacznych poziomów obniżenia emisyjności gospodarek europejskich po 2020 r. i niezbędne będzie stworzenie infrastruktury rurociągów oraz - w odpowiednich przypadkach - infrastruktury do transportu drogą morską, przekraczającej granice państw członkowskich w razie braku odpowiedniego potencjału do składowania CO_2 w poszczególnych krajach.

Technologie składowe CCS (wychwytywania, transportu i składowania) są wypróbowane. Nie zintegrowano jednak ich jeszcze i nie przetestowano na skalę przemysłową, a obecnie CCS nie jest opłacalny z ekonomicznego punktu widzenia. Dotychczasowe wdrażanie danej technologii ograniczało się do instalacji działających na mniejszą skalę, często zaprojektowanych na potrzeby demonstracji jednego lub dwóch elementów składowych. Jednocześnie panuje ogólna zgoda co do tego, że w celu zapewnienia znacznego wpływu na ograniczenie emisji i tym samym portfela środków ukierunkowanych na łagodzenie zmiany klimatu charakteryzujących się najniższymi kosztami, rentowność technologii CCS trzeba zademonstrować na szeroką skalę około 2020 r.

Odpowiadając na to wyzwanie, na wiosennym posiedzeniu Rady Europejskiej w 2007 r., zdecydowano o wsparciu uruchomienia do 2015 r. w UE maksymalnie 12 zakładów demonstracji technologii CCS, aby spowodować opłacalność ekonomiczną tej technologii. Obecnie realizowanych jest sześć dużych projektów CCS mających na celu zademonstrowanie danej technologii na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej. Ich zainstalowane moce będą wynosiły co najmniej 250 MW, będą one również obejmowały elementy związane z transportem i składowaniem. Projekty te są współfinansowane przez Komisję, a łączna kwota dotacji wynosi mld EUR. W listopadzie 2010 r.[21] został uruchomiony kolejny mechanizm finansowania w ramach systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych. Komisja wspiera ponadto działalność badawczo-rozwojową w obszarze technologii CCS i utworzyła specjalną sieć wymiany wiedzy dla podmiotów dokonujących demonstracji tych technologii na dużą skalę.

Odnośnie do 2030 r. przewiduje się, że ilość wychwytywanego CO_2 wzrośnie do 272 Mt. Wiele wcześniej wybudowanych rurociągów eksploatuje się obecnie, wykorzystując ich całkowitą przepustowość i buduje się nowe rurociągi, które w okresie do 2050 r. będą w pełni eksploatowane. Sieć transportu CO_2 liczy obecnie około 8800 km i wymaga inwestycji w łącznej kwocie 9,1 mld EUR. Pierwsze regionalne sieci w Europie przebiegają w pobliżu pierwszych instalacji demonstracyjnych. W analizie WCB uwydatnia się również korzyści wynikające z koordynacji na poziomie europejskim, w związku z planami wypracowania w Europie optymalnego rozwiązania w obszarze transportu CO_2, mając na uwadze, że do 2030 r. transgraniczny transport CO_2 może objąć 16 państw członkowskich UE. Rozwój technologii CCS w najbliższej przyszłości będzie jednak warunkowała przede wszystkim cena CO_2, którą charakteryzuje wysoki poziom niepewności i która uzależniona jest od rozwoju sytuacji w obszarze systemu handlu uprawnieniami do emisji. W związku z tym należy podchodzić z dużą ostrożnością do analiz zawierających zarys możliwej sieci CO_2 po 2020 r.

Reasumując, rozwój sytuacji w obszarze sieci CO_2 w Europie będzie warunkowała dostępność miejsc składowania oraz poziom zastosowania technologii CCS, jak również obecny poziom koordynacji rozwoju tej technologii. Przy tworzeniu zintegrowanych sieci rurociągów i transportu drogą morską, planowanych i budowanych początkowo na poziomie regionalnym lub krajowym z uwzględnieniem potrzeb transportowych licznych źródeł CO_2, skorzystano by z korzyści skali, umożliwiając też podłączenie dodatkowych źródeł CO_2 do odpowiednich pochłaniaczy w okresie eksploatacji rurociągu.[22] W dłuższej perspektywie czasowej takie zintegrowane sieci rozbudowano by, tworząc powiązania międzysystemowe w celu dotarcia do źródeł i miejsc składowania rozproszonych w całej Europie, podobnie jak to ma miejsce w przypadku obecnych sieci gazowych.

Wnioski

Planowana obecnie infrastruktura energetyczna musi być zgodna z bardziej długoterminowymi decyzjami politycznymi. W celu koordynowania i optymalizacji rozwoju sieci na skalę całego kontynentu, konieczna jest

20) http://www.forbes.pl/tagi/4493/guenther-oettinger (dostęp z dnia 15.02.2011).

21) http://ec.europa.eu/clima/funding/ner300/index_en.htm (dostęp z dnia 15.02.2011).

22) Wstępne badanie FEED (Front End Engineering Design) sieci CCS wykonane dla Yorkshire and Humber wykazało, że początkowe inwestycje w dodatkową przepustowość rurociągów byłyby opłacalne nawet w przypadku, realizacji kolejnych podłączeń do sieci na przestrzeni kolejnych 11 lat. Badanie potwierdziło także doświadczenia wyniesione z innych sektorów, czyli fakt, że inwestycje w zintegrowane sieci przyspieszyłyby zastosowanie technologii CCS na dużą skalę przez skonsolidowanie procedur wydawania pozwoleń, obniżenie kosztów podłączenia źródeł CO_2 do pochłaniaczy oraz zapewnienie możliwości składowania wychwytywanego CO_2 natychmiast po uruchomieniu instalacji do wychwytywania.

nowa polityka UE na rzecz infrastruktury energetycznej. Dzięki temu UE będzie mogła w pełni wykorzystać korzyści wynikające ze zintegrowanej sieci europejskiej, znacznie przekraczające wartość poszczególnych elementów tej sieci. Za sprawą europejskiej strategii na rzecz całkowicie zintegrowanej infrastruktury energetycznej opartej na inteligentnych i niskoemisyjnych technologiach, dzięki korzyściom skali zmniejszą się koszty przejścia na gospodarkę niskoemisyjną dla poszczególnych państw członkowskich. Całkowicie wyposażony w połączenia międzysystemowe rynek europejski zwiększy bezpieczeństwo dostaw i pomoże ustabilizować ceny dla konsumentów, zapewniając dostawy energii elektrycznej i gazu do miejsc, w których są one potrzebne. Sieci europejskie, które w miarę potrzeb będą obejmowały sąsiednie państwa, ułatwią również konkurencję na jednolitym rynku energii w UE, stymulując solidarność państw członkowskich. Przede wszystkim zintegrowana infrastruktura europejska zapewni europejskim obywatelom i przedsiębiorstwom dostęp do źródeł energii po przystępnych cenach. To z kolei będzie miało pozytywny wpływ na realizacje celu polityki europejskiej na 2020 r., zakładającego utrzymanie silnej, zdywersyfikowanej i konkurencyjnej bazy przemysłowej w Europie.

Dwie konkretne kwestie, którymi należy się zająć, to zatwierdzanie i finansowanie projektów. Trzeba zwiększyć efektywność i przejrzystość udzielania pozwoleń i współpracy transgranicznej, co zaowocuje większą akceptacją ze strony opinii publicznej oraz przyspieszeniem realizacji. Koniecznie należy znaleźć rozwiązania finansowe dla zaspokojenia potrzeb inwestycyjnych, które według szacunków na nadchodzące 10-lecie mają wynieść bilion EUR, z czego połowa konieczna będzie na potrzeby samej sieci energetycznej. Większą część tych inwestycji w sieci trzeba będzie pokryć z cen regulowanych i opłat wynikających z ograniczeń sieciowych. Na podstawie obecnych ram regulacyjnych, wszystkie konieczne inwestycje nie zostaną jednak zrealizowane lub zostaną zrealizowane nie tak szybko, jak jest to konieczne, głównie z powodu niekomercyjnych projektów w skali regionalnej bądź unijnej, których bezpośrednie korzyści w skali krajowej lub lokalnej są ograniczone. Do spowolnienia realizacji inwestycji infrastrukturalnych przyczynia się dodatkowo recesja gospodarcza.

W dłuższej perspektywie czasu, cel UE polegający na obniżeniu emisyjności, czyli na zmniejszeniu emisji gazów cieplarnianych w UE o 80-95% do 2050 r., spotęguje ten problem, zwiększając potrzebę dalszego rozwoju, na przykład w zakresie infrastruktury na potrzeby magazynowania energii elektrycznej na dużą skalę, ładowania pojazdów z elektrycznym napędem, transportu oraz składowania CO_2 i wodoru. Infrastruktura wybudowana w kolejnym 10-leciu będzie nadal w dużym stopniu wykorzystywana do około 2050 r., zatem nieodzowne jest uwzględnienie bardziej długoterminowego celu.

W 2011 r. Komisja planuje przedstawić szeroko zakrojony plan działania do 2050 r. W tym planie działania przedstawione zostaną scenariusze dotyczące koszyka energetycznego, opisujące sposoby osiągnięcia w Europie długoterminowego celu obniżenia emisyjności i ich wpływ na decyzje dotyczące polityki energetycznej. W planach działania dotyczących gospodarki niskoemisyjnej i energii do 2050 r., zawarte zostaną dalsze informacje i wytyczne dotyczące wdrożenia infrastruktury energetycznej w UE poprzez przedstawienie długofalowej wizji.

Należy analizować techniczne i praktyczne warunki sieci CO_2, dążąc do porozumienia w kwestii wspólnej wizji. W celu gromadzenia doświadczeń związanych z realizacją projektów demonstracyjnych, można skorzystać z Sieci Projektów CCS. To z kolei pomoże w ocenie potrzeb oraz zakresu potencjalnej interwencji na poziomie UE. Komisja powinna kontynuować prace nad mapą europejskiej infrastruktury CO_2, która może ułatwić postęp w zakresie planowania infrastruktury, koncentrując się na kwestiach opłacalności. Ważnym elementem tego zadania będzie określenie miejsca, pojemności oraz dostępności miejsc składowania, zwłaszcza na morzu. Aby mieć pewność co do porównywalności wyników takiego mapowania na skalę całego kontynentu oraz możliwości ich wykorzystania w celu zaprojektowania optymalnej sieci, powinny być podejmowane działania ukierunkowane na opracowanie wspólnej metody oceny pojemności magazynowej. W celu zapewnienia przejrzystości w kwestii składowania i technologii CCS ogółem, Komisja powinna opublikować europejski atlas miejsc składowania CO_2, który będzie obrazował potencjał w zakresie składowania.

Ograniczenia możliwości w zakresie publicznego i prywatnego finansowania w ciągu najbliższych lat, nie powinno stanowić wymówki, skutkując odroczeniem budowy określonej infrastruktury i realizacji odpowiednich inwestycji. Dzisiejsze inwestycje to w rzeczywistości konieczny warunek dla przyszłych oszczędności i dlatego też powodują one ograniczenie całościowych kosztów realizacji celów politycznych UE. Na podstawie opinii wyrażonych przez instytucje i zainteresowane strony na temat cytowanego planu działania, Komisja zamierza pod przewodnictwem Prezydencji Polski przygotować kolejne wieloletnie ramy finansowe i odpowiednie inicjatywy. Wnioski te uwzględnią aspekty regulacyjne, jak i finansowe, w szczególności poprzez instrumenty na rzecz bezpieczeństwa energetycznego i infrastruktury energetycznej oraz włączenie priorytetów energetycznych jako zasadniczego elementu do innych programów UE w kolejnej perspektywie finansowej na lata 2014-20. □

mgr **Mariusz Ruszel**, doktorant Katedry Europy Środowej i Wschodniej Wydziału Studiów Międzynarodowych i Politologicznych Uniwersytetu Łódzkiego, ekspert Fundacji im. K. Pułaskiego oraz Instytutu Kościuszki, Podkarpacka Agencja Energetyczna

POLITYKA ENERGETYCZNA PRIORYTETEM POLSKIEJ PREZYDENCJI w Radzie Unii Europejskiej 2011

Dotychczasowe prezydencje państw członkowskich w Unii Europejskiej w sposób istotny wpływały na kształtowanie procesu integracji europejskiej, wpływając tym samym na jej agendę. Wejście w życie Traktatu z Lizbony odebrało cześć kompetencji prezydencji, przekazując je Stałemu Przewodniczącemu Rady Europejskiej oraz Wysokiemu Przedstawicielowi ds. Polityki Zagranicznej i Bezpieczeństwa. Sprawowanie przez Polskę prezydencji w Radzie UE w II połowie 2011 r. jest historyczną szansą wpisania się przez Warszawę w grono stolic europejskich odgrywających znaczącą rolę w kreowaniu polityk unijnych, stosownie do potencjału demograficzno-geograficznego. Będzie to dla państwa ogromne wyzwanie polityczne, gospodarcze, merytoryczne, a także logistyczne. Jednym z priorytetów polskiej prezydencji będzie polityka energetyczna Unii Europejskiej.

Przyjęcie Traktatu z Lizbony nie tylko zmienia architekturę instytucjonalną UE, lecz również daje nadzieje na wykreowanie instrumentów tworzących fundamenty wspólnej polityki energetycznej UE. Polska dyplomacja będzie dążyła do wytworzenia wspólnego stanowiska Unii wobec regionalnych i globalnych problemów energetycznych, wzmacniając tym samym zewnętrzny wymiar polityki energetycznej UE. Skuteczność zewnętrznego wymiaru tej polityki zależy w dużej mierze od sprawności funkcjonowania wewnętrznego rynku energetycznego UE. Istotne jest, aby państwa członkowskie respektowały założenia III pakietu liberalizacyjnego obowiązującego od 3 marca 2011 r. Zewnętrzna polityka energetyczna UE w relacjach z państwami trzecimi będzie promowała zasady obowiązujące na wewnętrznym rynku energii Unii. Jednym z ważniejszych działań polskiej dyplomacji powinno być wypracowanie wytycznych dotyczących zewnętrznych stosunków w zakresie energii. Wytyczne takie stałyby się rekomendacjami dla działań Komisji Europejskiej. Należy zwrócić uwagę na konieczność kreowania propozycji w zakresie tworzenia realnych instrumentów wspierających solidarność polityki energetycznej. Obszerność tematyki związanej z zewnętrznymi stosunkami w zakresie energii, skłania do zawężenia ich do kilku najistotniejszych tematów przyczyniających się do wzmocnienia skuteczności oraz efektywności tej polityki. Istotne byłoby wypracowanie mechanizmów wzajemnego informowania się o zawieranych kontraktach energetycznych, co pozwoli wykluczyć działania torpedujące solidarność energetyczną oraz zmniejszające bezpieczeństwo energetyczne jednego państwa kosztem drugiego. Zgłaszanym już postulatem Polski przez premiera Donalda Tuska była propozycja, aby „przyszły unijny minister spraw zagranicznych negocjował kontrakty z dostawcami surowców, realizując w ten sposób polski postulat solidarności energetycznej”[1]. Jednocześnie wraz z określeniem zasad komunikowania konieczne wydają się być zasady wczesnego ostrzegania szczególnie w odniesieniu do krajów spoza UE, które są krajami tranzytowymi. Ułatwieniem politycznym w tym względzie byłoby zaproszenie państw istotnych z geopolitycznego punktu widzenia do Wspólnoty Energetycznej (m.in. Białoruś). „Istotą debaty o przyszłości polityki energetycznej Unii Europejskiej, szczególnie z punktu widzenia interesów Polski, jest praktyczny wymiar interpretacji zapisu, który wszedł w życie 1 grudnia, Traktatu z Lizbony, mówiącego m.in. o zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw, funkcjonowania rynku i efektywności energetycznej oraz wspieraniu wzajemnych połączeń między sieciami energii, „w duchu solidarności” (art. 194)”[2]. Jak zauważa Krzysztof Szczerski, były wiceminister spraw zagranicznych, kluczowa będzie relacja między pojęciem bezpieczeństwa, a solidarności, która jedynie przy funkcjonalnej interpretacji, uznającej jedynie solidarność energetyczną za gwarancje bezpieczeństwa, daje realny kształt wspólnotowej polityki energetycznej[3].

Realizacja priorytetu dotyczącego wypracowania wytycznych dotyczących zewnętrznych stosunków w zakresie energii, powinna być poprzedzona gruntowną analizą dotychczasowych działań związanych z zewnętrzną polityką energetyczną UE. Kluczowa jest ocena dotychczasowych działań, sygnalizacja zmieniających się wyzwań geopolitycznych oraz energetyczno-klimatycznych oraz wynikających z nich potencjalnych zagrożeń. Na tej podstawie formułować należy propozycje działań będące rekomendacjami w oparciu o instrumenty prawne UE. Działania w zakresie tego priorytetu powinny skupiać się na pracach na forum Rady ds. Transportu, Telekomunikacji i Energii, a także Radzie ds. Zagranicznych. Istotne jest wykazywanie większej inicjatywy przez polskich delegatów w zakresie zgłaszania propozycji oraz umiejętne „rozprowadzanie” sprawy po unijnych korytarzach.

Istotnym obszarem polskiej aktywności podczas prezydencji powinno być rozwijanie programu Partnerstwa Wschodniego, które zostało zainicjowane przez Polskę i Szwecję w ramach Europejskiej Polityki Sąsiedztwa. Szczególnie istotna jest polityka UE wobec Ukrainy. Polityka ta mogłaby być realizowana przez pryzmat także Morza Czarnego oraz większego zaangażowania we współpracę Bułgarii i Rumunii. Polityczna aktywność Polski może przyczynić się do zacieśnienia współpracy ukraińsko-rumuńskiej. Tym bardziej, że zmieniające się uwarunkowania polityczne na Ukrainie zwiększają wyzwania stojące przez Partnerstwem Wschodnim, a tym samym przed Polską. Priorytetowym działaniem Polski w odniesieniu do Ukrainy powinna być długoterminowa strategia będąca dla Kijowa realną alternatywą wobec oferty rosyjskiej. W przypadku przejęcia kontroli Kremla nad infrastrukturą energetyczną Ukrainy, wszelkie projekty dywersyfikacji dostaw surowców energetycznych będą w pewnym stopniu zależne od Federacji Rosyjskiej. Unia Europejska posiada możliwości zaoferowania Ukrainie perspektywicznych obszarów współpracy. Przede wszystkim ukraińska gospodarka potrzebuje pieniędzy, a zatem instrumentem uzgodnień politycznych mogą być preferencyjne kre-

1) Polska proponuje wspólną politykę energetyczną, [Online], dostępne: http://news.money.pl/artykul/polska;proponuje;wspolna;polityke;energetyczna;ue,228,0,328420.html, 29.06.2010.

2) K. Szczerski, Polityka energetyczna - bezpieczeństwo i solidarność, [Online], dostępne: http://www.euractiv.pl/gospodarka/artykul/polityka-energetyczna--bezpieczestwo-i-solidarno-001482?newsletter=8, 15.12.2009.

3) Ibidem.

dyty. Energochłonna gospodarka ukraińska wymaga odpowiednich reform oraz rozwiązań systemowych, które mogą obniżyć zużycie gazu ziemnego. UE może poprzez instrumenty wsparcia zaoferować Ukrainie odpowiednie działania w tym względzie, które zwiększą efektywność energetyczną kraju. Długoterminowym instrumentem realizowanym przez UE powinna być współpraca naukowo-badawcza, która przyczyni się do transferu technologii oraz umożliwi w perspektywie czasu wykorzystanie potencjału geologicznego kraju. Istotna w tym zakresie będzie współpraca polsko-ukraińska, która ma objąć oprócz współpracy naukowo-badawczej działania związane z poszukiwaniami ropy naftowej, gazu ziemnego oraz optymalizujące ukraiński potencjał geotermalny. Rozwój alternatywnych źródeł energii może przyczynić się do zwiększenia niezależności energetycznej, a tym samym politycznej.

Szczególnie istotną płaszczyzną aktywności Polski powinna być Grupa Wyszehradzka, która zainicjowała politycznie projekt korytarza energetycznego „Północ-Południe". Polska będąca największym państwem Europy Środkowo-Wschodniej posiada dobre stosunki bilateralne zarówno z krajami bałtyckimi, a także państwami Europy Środkowej. Projekt ma na celu połączenia gazowe (tzw. interkonektory) pomiędzy państwami, łącząc w ten sposób terminal gazu skroplonego LNG w Świnoujściu w Polsce z gazoportem Adria LNG na chorwackiej wyspie Krk. Korytarz ma objąć: Polskę, Czechy, Słowację, Węgry, Chorwację oraz Rumunię i Bułgarię nad Morzem Czarnym. Projekt wpisuje się w politykę spójności UE oraz zyskał poparcie Brukseli. Polska w okresie prezydencji w Unii powinna wykazywać aktywność polityczną w organizacjach tj.: Rada Państw Morza Bałtyckiego, Związek Miast Bałtyckich, Grupa Wyszehradzką, Trójkąt Weimarski oraz w Inicjatywie Środkowo-Europejskiej. Istotne jest, aby Warszawa zwróciła uwagę politykom zachodnim na korzyści polityczne oraz gospodarcze związane z eksploatacją gazu łupkowego znajdującego się na terytorium Unii.

Analizując dotychczasowe Prezydencje w UE należy zauważyć, iż dana Prezydencja zwykle w wymiarze 70-80% czasu realizuje zadania wynikające z agendy unijnej. W przypadku wystąpienia sytuacji kryzysowych, mogących zająć około 10% czasu, na realizację własnych priorytetów zostanie 10-20% w zależności od tego, czy będą miały miejsce sytuacje nadzwyczajne. Wracając jednak do zaplanowanych działań wynikających z agendy unijnej, podczas polskiej prezydencji uzgadniane będą kwestie związane z wieloletnim budżetem UE na lata 2014-2020. Państwa członkowskie dążyć będą do kompromisu związanego z podziałem środków finansowych, których część przeznaczona będzie na projekty energetyczne. W drugiej połowie 2011 r. odbędzie się rewizja wytycznych dotyczących Transeuropejskich Sieci Transportowych, w tym szczególnie istotne zasady finansowania inwestycji TEN-E (Trans-European energy networks). Polska prezydencja będzie również dążyć do konsensusu wokół „utworzenia mechanizmów finansowania małych i „rozproszonych" inwestycji w efektywność energetyczną z funduszy spójności w takich sektorach jak: budownictwo, ciepłownictwo lokalne, sieci dystrybucyjne ciepła i energii elektrycznej, lokalny transport zbiorowy, wytwarzanie energii elektrycznej"[4]. Kontynuowane będą również działania dotyczące „Energetycznego Pakietu Infrastrukturalnego". Jednocześnie podczas polskiej prezydencji prowadzone będą prace nad rozwojem wewnętrznego rynku Unii oraz zniesieniu wszelkich barier, które go ograniczają w celu zapewnienia konkurencyjności gospodarki europejskiej. W grudniu 2011 r. odbędzie się kolejny szczyt klimatyczny ONZ (COP-17) w Johannesburgu w RPA. Negocjacje uczestników szczytu zdominowane będą przez kwestie związane z wyznaczeniem celów redukcji gazów cieplarnianych oraz odpowiednią umową w tym zakresie. Zatem wytworzy się okazja, aby Polska jako kraj sprawujący prezydencję w Radzie UE aktywniej uczestniczyła w dyskusji nad propozycją dalszego ograniczenia emisji dwutlenku węgla, lansując stopniowe dochodzenie do zamierzonego celu zamiast zaostrzania celów redukcyjnych, na które nie są przygotowane obecnie niektóre gospodarki państw członkowskich.

Trzeba pamiętać, że druga część roku kalendarzowego jest znacznie trudniejsza, ze względu na dłuższe przerwy (okres wakacyjny, okres świąteczny), co wpływa na skrócenie czasu roboczych prac. Zatem tym bardziej Polska musi być świetnie przygotowana do prowadzenia prezydencji, zaś w swoich priorytetach trzeba przygotować wiele różnorodnych scenariuszy oraz rozwiązań, zarówno tych bardziej oraz mniej przewidywalnych.

Wnioski

Sukcesem Polski podczas prezydencji będzie ukazanie się jako wiarygodny gracz rozumiejący zespołowość europejską, który jest zdolny do skutecznej mediacji, radzi sobie z sytuacjami nieoczekiwanym i posuwa proces integracji europejskiej do przodu. Z pewnością wartością dodaną dla polskiej administracji po okresie prezydencji będzie profesjonalizacja kadr, które powinny zostać w jak największym stopniu zachowane w resortach. Określanie podczas polskiej prezydencji procedur dotyczących prowadzenia polityki zewnętrznej w dziedzinie energetyki, będzie rzutowało na wspólnotową politykę energetyczną w nadchodzących latach. □

4) Transport, telekomunikacja i energia, [w:] Polska Prezydencja w Radzie UE, [Online], dostępne: http://prezydencjaue.gov.pl/plany-prezydencji-w-poszczegolnych-obszarach/transport-telekomunikacja-i-energia 21.02.2011 r.

Jacek Sobański, student, Stosunki Międzynarodowe na Uniwersytecie Opolskim, „Nowa Energia"

W WARSZAWIE O PALIWIE
niefunkcjonującym w percepcji społeczeństwa

Na wstępie warto posłużyć się klasyczną brytyjską retoryką. Czy mają Państwo w zwyczaju wyrzucać zimową porą węgiel przeznaczony na opał lub zostawiać włączoną suszarkę do włosów wychodząc z domu, ot dla własnego kaprysu? Tak stawiane pytania zakrawają oczywiście o orwelowskie kuriozum systemowe, które jednakowoż znajdowało dotychczas w Polsce swoje empiryczne ujście w postaci gospodarki odpadami komunalnymi. Śmieci, które według ogólnych statystyk wyrzucają Państwo per capita w ilości 400 kg rocznie, to odpad energonośny! Paliwo porównywalne do tego, jakim od ponad 300 lat jest węgiel, czy od 150 lat gaz ziemny i ropa naftowa, które dzień w dzień świat na swoje potrzeby utylizuje. Marnujemy ten potencjał, płacąc podatki za upychanie go w miejskich silosach ziemiankowych.

Fot. NE

Na całe szczęście odwiedził nas pewnego dnia „Wujek z Brukseli", który nakazał zmianę zgubnych przyzwyczajeń, sposobu zarządzania i wykorzystywania śmieci komunalnych, oceniając nasze zachowanie mianem samodestruktycjnego. Na ten cel „Wujek Filantrop" dał nam 1,5 mld EUR środków kofinasujących z funduszy spójności, co w widocznej na horyzoncie czasu przyszłości my, Polacy w osobie prawnej Ministerstwa Rozwoju Regionalnego w głównej mierze rozdysponujemy na budowę 11 dużych zakładów termicznego przekształcania odpadów (tab.1), potocznie - spalarni. To właśnie tematyce obiektów utylizacyjnych, składowych analizy SWOT takich przedsięwzięć, a więc ich realizacji, finansowania, umiejscowienia w lokalnym systemie normatywnym była poświęcona III konferencja tematyczna zorganizowana przez wydawnictwo „Nowa Energia" pt. „Termiczne Przekształcanie Odpadów Komunalnych – technologie, realizacja inwestycji, finansowanie" w dniach 23-24 lutego br. w Warszawie, na którą zjechało 160 ekspertów i praktyków w tej materii. Wśród nich znaleźli się m. in. producenci zespołów utylizacyjnych z firm SEFAKO S.A. i RAFAKO S.A., spółki oferujące rozwiązania technologiczne w zakresie holistycznego procesu zarządzania gospodarką odpadami, jak Sita Polska i Fortum, brać naukowa z prof. Krzysztofem Żmijewskim, dr inż. Marią Obrębską i dr inż. Grzegorzem Wielgosińskim na czele oraz zarządcy i administracyjni właściciele Zakładu Unieszkodliwiania Stałych Odpadów Komunalnych w Warszawie, który w swoim kompleksie posiada jedyną jak do tej pory spalarnię odpadów w Polsce.

Fot. NE

W konferencji wzięło udział ponad 160 osób

De iure

Z czterech podstawowych mechanizmów rozrządu odpadów komunalnych - składowanie, recykling, spalanie i minimalizacja ilości wolumenów (rys.1) szczególnie upodobaliśmy sobie ten pierwszy, intelektualnie najmniej inwazyjny dla procesu planistycznego państwa. W Polsce tradycją było zasypywanie śmieciami instytucjonalnie potworzonych dziur w ziemi. Do tego stopnia stało się to gminnym sportem narodowym, że obecnie w tychże dziurach leży ok. 4,2 mld ton odpadów. Prawo europejskie sensu stricte każe zerwać z tym chomikowaniem. Dzięki wdrożonym technikom utylizacji (ale nie tylko) napędzonym pośrednio 6. Ramowym Programem UE w zakresie ochrony środowiska na lata 2002-2012, który to z kolei zdynamizował tworzenie liter prawa nowej Ramowej Dyrektywy Odpadowej 2008/98/WE z 19 listopada 2008 r. oraz komplementarnej i specjalistycznej Dyrektywie w sprawie spalania odpadów 2000/76, śmieci mają dosłowną szanse ponownie ujrzeć światło dzienne.

Prawnie sytuacja nie wygląda najlepiej. Ciążą na nas pewne restrykcyjne wymogi, którym możemy nie podołać, na co wskazuje recydywa Polski, której zegar zaczął tykać od 16 lipca 2010 r. przy uwzględnieniu zasady „zanieczyszczający płaci". Od tego bowiem dnia płacimy dziennie 40 tys. EUR kary za niewypełnienie standardów na tamten rok. To, o czym wszyscy wiemy jest wyrażone w rocznych, aprecjonujących progach liczbowych narzuconych nam Dyrektywą z 2008 r.:

- włącznie do 31 grudnia ubiegłego roku na wysypiska nie mogło trafiać nie więcej niż 75% odpadów biodegradowalnych,
- włącznie do 31 grudnia 2013 r. ma to być nie więcej niż 50%,
- włącznie do 31 grudnia 2020 r. - nie może to być więcej niż 35% masy odpadów komunalnych.

Rokiem bazowym dla powyższych limitów jest 1995 r., kiedy to wyprodukowaliśmy łącznie 4380 tys. ton odpadów biodegradowalnych , to oznacza, że:

- do końca 2010 r. na wysypiska śmieci mogło trafić już tylko 3285 tys. ton,
- do końca 2013 r. może to być już tylko 2190 tys. ton,
- by w 2020 r. osiągnąć wymagany pułap 1533 tys. ton.

Tutaj należy wskazać kolejne rozróżnienie. Z uwagi na fakt, iż Unia Europejska przyjęła jednoznaczną linię argumentacyjną, szczególnej afiliacji podlegać będzie nie termiczne przekształcanie, a nieenergochłonny recykling tzw. odpadów surowcowych i odzysk surowców wtórnych, które zwykle stanowią 55-60% wszystkich odpadów. Zresztą taki cel indykatywny założono w polskiej Ustawie z 2001 r., gdzie legislator nałożył obowiązek recyklingu na poziomie 55%, a odzysku 60% do 2015 r., co stoi w zgodzie z obligatoryjnym wymogiem wprowadzenia przed tą

Tab. 1. Wysyp polskich projektów spalarni śmieci

Lokalizacja	Zakończenie projektu	Rodzaj inwestycji	Wielkość przerobu odpadów (tys. Mg/rok)	Wartość inwestycji (w mln PLN)	Kwota dofinansowania z UE (w mln PLN)
Łódź	2014	Projekt z inwestorem	250	660	363
Kraków	2014	Projekt miejski	250	536,55	295,1
Warszawa	2012 (I etap)	Projekt inwestorski	265	533,42	293,38
Białystok	2013	b.d.	100	407,21	243,29
Gdańsk	2013	b.d.	250	539,03	296,46
Górnośląski Związek Metropolitalny - Ruda Śląska lub Katowice	2013	b.d.	250	539,03	296,46
Poznań	2013	Projekt z inwestorem	200	640	352
Szczecin	2013	b.d.	180	300	255
Bydgoszcz i Toruń	2012	b.d.	180	400	340
Olsztyn	2012	b.d.	120	517,64	305,41
Koszalin	2013	b.d.	120	280	211

Źródło: Fortum

datą, selektywnej zbiórki odpadów metali, papieru, plastiku i szkła.

Dlatego też, realnie rzecz ujmując, szacunki na poczet obliczenia maksymalnej masy podlegającej utylizacji termicznej trzeba zawsze ujmować w modelu kalkulacyjnym: „produkcja roczna odpadów komunalnych minus 55-60%".

Przykładowo, w tym modelu z produkcji gminnej odpadów za 2008 r. wynoszącej 11,8 mln ton do dyspozycji zakładów TPOK pozostałoby ok. 4 mln ton i ani grama więcej. Zakładając, że 1 kg śmieci ma przybliżoną wartość energetyczną rzędu 10 MJ (ekwiwalent 4 litrów ropy naftowej), taka ilość to potencjał 40 PJ. Skalibrowany o 85% wydajność technologiczną kogeneracji, w jakiej zwyczajowo funkcjonują spalarnie, daje to 34 PJ energii cieplnej użytkowej. Jeżeli jednak uwzględnimy rozbicie energii wtórnej w klasycznym portfolio produkcyjnym CHP na proporcje: 80% ciepło i 20% energia elektryczna, dojdziemy do wniosku, że z rzeczonych 34 PJ około 27 PJ będzie do wykorzystania w formie energii cieplnej, a pozostała część w formie energii elektrycznej. Zatem nie ma dającej się umieścić w logice ekonomicznej spalarni śmieci bez odbioru ciepła.

Biorąc pod uwagę fakt, iż wartość rynkowa 27 PJ to po cenach bieżących około 1 mld 600 mln złotych oraz, że o 50% dochodów instalacji (cash flow) stanowi sprzedaż ciepła, żadne wpływy, nawet z ekstremalnie wysokiej opłaty bramowej (gate fee), które zwykle stanowią ¼ dochodów, ani też z podatku śmieciowego pobieranego od wytwórcy odpadów wedle sztampowej europejskiej zasady „zanieczyszczający płaci", czy też w końcu ze zbytu czerwonych

Beata Kłopotek, dyrektor Departamentu Gospodarki Odpadami w Ministerstwie Środowiska przedstawiła założenia nowoczesnej gospodarki odpadami komunalnymi w Polsce. Konferencję prowadziła dr inż. Maria Obrębska, Wydział Inżynierii Chemicznej i Procesowej Politechniki Warszawskiej (z lewej)

(kogeneracja) i zielonych certyfikatów (42% energii uzyskanej z procesu utylizacji ustawodawca uznaje za energię odnawialną), nie zamortyzują tej części przychodów. Warto o tym pamiętać przy budowaniu długoterminowych projekcji eksploatacyjnych spalarni śmieci.

Istotną kwestią z punktu widzenia działania planistycznego jest również Nowela Ustawy o Utrzymaniu Czystości i Porządku w Gminie, która przyniesie zasadniczą zmianę - zmianę właściciela odpadów komunalnych. Tym, pod pręgierzem przymusu na rzecz firm przewożących odpady, stanie się gmina, która nabędzie bezcenne prawo dysponenta. To z kolei ma oznaczać gwarancję dostaw paliwa do spalarni odpadów tak, by kapitałochłonne inwestycje w technologie utylizacji rzędu 400 mln złotych, jak choćby ta w Bydgoszczy miały zapewniony stały i regularny dopływ paliwa (jeszcze raz to podkreślam). Krótko mówiąc tak, by mogła się spłacić i w okresie długoterminowym zarabiać (czyt. była bankowalna).

Przeniesienie praw na jednostkę samorządu gminnego ma również inne konsekwencje. Gmina lub sformalizowany zespół gmin, które wejdą w korzystną dlań kooperatywę, będą mogły wyznaczać miejsce akumulacji będących pod ich jurysdykcją odpadów, co zapobiegnie i wyeliminuje merkantylistyczne podejście firm co do wyboru miejsca wywozu śmieci - składowisko vs spalarnia śmieci - w zależności od wysokości stawek opłat bramowych, ułatwiając tym samym transpozycję i „uszycie pod właściwy fason" prawa europejskiego na warunki polskie.

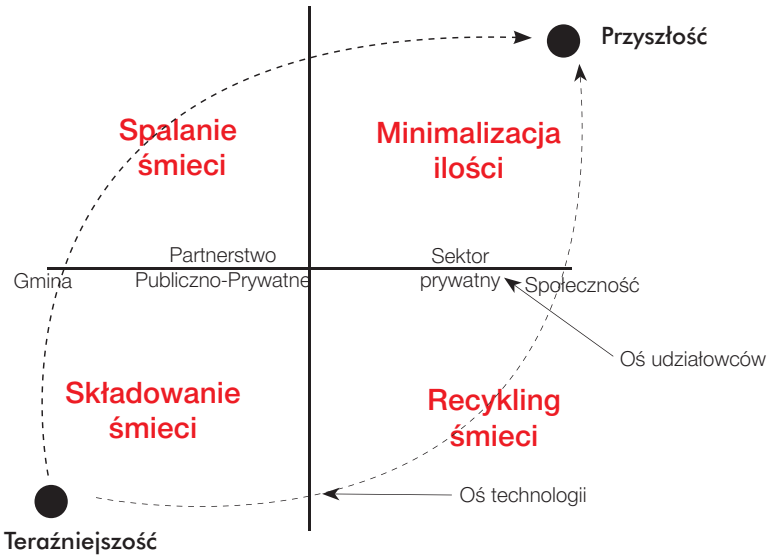
Rola prywatnych podmiotów prawnych zarządzających dotychczas odpadami z całą pewnością nie zmaleje. W związku z zaistniałymi zmianami powstanie inna nisza do zagospodarowania dla tych spółek oraz dla ich kapitału, technologii i wiedzy, której wyrazem będzie formuła Partnerstwa Publiczno-Prywatnego (PPP) oraz Formuła BOT (build-operate-transfer) , która przypomina system koncesyjny. Obie, co ważne, nie obciążają i tak już nadętego

Adam Dobrowolski, dyrektor Oddziału Centralnego URE oraz Leszek Wodzyński naczelnik Wydziału Energii Odnawialnej w Departamencie Przedsiębiorstw Energetycznych URE

poziomu długu publicznego. Z toku warszawskich rozmów w trakcie konferencji wynikało, że to ta druga metoda współpracy zgromadziła więcej sympatyków, ale po kolei.

De facto

Odpowiedź na odwieczne pytanie, jak w sposób efektywny zorganizować pro publico bono obopólnie korzystną współpracę na linii spółki prywatne-administracja publiczna przyniosła przyjęta 28 lipca 2005 r. ustawa o partnerstwie publiczno-prywatnym, ze szczególnym uwzględnieniem art. 2 ww.: „Partnerstwo publiczno-prywatne, w rozumieniu ustawy, to, oparta na umowie o partnerstwie publiczno-prywatnym współpraca podmiotu publicznego i partnera prywatnego, służąca realizacji zadania publicznego, jeżeli odbywa się na zasadach określonych w ustawie". Wystarczy jeszcze raz spojrzeć na kosztorysy jednostkowe każdej instalacji widoczne na rys. 2, by zdać sobie sprawę, że nawet przy wsparciu z UE są to środki istotnie wpływające na płynność finansową samorządów. Jeżeli weźmiemy na kanwę akumulowane budżety wybranych losowo miast, jak np. Koszalina - 372 mln zł, Olsztyna - 900 mln zł,



Rys. 1. mechanizmy rozrządu odpadów komunalnych: składowanie, recykling, spalanie i minimalizacja ilości wolumenów

Łodzi - 2 mld 863, czy Krakowa - 3 mld 450 mln zł, to dojdziemy do klarownego wniosku, iż inwestycja w Zakład Termicznego Przekształcania Odpadów stanowić będzie odpowiednio o 75% budżetu, 57% budżetu, 23% budżetu i 20% budżetu rocznego wymienionych miast. To niewątpliwie znaczące pozycje w wydatkach samorządów, szczególnie destruktywnie wpływające na równowagę ekonomiczną mniejszych jednostek samorządowych, a takie proporcje w skali kraju można mnożyć. Dlatego też powstała konieczność zachęcenia podmiotów zewnętrznych i aprecjacji zdolności realizacyjnych. Odpowiedzią na powstałe potrzeby municypalne są obie formuły integracji działań.

Zarówno PPP, jak i BOT mieszczą się w tej definicji co do idei i celu (przyspieszenie inwestycji infrastrukturalnych), co do sposobu realizacji już nie. Subtelna różnica między nimi, mimo że w obu przypadkach administracja publiczna pełni istotną rolę nadzorcy i regulatora projektu, stanowi w głównej mierze dział środków kapitałowych i aktywizacja podmiotów partycypujących. Jeżeli w przypadku PPP dochodzi do podziału wkładów własnych obu stron w proporcjach - o czym traktują art.6 i 9 ww. ustawy - określonych w umowie cywilnej, o tyle w formule BOT całość i ciągłość wydatków (akronimowe „build") związanych z inwestycją bierze na siebie - z punktu widzenia ograniczonej puli na gminne wydatki inwestycyjne oraz zapowiadanych przez ministra Rostowskiego implementacji węższych restrykcji zadłużenia samorządów poniżej 60%, BOT to kusząca opcja. Oczywiście tak, jak teoretycznie „nie ma dymu bez ognia", tak BOT przewiduje pewne przywileje dla partnera prywatnego i zobowiązania strony publicznej. Akronimowe „operate" to podstawowa przynęta dla kapitałowej grubej ryby. W ramach ustaleń między stronami jest ona uprawniona do operowania spalarnią na przestrzeni dwóch, dwóch i pół dekady, i osiągania kompensacyjnych wpływów z tytułu poniesionych kosztów wraz z pewnymi, w ustabilizowanym systemie legislacyjnym, zyskami ekonomicznymi. Po okresie umownym instalacja jest przekazywana w ręce gminnych włodarzy (akronimowe „transfer"), którzy eksploatują instalację aż do końcowej perspektywy czasowej.

To właśnie na tym etapie wielowątkowej dyskusji przy okazji konferencji wydawnictwa „Nowa Energia" w Warszawie, nabrała ona kontrowersyjnego kolorytu. Problem zabezpieczeń finansowych inwestycji przyszłymi wpływami z eksploatacji wzbudził niemałą konsternację. Szczególną uwagę przykuł jeden element owych zabezpieczeń - system czerwonych certyfikatów energetycznych, których niechybny deadline ogłoszony został na 2012 r., czyli w okresie przewidywanego szału inwestycyjnego w branży gospodarki odpadami , którą gonią terminy unijnych warunków brzegowych. Niejasność przekazu międzyresortowego dialogu Ministerstw Gospodarki, Finansów i Środowiska co do kontynuacji lub nie ich wydawania w dalszej perspektywie skonfudował dysponentów kapitałem, którzy nie wiedzą, czy mogą w kosztorysie uwzględnić dochody z ich sprzedaży, a kwota to nie do pogardzenia - 29,58 zł/MWh. Brak tych środków będzie miał wpływ na ocenę ich bankowalności i tempo podejmowania decyzji o zapadalności inwestycji - argumentowali przedstawiciele firm zainteresowanych inwestycją w obiekty utylizacyjne.

Takie podejście było jednakowoż elementem sporu. Strona przeciwna „kolorowemu" subsydiowaniu generacji energii argumentowała, że system certyfikatów podraża koszty energii u odbiorcy końcowego, stąd nie jest on modelem docelowym, a jedynie przejściowym tak, by przekształcić polski energy mix do standardów unijnych. W kontekście biznesu śmieciowego i kar, jakie za niespełnienie warunków gry legislacyjnej UE mogą zostać nałożone na polskie państwo, wydaje się jednak, że ta technika wsparcia branży niedomagającej kapitałowo jest godna kontynuacji. Zaniechanie kapitalizacji przedsięwzięć w ten sposób byłoby sprzeczne z całościową ideą PPP zaimplementowaną ustawą z dnia 19 grudnia 2008 r. o partnerstwie publiczno-prywatnym, której vacatio legis trwało do 27 lutego 2009 r. Jeżeli państwo zdolne byłoby do pokrycia m.in. kosztów budowy spalarni, które tylko w zaprezentowanej tab. 1 (a przecież pomniejszych inwestycji, dla małych gmin niezbędnych jest kilkadziesiąt) oscylują na poziomie 5,35 mld zł. Gdyby rząd miał te pieniądze, nie byłoby tej ustawy. A, że ich nie ma, to kusi kogoś, kto je ma. To wszak kapitał prywatny dysponuje rzędami wielkości kapitału, stąd też to kapitał prywatny należy potraktować w sposób preferencyjny - przeciętny obywatel tak czy siak wyłoży pieniądze, czy to w sposób bezpośredni dotując czerwone certyfikaty lub płacąc kary do kasy UE. Lecz ten pierwszy sposób wydatkowania wydaje się być znacznie bardziej konstruk-

Fot. NE

Dr hab. inż. Grzegorz Wielgosiński,
Wydział Inżynierii Procesowej i Ochrony Środowiska, Politechnika Łódzka

tywny. Wyrazem takiego szczególnego traktowania byłoby właśnie przedłużenie trwania czerwonego systemu wynagradzania kogeneracji Stąd należy jasno powiedzieć, że w tym kontekście ustawa PPP może ponownie stać się martwą (jak poprzedniczka z 2005 r. , która nie przyciągnęła żadnego projektu realizowanego w opisywanej przez siebie formule), jeżeli państwo nie zapewni finansowania produkcji energii elektrycznej choćby tegorocznego rzędu, czyli na poziomie 29,58 zł/MWh. Pamiętajmy, że od 2015 r. w życie wchodzi Dyrektywa IED z nowymi podwyższonymi standardami emisji przemysłowych, co również wymusi na przedsiębiorcach zastosowanie nowych technologii BAT lub w przyszłości dostosowanie powstających projektów do tychże. A to wszystko kosztuje.

Wniosek - koniec zupy pomidorowej

Od 2013 r. nie będzie można składować na wysypiskach odpadów o kaloryczności większej niż 6 MJ/kg - to krytyczna wartość ciepła spalania w trwającym średnio 30-120 min procesie utylizacji jednego pełnego załadunku. Składowane śmieci to tradycja, którą dziś czas zakończyć. Toksyczna zupa pomidorowa, jaką sobie serwujemy od kilkudziesięciu lat nie będzie już wypełniała bebechów Ziemi - to w wyniku recepty przepisanej przez brukselskiego lekarza rodzinnego. Pomyślność inwestycji w gospodarkę odpadami ze szczególnym uwzględnieniem recyklingu i utylizacji będzie uzależniona od wielu współzależnych czynników - biznes w tej drugiej branży jest niezwykle kapitało- i technologicznie-chłonny. Pomyślność inicjatyw PPP i BOT będzie w dużej mierze zależna od przyjętej projektowanej stopy zwrotu przez inwestora - łatwiej będzie doprowadzić do realizacji projektu z 3% marżą, niźli z 10% marżą. Z uwagi na skalę ogólnego problemu, który należy rozpatrywać w kategoriach społecznych, podmioty prywatne winny poczuć obowiązek misyjny i jak nakazuje bogata myśl instytucji CSR stosować niższe marże warunkujące mniejsze profity (ale jednak profity!).

Jerzy Łaskawiec, dyrektor generalny, prezes zarządu, Fabryka Kotłów SEFAKO SA

Andrzej Rubczyński, dyrektor Vattenfall Heat Poland S.A.
oraz Krzysztof Burek, wiceprezes zarządu ds. handlu, RAFAKO SA

Wnioski

Problemy techniczne - co robić z żużlem, który stanowi 30% masy po-utylizacyjnej oraz, co gdy nie ma przyłączy lub poważnego odbiorcy dla ciepła wkrótce, w perspektywie 10-20 lat, powinny być ostatecznie rozwiązane. Żużel już dzisiaj ma swoje przeznaczenie jako podsypka pod budowę dróg, a ciepło nawet jeżeli nie będzie miało kogo grzać, to zawsze może... schłodzić, jak choćby w części Kopenhagi, czy na Półwyspie Arabskim. Ciepło na zasadzie wymiennika termicznego można skonwertować na chłód, a rynek chłodu to brak klimatyzatorów, a brak klimatyzatorów, to eliminacja generacji prądu, a eliminacja generacji prądu to zrównoważoność i/oraz wzrost konkurencyjności sektora ciepłownictwa.

Pamiętajmy, że innej drogi nie ma, bo i powierzchnia terenów zdatnych do użytku bytowego na Ziemi jest ograniczona. Nie marnujmy jej pod wysypiska śmieci, czyli kolejne górki uwalniające niekoniecznie perfumeryjne, łatwo utleniające się i cieplarniane gazy do atmosfery. W przypadku spalarni źródło odoru jest najwyczajniej niszczone w niezwykle utylitarny sposób, przy okazji poprawiając jakość i inwazyjność powietrza dla ludzkich nozdrzy.

Kto nie wierzy, niech odwiedzi ZUSOK w Warszawie! □

www.energetyka.xtech.pl

My wiemy kto wie...

dr inż. **Jerzy Majcher**, dyrektor Wydziału Energetyki Mott MacDonald Polska Sp. z o.o.

ODPADY ODPADY ODPADY

- kłopot, czy dobry interes?

Polska powoli, acz konsekwentnie przystosowuje swoje prawo gospodarcze i środowiskowe do wymagań zawartych w dyrektywach UE. Z tego powodu Ministerstwo Środowiska przygotowało projekt ustawy „O utrzymaniu czystości i porządku w gminach". Ustawa ta miałaby wreszcie porządkować problem własności śmieci (odpadów komunalnych) oraz zasad ich zagospodarowania i/lub utylizacji.

Fot. NE

Przy formułowaniu tej propozycji ustawy kierowano się dwoma zasadniczymi przesłankami:

- zachowaniem zasady bliskości - zagospodarowanie odpadów w miejscu ich powstawania,
- zasadą „zanieczyszczający płaci".

Z tego powodu przedstawiono czytelne zasady tworzenia stawek opłat w latach 2012-2014, które miałyby być jasnym sygnałem dla potencjalnych inwestorów zajmujących się rozwiązywaniem problemów odbioru i zagospodarowania śmieci komunalnych. Co prawda perspektywa tylko wyjaśniona na 3 lata w przód jest niepewnym sygnałem inwestycyjnym, ale stanowi „światełko w tunelu".

Założono, że docelowo ilość odpadów miejskich w połowie powinna podlegać recyklingowi, a pozostała część powinna być przeznaczona do termicznego przetwarzania. W ten sposób z użytecznej energetycznie części odpadów komunalnych, uzyska się energię w postaci ciepła i energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu.

Charakterystyka śmieci

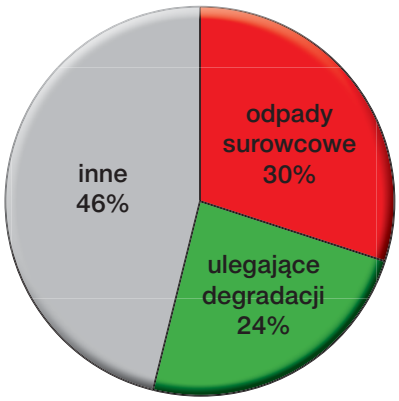
Rocznie na terenie Polski powstaje ok. 120 mln ton wszelkich odpadów w każdym roku. Ten wolumen ma tendencję rosnącą w miarę proporcjonalną do wzrostu gospodarczego kraju. Co więcej, na dotychczasowo istniejących składowiskach pozostaje ponad 4 mld Mg śmieci komunalnych, do ewentualnego wtórnego wykorzystania.

W skali kraju ilość wytwarzanych śmieci komunalnych to ok. 10-12 mln ton rocznie (jak podaje Krajowy Plan Gospodarki Odpadami, ilość wytworzonych odpadów komunalnych była na poziomie - ok.11 950 tys. Mg w 2008 r.). Szacuje się, że około 2/3 odpadów było wytwarzane przez gospodarstwa domowe, natomiast 1/3 powstawała w innych obiektach infrastruktury urbanistycznej. Stąd ważna konkluzja, że wolumen wagowy odpadów silnie zależy od pojedynczych mieszkań, czy gospodarstw domowych, jak i sposobów ich kwalifikacji dotyczących np. segregacji śmieci, która prowadzona na szeroką skalę znacznie usprawniłaby proces ich utylizacji.

Mając powyższe wolumeny odpadów komunalnych w pamięci oraz świadomość ich wartości kalorycznej w zakresie pomiędzy 9 MJ/kg, a nawet 14 MJ/kg, to oznacza paliwo pierwotne zbliżone pod względem kaloryczności do węgla brunatnego dostępnego w Polsce. Trzymając się węgla brunatnego i wolumenu wagowego odpadów komunalnych można stwierdzić, że mniej więcej odpowiada on rocznej produkcji energii elektrycznej z Elektrowni Turów SA, spalającej ok. 10 mln Mg/r. węgla brunatnego i wytwarzającej energię elektryczną na poziomie ok. 11 TWh/r.

Warto też odnotować, iż wytwarzane ilości odpadów istotnie zależą od miejsca zamieszkania. Typowym jest podawanie charakterystycznych ilości produkowanych odpadów przypadających na jednego mieszkańca. Co do zasady istnieje prawidłowość, że w mniejszych miejscowościach i na wsiach wskaźnik ten wynosi ok. 200-210 kg na mieszkańca, natomiast w miastach jest wyższy o prawie 200 kg, czyli każdy mieszkaniec produkuje ok. 400-420 kg niesegregowanych śmieci rocznie.

W Warszawie sytuacja przedstawia się odrobinę inaczej, ponieważ łączny wolumen wagowy śmieci rocznie jest w granicach 750 do ok. 800 tys. ton odpadów komunalnych. Z czego na głowę mieszkańca przypada 408 kg (statystyka z 2002 r.) z tendencją wzrostową. W 2006 r. wskaźnik wynosił już 445 kg. W skali kraju dane statystyczne (Krajowy Plan Gospodarki Odpadami 2006 r.) podają, że 94,8% jest składowanych, 2,5% poddanych selektywnej zbiórce, 2,3% poddanych przekształceniu. W Warszawie dane przedstawiają się trochę bardziej optymistycznie: 71% odpadów jest składowanych, 23% poddanych kompostowaniu, poddanych selektywnej zbiórce 1% i spalanych 5%.

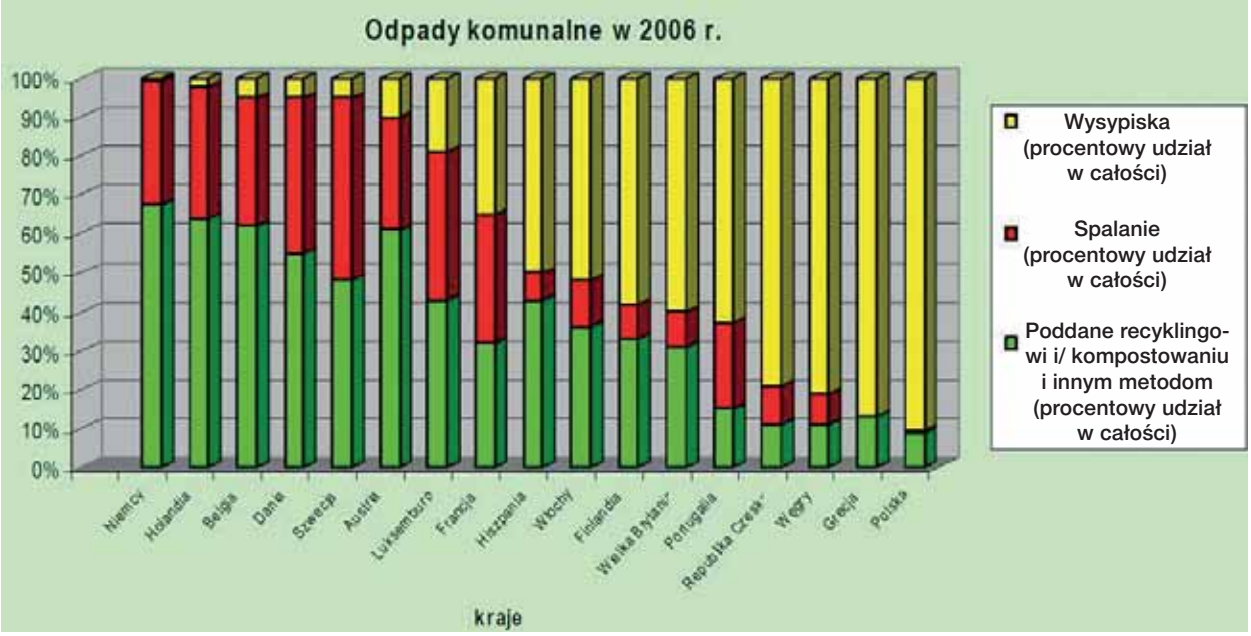


Rys. 1. Struktura odpadów komunalnych

Aczkolwiek takie proporcje są w wysokim stopniu niezadowalające, w porównaniu z rozwiniętymi krajami UE. Brak satysfakcji z wykorzystania potencjału zawartego w śmieciach komunalnych wynika z ich struktury, w której ok. 30% stanowią odpady zaliczane jako surowcowe, a ok. 24% to odpady ulegające biodegradacji.

Odpady te przeznaczone są na składowanie, czy nawet zwykłe wysypiska (składowisko odpadów jest specjalnie przeznaczonym i zorganizowanym miejscem deponowania odpadów). W Polsce istnieje niewiele prawidłowo zorganizowanych składowisk śmieci, dobrymi przykładami mogą być składowiska w Radomiu i w Szydłówku k. Gdańska. Tu ważnym elementem jest nie tylko sposób pryzmowania, ale głównie sposób uszczelnienia dna składowiska i zagospodarowanie wody (wilgoci) zawartej w odpadach. Warunkiem jest eliminacja infiltracji takiej skażonej wody do gruntu, jak również wychwytywanie metanu powstającego z fermentacji i ulatniającego się do atmosfery, ze złoża śmieci deponowanych na składowisku.

Niezorganizowane miejsce deponowania odpadów to wysypisko, które zajmuje cenny grunt, który mógłby zostać przeznaczony do składowania tylko tych odpadów, z którymi rzeczywiście już nie ma co zrobić i nie da się wykorzystać inaczej. Ponadto tracimy energię, którą można by uzyskać, ze spalania biogazu powstającego z fer-



Rys. 2. Zagospodarowanie odpadów komunalnych w Europie

mentacji lub też po prostu spalając odpady w zwykłym palenisku rusztowym albo fluidalnym. Po trzecie odpady, które zalegają są bardzo groźne dla środowiska.

UE ma bardzo wyraźne wymagania podane w dyrektywach, jeśli chodzi o składowanie odpadów. W stosunku do 1995 r., Polska w 2010 r. powinna składować tylko 75% odpadów, w 2013 r. już tylko 50%. W 2020 r. będzie można przeznaczać na składowiska tylko 35% śmieci. W przeciwnym razie Polska będzie zmuszona do płacenia wysokich kar.

W Europie obecnie pracuje ponad 550 działających instalacji termicznego przekształcania odpadów. W samej Francji jest ponad 130, w Niemczech ok. 90. W Danii ponad 40, w Szwecji ponad 30. Tu ważna uwaga, że gęstość zaludnienia terenu w krajach skandynawskich jest istotnie niższa niż w Europie Centralnej i Wschodniej.

To co nas odróżnia od krajów skandynawskich oraz krajów Europy Zachodniej, to tam składowane są niewielkie ilości odpadów. Zazwyczaj są one poddawane recyklingowi lub kompostowaniu, a reszta jest przeznaczana do spalania z odzyskiem energii. Składowany jest tylko zbędny ostateczny po przetworzeniu balast (popiół) zawarty śmieciach, który jest pozostałością innych procesów i tylko z braku opłacalnej technologii wykorzystania jest składowany w specjalnie wyznaczonych w tym celu miejscach.

Spalarnie w Europie Zachodniej niejednokrotnie są wkomponowane w architekturę miast jako ładny jego element urbanistyczny. Przykładowo w Wiedniu lub Paryżu spalarnie znajdują się w centrum miasta, a architektura obiektu utylizującego termicznie odpady miejskie, niczym nie odbiega od nowoczesnych budowli. W Mannheim wielka spalarnia śmieci miejskich usytuowana jest na brzegu Renu i sąsiaduje z bulwarem spacerowym i ścieżką rekreacyjną urządzoną dla usportowionych mieszkańców tego miasta. Organizacja transportu, jak i zrzutu są tak zorganizowane logistycznie i technicznie, że nie powodują większej uciążliwości dla otoczenia.

Warto zauważyć, że w 2004 r. „stare" kraje UE-15 przekształcały termicznie 43 mln Mg odpadów komunalnych, uzyskując w ten sposób tylko energię elektryczną, zaspokajającą potrzeby ok. 27 mln odbiorców. Liderami były w tym zakresie Dania i Szwecja, które przekształcały w elektryczność ponad 50% odpadów. Inne kraje m.in. Luksemburg, Francja, Belgia, Holandia, Niemcy, Austria, Portugalia i Włochy, udział spalania w systemach zagospodarowania odpadów komunalnych wynosił 26%.

Mechanizmy wsparcia dla energii uzyskiwanej z odpadów

W Polsce dla promocji celów uzyskania odpowiednich efektów gospodarczych, Rząd stosuje w realizacji polityki mechanizmy wsparcia. Jednym z takich mechanizmów jest system handlu emisjami. W tym systemie stosowane są kryteria rozróżniania i odpowiedniego promowania energii pochodzących z odpowiednich źródeł wytwarzania. Energia pochodząca z określonego paliwa pierwotnego lub wytwarzana w odpowiedniej technologii jest odpowiednio „oznaczana kolorem". Wytworzenie określonej energii wymaga poświadczenia poprzez wydanie świadectwa pochodzenia energii. Świadectwo pochodzenia jest niczym innym jak, zbywalnym prawem, podlegającym obrotowi (kupnie, sprzedaży) na rynku.

Świadectwa pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych

Generowanie świadectw pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych wymaga uzyskania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej (WEE). W koncesji określone będą szczegółowe warunki prowadzenia działalności w tym miejsca pomiarów, sposób raportowania, itp.

Dla energii elektrycznej uznanej za pochodzącą z odnawialnych źródeł energii, przedsiębiorstwo może wystąpić o wydanie świadectwa pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych (zielonego certyfikatu).

Świadectwo pochodzenia wydaje Prezes URE na wniosek przedsiębiorstwa. Wniosek powinien być złożony za pośrednictwem operatora systemu elektroenergetycznego (np. spółki dystrybucyjnej działającej na danym terenie). Do wydawania świadectw pochodzenia stosuje się przepisy Kodeksu Postępowania Administracyjnego (KPA).

Szczegółowe warunki uznania energii elektrycznej jako pochodzącej z odnawialnych źródeł energii zostały określone w Rozporządzeniu MG ws umorzenia świadectw pochodzenia energii (par 4.1):

„§ 4.1. Do energii wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii zalicza się, niezależnie od mocy tego źródła:

1. Energię elektryczną lub ciepło pochodzące w szczególności:
   a) z elektrowni wodnych oraz elektrowni wiatrowych,
   b) ze źródeł wytwarzających energię z biomasy oraz biogazu,
   c) ze słonecznych ogniw fotowoltaicznych oraz kolektorów do produkcji ciepła,
   d) ze źródeł geotermalnych.

2. Część energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów komunalnych, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 44 ust 8 i 9 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. o odpadach".

Na podstawie art. 44 ust 8 i 9 ustawy o odpadach, powstało Rozporządzenie MG (RO - Rozporządzenie MŚ o przekształcaniu Odpadów komunalnych) w sprawie gospodarki odpadami, w którym określono jaka część energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów komunalnych będzie traktowana jak wytwarzana w odnawialnych źródłach energii.

W par. 3 RO zdefiniowano rodzaje frakcji odpadów uznane za biodegradowalne:

3. frakcja podsitowa o granulacji 0-20 mm,
4. odpady kuchenne pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, ogrodowe oraz z terenów zieleni,
5. drewno,
6. papier i tekturę,
7. tekstylia z włókien naturalnych,
8. odpady wielomateriałowe, w tym odpady z utrzymania higieny,
9. skórę.

Jako główne warunki uznania części produkowanej energii jako wytworzonej w odnawialnych źródłach energii w par. 4.1 określono (warunki muszą wystąpić łącznie):

1. w mieszaninie spalanych odpadów znajduje się co najmniej jedna frakcja biodegradowalna,
2. odpady pochodzą z obszarów, gdzie równolegle prowadzona jest selektywna zbiórka odpadów,
3. frakcja podsitowa stanowi część zmieszanych odpadów komunalnych, które ulegają rozkładowi tlenowemu lub beztlenowemu przy udziale mikroorganizmów,
4. wartość ryczałtowa udziału energii chemicznej frakcji biodegradowalnych osiąga poziom co najmniej 42%,
5. prowadzone są badania udziału energii chemicznej frakcji biodegradowalnej przez akredytowane certyfikowane) laboratorium.

Spełnienie powyższych warunków pozwala kwalifikować 42% wytwarzanej energii cieplnej i elektrycznej, jako wytworzonej w odnawialnych źródłach energii.

Świadectwa pochodzenia są przyznawane dla całej lub dla części (jak powyżej) ilości energii wyprodukowanej w generatorze, a nie dla ilości energii dostarczonej do sieci (pomniejszonej o zużycie na potrzeby własne elektrociepłowni).

Świadectwa pochodzenia energii z kogeneracji

Generowanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, uprawnia do uzyskiwania świadectw pochodzenia energii z wysokosprawnej kogeneracji produkcja energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, wymaga uzyskania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej (WEE). W koncesji określone są szczegółowe warunki prowadzenia działalności, w tym miejsca pomiarów, sposób raportowania, itp.

Dla energii elektrycznej uznanej za pochodzącą z kogeneracji, przedsiębiorstwo może wystąpić o wydanie świadectwa pochodzenia energii z wysokosprawnej kogeneracji (czerwonego, żółtego lub fioletowego certyfikatu - tylko jeden certyfikat na daną jednostkę energii w zależności od pochodzenia energii).

Świadectwo pochodzenia wydaje Prezes URE na wniosek przedsiębiorstwa. Wniosek powinien być złożony za pośrednictwem operatora systemu elektroenergetycznego (np. spółki dystrybucyjnej działającej na danym terenie). Do wydawania świadectw pochodzenia stosuje się przepisy Kodeksu postępowania administracyjnego.

Szczegółowe warunki uznania energii elektrycznej, jako pochodzącej z kogeneracji zostały określone w PE (art. 3, ust 36 i 38). Za energię wytworzoną w wysokosprawnej kogeneracji uznaje się energię, która spełnia poniższe warunki:

- została wytworzona ze średniroczną sprawnością przemiany energii chemicznej paliwa w energię mechaniczną lub elektryczną i ciepło użytkowe nie mniejszą niż:
  – 75% dla jednostki kogeneracji ty-

pu turbina parowa przeciwprężna, turbina gazowa z odzyskiem ciepła, silnik spalinowy, mikroturbina, silnik Stirlinga, ogniwo paliwowe,
– 80% dla jednostki kogeneracji typu układ gazowo-parowy z odzyskiem ciepła i turbina parowa upustowo-kondensacyjna.

- uzyskana została oszczędność energii chemicznej paliwa w porównaniu z wytwarzaniem ciepła i energii elektrycznej w układach rozdzielonych co najmniej:
  – co najmniej 0% (pojęcie oszczędności dopuszcza wartość ujemną) w przypadku jednostki o mocy zainstalowanej elektrycznej poniżej 1 MW,
  – 10% dla pozostałych przypadków.

W przypadku, gdy nie zostanie osiągnięta wymagana średnioroczna sprawność przemiany energii chemicznej paliwa, tylko dla części wyprodukowanej energii elektrycznej będą przysługiwały świadectwa pochodzenia. Metodologia wyznaczenia tej ilości została precyzyjnie opisana w (RK - Rozporzadzenie Ministra Gospodarki o wysokosprawnej Kogeneracji).

W przypadku gdy nie zostanie osiągnięta wymagana oszczędność energii chemicznej w porównaniu do rozdzielonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej, to taka energia nie jest uznawana za wyprodukowaną w wysokosprawnej kogeneracji.

Do wyliczenia średniorocznej sprawności wytwarzania w kogeneracji wlicza się również energię mechaniczną zużytą na potrzeby własne urządzeń, np. zasilanie pomp wody sieciowej za pomocą turbin parowych. Na wytworzoną i wykorzystaną energię mechaniczną nie są przyznawane świadectwa pochodzenia (służy ona tylko i wyłącznie do wyliczenia wskaźników średniorocznej sprawności oraz oszczędności energii chemicznej).

Świadectwa pochodzenia są przyznawane dla całej lub dla części ilości energii wyprodukowanej w generatorze energii elektrycznej (mierzonej na zaciskach wyprowadzenia energii z generatora), a nie dla ilości energii dostarczonej do sieci (pomniejszonej o zużycie na potrzeby własne elektrociepłowni).

Tab. 1. Wariant z turbiną upustowo-kondensacyjną

Lp.	Pozycja	Jednostka	Wartość
1	Moc cieplna całego systemu	MW	3 300,00
2	w tym moc cieplna w lecie	MW	300,00
3	Zapotrzebowanie na ciepło całego systemu	GJ	32 137 288
4	w tym zapotrzebowanie w lecie	GJ	2 540 568
5	Produkcja ciepła z instalacji EfW	GJ	1 263 600
6	w tym produkcja ciepła w lecie	GJ	373 248
7	Produkcja energii elektrycznej brutto - teoretyczna	MWh	83 806
8	Produkcja energii elektrycznej brutto - rzeczywista	MWh	75 426

Tab. 2. Wariant z turbiną przeciwprężną

Lp.	Pozycja	Jednostka	Wartość
1	Moc cieplna całego systemu	MW	3 600,69
2	w tym moc cieplna w lecie	MW	300,00
3	Zapotrzebowanie na ciepło całego systemu	GJ	34 509 000
4	w tym zapotrzebowanie w lecie	GJ	2 540 568
5	Produkcja ciepła z instalacji EfW	GJ	1 263 600
6	w tym produkcja ciepła w lecie	GJ	373 248
7	Produkcja energii elektrycznej brutto - teoretyczna	MWh	83 806
8	Produkcja energii elektrycznej brutto - rzeczywista	MWh	75 426

Przypadek Warszawy - punkt wyjścia - uporządkowane krzywe zapotrzebowania na ciepło

Punktem wyjścia w budowie jakiegokolwiek źródła skojarzonego jest określenie zapotrzebowania na ciepło. Produkcja energii elektrycznej jest wtedy zawsze generacją „przy okazji" wytwarzania ciepła. Poprawia to znacznie sprawność przemiany w porównaniu z produkcją obydwu tych nośników w sposób rozdzielony i jest to fakt powszechnie znany. Wymaganiem jednak obecnie jest spełnienie kryterium BAT, czyli najlepszej dostępnej technologii.

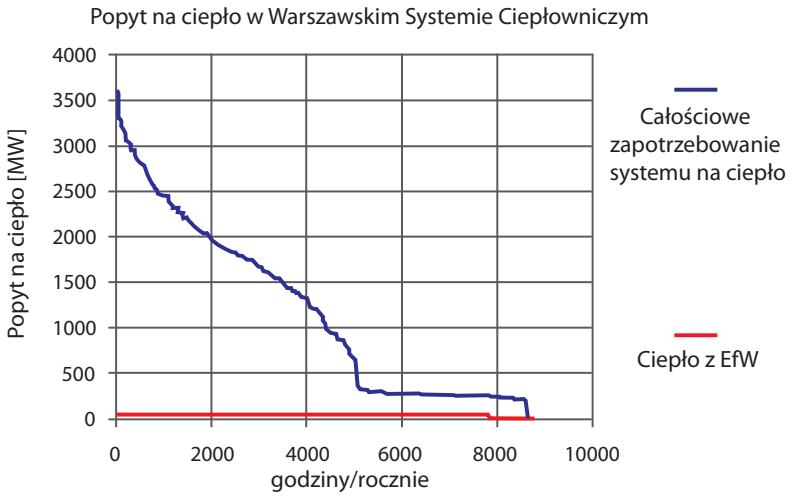
W przypadku lokalizacji nowej spalarni odpadów rozważać można dwa rozwiązania techniczne: z turbiną przeciwprężną i z turbiną upustowo-kondensacyjną. Wyniki dla obu rozważanych wariantów się nie różnią w sposób istotny, z uwagi na ustabilizowaną wielkość zapotrzebowania na ciepło w tym systemie ciepłowni-

czym. Jedyną różnicą jest produkcja energii elektrycznej i ciepła wynikająca ze straty spowodowanej minimalnym wymaganym przepływem pary przez część niskoprężną turbiny w wariancie z turbiną upustowo kondensacyjną.

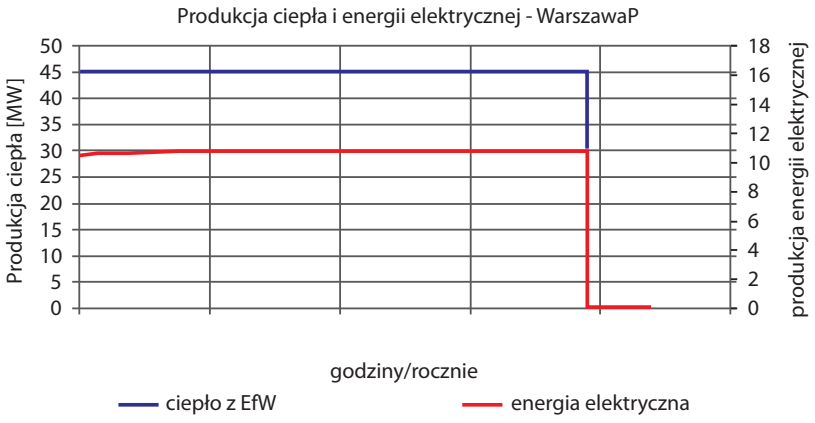
Wyniki współpracy instalacji (EfW - Energy from Wastes) z systemem ciepłowniczym dla obu wariantów technicznych przedstawiono w tab. 1 i 2.

Na rys. 3 widać, że moc cieplna z instalacji źródła termicznego przetwarzania odpadów (EfW) jest nieznaczna w porównaniu do całkowitego zapotrzebowania systemu. Cała możliwa produkcja z Ew znajduje się pod krzywą uporządkowaną zapotrzebowania na ciepło, dlatego produkcja skojarzonego wytwarzania w zakładanym czasie pracy 8000 h/r. znajduje całkowite uzasadnienie w występującym zapotrzebowaniu.

Analiza morfologiczna śmieci dla miasta Warszawy



Rys. 3. Porównanie produkcji ciepła z instalacji źródła termicznego przetwarzania odpadów do łącznego zapotrzebowania systemu ciepłowniczego



Rys. 4. Przebieg produkcji ciepła i energii elektrycznej dla wariantu z turbiną upustowo-kondensacyjną (wykres dla drugiego wariantu wygląda podobnie)

Przykładowo strukturę śmieci warszawskich ilustrują dane w tab. 3.

Można przyjąć, że roczna ilość produkowanych śmieci w Warszawie zawiera się w zakresie wolumenu od ok. 70 do 800 tys. Mg.

> ...utylizacja odpadów komunalnych poprzez termiczne ich przetwarzanie w ciepło i energię elektryczną, jest bezwzględnie opłacalna z ekologicznego punktu widzenia

Jeśli w rozważanym uproszczonym przykładzie do obliczeń przyjąć wartość: 770 tys. Mg oraz ilość odpadów, którą można przeznaczyć do termicznej utylizacji w kotle w ilości 356 tys. Mg, mając jeszcze na uwadze, że ilość odpadów komunalnych spalanych przez ZUSOK w ilości 56 tys. Mg (dane z Planu Gospodarki Odpadami dla miasta st. Warszawy), ilość pozostała po uwzględnieniu ZUSOKu:

356-56= 300 tys. Mg/a= 10,4 [kgs]

Czas wykorzystania spalarni w ciągu roku:

8000 h

gdzie:

$Q(23) = m_o k \cdot Wu$ [MW]

$m_o k$ - ilość odpadów komunalnych [kgs]

Wu - wartość opałowa odpadów komunalnych: 9,6 MJ/kg.

Przyjmując Moc do dalszych obliczeń na poziomie: 100 MWt, uzyskamy wyniki prowadzące do następujących konkluzji:

W takim uproszczonym modelu uzyskamy wynik, wskazujący że spalarnia pracująca w skojarzeniu wyprodukuje rocznie 142 000 MWh energii elektrycznej oraz około 1 800 000 GJ ciepła, utylizując przy tym 289 000 ton odpadów komunalnych:

- oszczędność paliwa umownego w gospodarce rozdzielonej wynosi 125 000 ton rocznie przy założeniu zerowej wartości energetycznej odpadów,
- oszczędność paliwa umownego w gospodarce skojarzonej wyniesie 98 000 ton rocznie przy założeniu jak wyżej,
- oszczędność z tytułu uniknięty kosztów zakupu paliwa w postaci węgla o kaloryczności 23 MJ/kg, wyniesie 50 mln PLN w przypadku gospodarki rozdzielonej oraz 39 mln PLN w przypadku gospodarki skojarzonej (wartości roczne),
- zysk dla takiej spalarni z tytułu utylizacji odpadów kształtowałby się na poziomie 115 mln PLN rocznie,
- efekty ekologiczne w postaci uniknięty emisji zanieczyszczeń do środowiska - pył (1000 Mg), SO_x (84 Mg), NO_x (626 Mg)- wartości roczne.

Wnioski

Z powyższych uproszczonych rozważań wynika, ze utylizacja odpadów komunalnych poprzez termiczne ich przetwarzanie w ciepło i energię elektryczną, jest bezwzględnie opłacalna z ekologicznego punktu widzenia. Efekty ekonomiczne uzależnione są od relacji cenowych ciepła, energii elektrycznej, dopłat do pozyskiwanych śmieci oraz stabilności mechanizmów wsparcia, tj. sprzedaży świadectw pochodzenia energii z produkcji skojarzonej (czerwonych certyfikatów) oraz świadectw ze spalania śmieci uznanych za biomasę (zielonych certyfikatów). Odpady wtedy mogą być dobrym interesem. □

Tab. 3. Procentowe udziały poszczególnych rodzajów odpadów w strumieniu śmieci i bilans odpadów komunalnych w m. st. Warszawie z 2002 r.

Lp.	Nazwa strumienia	Wskaźnik nagromadzenia		Nagromadzenie
		[%]	[kg/M/rok]	[Mg]
1	Odpady kuchenne podlegające biodegradacji	24,4	99,60	168 153
2	Odpady zielone	3,7	15,00	25 324
3	Papier i karton nieopakowaniowe	7,4	30,15	50 904
4	Opakowania z papieru i tekstury	10,7	43,74	73 843
5	Opakowania wielomateriałowe	1,2	4,91	8 290
6	Tworzywa sztuczne nieopakowaniowe	11,9	48,46	81 815
7	Opakowania z tworzyw sztucznych	3,8	15,59	26 319
8	Odpady tekstylne	1,8	7,33	12 375
9	Szkło nieopakowaniowe	0,6	2,45	4 129
10	Opakowania ze szkła	8,4	34,40	58 084
11	Metale	2,4	9,61	16 232
12	Opakowania z blachy stalowej	0,8	3,43	5 796
13	Opakowania z aluminium	0,2	1,00	1 692
14	Odpady mineralne	3,0	12,17	20 538
15	Drobna frakcja popiołowa	9,3	38,15	64 416
16	Odpady wielkogabarytowe	3,9	16,00	27 012
17	Odpady budowlane	5,4	22,00	37 142
18	Odpady niebezpieczne	1,1	4,70	7 935
Razem		**100,0**	**408,7**	**690 000**

Thomas Norman,
kierownik Działu Rozwoju Technologicznego,
Babcock & Wilcox Vølund

WIĘCEJ ENERGII ELEKTRYCZNEJ z odpadów

W Danii zagospodarowanie odpadów jest nie tylko kwestią ekologiczną, ale również sposobem na zapewnienie ciągłości dostaw energii w przyszłości, jako że duńskie spalarnie wytwarzają z odpadów zarówno ciepło do miejskich systemów ciepłowniczych, jak i prąd. Za kilka lat będzie możliwa wymiana obecnych spalarni na jeszcze bardziej wydajne i bardziej niezawodne, które pozwolą zwiększyć produkcję ekologicznej energii elektrycznej z korzyścią dla ludzi i środowiska.

Opinie społeczeństwa na temat odpadów ciągle ewoluują - wraz z technologią ich zagospodarowania. Spalanie odpadów przemysłowych i komunalnych rozpoczęto około 100 lat temu. W tym czasie zmienił się nadrzędny cel spalania z likwidacji odpadów i zmniejszania ich ilości na postrzeganie ich jako potencjalnej wartości, którą należy wykorzystać możliwie jak najwydajniej.

Wydajniejsze elektrociepłownie na odpady

Spalarnie nie służą już więc wyłącznie do likwidacji odpadów i przynoszą swoim właścicielom pokaźny dochód z wytwarzania i sprzedaży energii. Jednocześnie muszą działać jak inne elektrownie, maksymalnie ograniczając wpływ na środowisko. Nieustannie podejmowane są starania, aby zoptymalizować produkcje energii w spalarniach i zwiększyć ich wydajność.

Szerokie zainteresowanie wzrostem produkcji energii elektrycznej w Danii i w innych krajach skandynawskich należy rozpatrywać w kontekście trendów cen energii elektrycznej i cieplnej.

Obecnie produkcja energii elektrycznej jest korzystniejsza od produkcji ciepła do sieci miejskich. Pojawia się pytanie, w jaki sposób można osiągnąć pożądaną wydajność produkcji energii?

Babcock & Wilcox Vølund, jeden ze światowych liderów w zakresie wiedzy z dziedziny produkcji energii z odpadów oraz w technologii i produkcji urządzeń do spalania odpadów i biomasy, wkrótce zakończy prace nad modelem nowej elektrowni, który pozwoli na znaczny wzrost produkcji energii elektrycznej. Opracowując model nowej, wysoce wydajnej elektrowni, zdajemy sobie sprawę, że maksymalizacja wydajności produkcji energii nie może być jedynym celem. O jakości decyduje bowiem ogólna wydajność zakładu i poziom emisji.

Osiągnięcie wysokiej wydajności produkcji energii elektrycznej nie jest trudne, jeżeli kondensator turbiny jest chłodzony np. wodą morską.

Fot. NE

Nie można jednak uznać tego rozwiązania za zrównoważone, ponieważ prowadzi ono do schłodzenia i utraty 40–70% całkowitej wartości energetycznej odpadów. Jakie rozwiązanie jest zatem uzasadnione technologicznie?

RenoNord jako rozwiązanie modelowe

Czwarta linia RenoNord w duńskiej miejscowości Aalborg jest przykładem nowoczesnej spalarni produkującej zarówno energię elektryczną, jak i cieplną. Ten zakład przetwarzania odpadów na energię został zbudowany z wykorzystaniem najlepszych współczesnych rozwiązań w zakresie paleniska, obsługi, materiałów i projektu kotła. Może więc działać stabilnie i bezpiecznie przy względnie wysokich parametrach pary: 425°C i 50 barów. Jedną z przyczyn wysokiej wydajności jest optymalizacja cyklu produkcji - wstępne podgrzanie kondensatu przez schłodzenie gazu spalinowego za kotłem.

RenoNord wykorzystuje wartość energetyczną odpadów w 97% przy wydajności produkcji energii elektrycznej w wysokości 27%. Jeżeli do chłodzenia kondensatora turbiny użyto by na przykład wody morskiej z duńskiej miejscowości Limfjord, wydajność produkcji energii elektrycznej wzrosłaby do około 35%, ale całkowite wykorzystanie energii spadłoby do 35% z dzisiejszego poziomu 97%. W ostatecznym rozrachunku obecne rozwiązanie jest więc znacznie wydajniejsze.

W jaki sposób uzyskujemy więcej energii elektrycznej?

Przez ostatnie pięć lat inżynierowie z Babcock & Wilcox Vølund pracowali nad optymalizacją produkcji energii elektrycznej i z ich doświadczeń wynika, że najistotniejszy wpływ na zdolność spalarni do produkcji energii elektrycznej ma pięć czynników:

- temperatura pary,
- ciśnienie pary,
- temperatura chłodzenia kondensatora turbiny,
- optymalizacja cyklu produkcji,
- stabilna i poprawna praca spalarni.

Głównym ograniczeniem temperatury pary jest korozja przegrzewaczy spowodowana bardzo agresywnym gazem spalinowym. Wysoką temperaturę pary można uzyskać częściowo poprzez zastosowanie do budowy przegrzewaczy materiałów bardziej odpornych na korozję i częściowo poprzez stabilną i niezawodną obsługę spalarni i pełnego cyklu produkcji tak, aby temperatury gazu spalinowego i pary mogły się ustabilizować. W ten sposób można zapobiec wahaniom temperatury, które przyspieszają korozję.

Wysokie ciśnienie można uzyskać dzięki użyciu powłoki z Inconelu w parowniku kotła. Im wyższe ciśnienie, tym więcej Inconelu jest potrzebne. Dzięki temu powierzchnie parownika kotła są zabezpieczone przed przyspieszonym korodowaniem wynikającym ze wzrostu temperatury parowania, która z kolei powoduje wzrost ciśnienia.

W przyszłości jeszcze więcej energii elektrycznej będzie pochodzić ze spalania odpadów

Przy produkcji ciepła do miejskiego systemu ciepłowniczego nie można stosować niskich temperatur w kondensatorze turbiny. Z drugiej strony można jednak zastosować kondensację dwustopniową - pierwszy stopień w wysokiej temperaturze, a drugi w niskiej. W efekcie kondesacja zachodzi częściowo w niskiej temperaturze, co ma korzystny wpływ na wydajność produkcji energii elektrycznej.

Cały cykl można zoptymalizować, wstępnie podgrzewając kondensat przed wodnym zbiornikiem zasilającym. Dzięki zastosowaniu np.chłodzenia gazu spalinowego, chłodzenia paleniska i ekstrakcji pary z niskociśnieniowego końca turbiny wydajność systemu można podwyższyć o pół do całego punktu procentowego.

Trudnością może się okazać stworzenie niezmiennych warunków pracy, ponieważ skład odpadów może się znacząco różnić. Jednak przy stabilnej i poprawnej obsłudze proces spalania będzie optymalny i pozbawiony znaczących fluktuacji.

Zasadniczo wszystkie ustawienia można podregulować do górnych limitów bez ryzyka wystąpienia problemów, takich jak korozja. Jednocześnie wydajność turbiny jest lepsza w dłuższej perspektywie czasowej, ponieważ system działa stabilnie bez znaczących odchyleń w górę lub w dół.

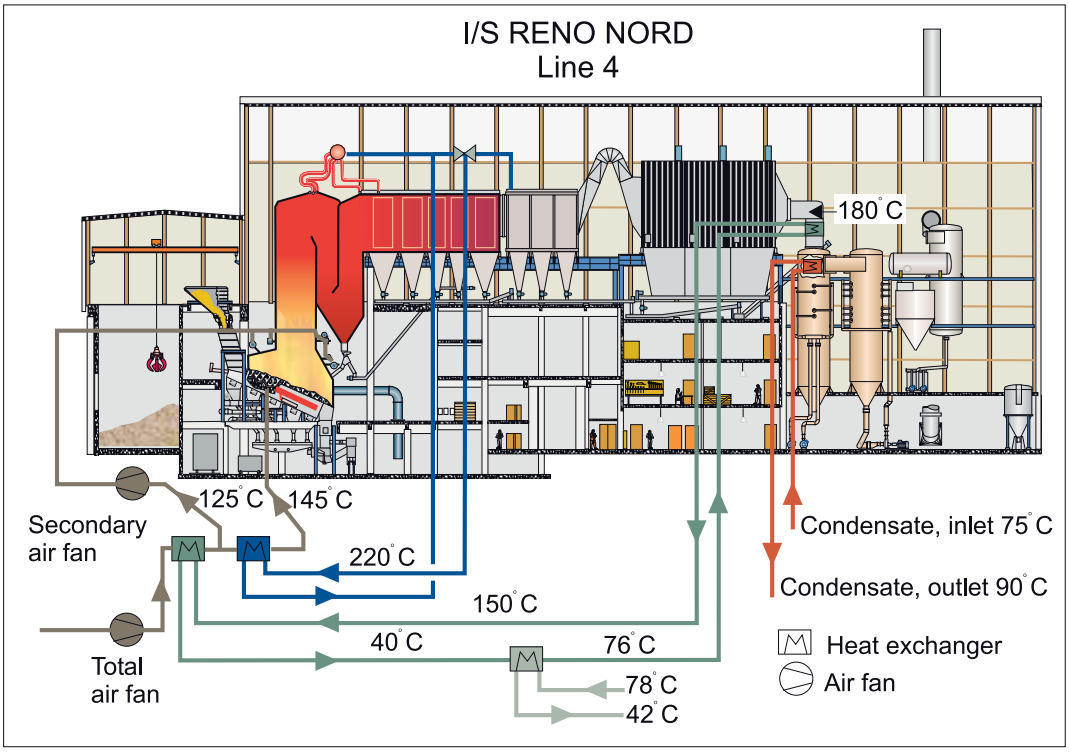
Przyszłościowa technologia spalania

W najbliższej przyszłości znacząco wzrosną wymagania w zakresie produkcji energii elektrycznej w spalarniach, podwyższając parametry pary do wartości rzędu 440-480°C i 70-160 barów. Dzisiaj niektóre spalarnie eksperymentują przy podobnych parametrach pary, a przyszłość pokaże, w jaki sposób uzyskać najkorzystniejszą równowagę między wysokością produkcji a kosztami działalności.

W dłuższej perspektywie koncepcje typu WasteBoost™ i dwustopniowe spalanie odpadów staną się rozwiązaniami umożliwiającymi podniesienie parametrów pary do jeszcze wyższego poziomu. Obie koncepcje są w trakcie opracowywania w ramach programu badawczo-rozwojowego Babcock & Wilcox Vølund. WasteBoost™ polega na wykorzystaniu czystego gazu pochodzącego ze zgazowania, jako paliwa w zewnętrznym przegrzewaczu.

Dwustopniowe spalanie odpadów polega na podziale procesu spalania na dwie fazy przez budowę przegrody wewnątrz pieca. W pierwszej fazie przeprowadzana jest ekstrakcja chloru i innych agresywnych substancji z odpadów, aby zapewnić większą czystość spalania w drugiej fazie, która odbywa się niżej na palenisku.

Gaz spalinowy z czystego spalania jest przeprowadzany przez dodatkowy przegrzewacz, w którym temperaturę pary można podwyższyć jeszcze bardziej. □



Rys. 1. Przekrój zakładu przetwarzania odpadów na energię RenoNord w duńskiej miejscowości Aalborg. Jest to bardzo wydajna elektrociepłownia wykorzystująca 97% wartości energetycznej odpadów

Logica Poland Sp. z o.o.

Krakowska konferencja o prawie „odpadowym"

W dniach 3-5 marca br. ponad 120 osób gościło na III Ogólnopolskiej Konferencji pt: „Zagospodarowanie odpadów komunalnych i uzyskanie poziomów redukcji w świetle obowiązującego ustawodawstwa". Konferencja była wspólną inicjatywą Krajowej Izby Gospodarki Odpadami oraz krakowskiej firmy informatycznej Logica Poland. Honorowy Patronat nad konferencją objęło Miejskie Przedsiębiorstwo Oczyszczania Sp. z o.o. w Krakowie. Sponsorem Głównym spotkania była firma Ekocel, a partnerami Sutco Polska oraz Europejski Fundusz Leasingowy. Wśród zaproszonych gości honorowych byli m. in. z-ca prezydenta Koszalina, Andrzej Kierzek oraz wiceprezydent Krakowa, Tadeusz Trzmiel.

Konferencję rozpoczęły wystąpienia gości honorowych oraz organizatorów konferencji. Pierwszym tematem poruszanym przez prelegentów był zintegrowany system gospodarki odpadami. Dr inż. Zbigniew Grabowski wskazał główny problem w realizacji zadań gospodarki odpadami, jakim jest „redukcja odpadów biodegradowalnych oraz konieczność posiadania przez firmy przetwarzające odpad, instalacji termicznych lub mechaniczno-biologicznych". Prezes Tomasz Uciński reprezentujący Krajową Izbę Gospodarki Odpadami, przypomniał zgromadzonym o zobowiązaniach Polski wobec Unii Europejskiej w zakresie: „zmniejszenia ilości wytwarzanych odpadów, osiągnięcia odpowiednich poziomów zbierania, odzysku, w tym recyklingu odpadów zawartych w strumieniu odpadów komunalnych, a

Tomasz Głuski, prezes Logica Poland Sp. z o.o. prezentuje System Informowania Kierownictwa

także ograniczenia ilości odpadów komunalnych ulegających biodegradacji kierowanych na składowiska". Bioodpady były także motywem przewodnim wystąpienia prof. dr hab. inż. Andrzeja Jędrczaka z Uniwersytetu Zielonogórskiego, który charakteryzował główne założenia Dyrektywy Unijnej 86/278/EWG w sprawie „wykorzystania osadów ściekowych w rolnictwie w taki sposób, aby zapobiec ich szkodliwemu oddziaływaniu na glebę, roślinność, zwierzęta i ludzi oraz aby zachęcić do rozwoju tego kierunku postępowania z osadami".

Henryk Kultys, prezes MPO Sp. z o.o. w Krakowie

Akcent regionalny w tej części konferencji dodała wiceprezes zarządu Małgorzata Marcińska z Krakowskiego Holdingu Komunalnego, która omówiła projekt: „Program gospodarki komunalnej w Krakowie", w tym budowę nowoczesnego Zakładu Termicznego Przekształcania Odpadów, którego projekt wyłoniono w konkursie. Obiekt oprócz niewątpliwych walorów użytkowych, dzięki ciekawej architekturze, wzbogaci również panoramę przemysłowej części Krakowa.

Druga część konferencji była poświęcona wykorzystaniu najnowszych technologii przez firmy komunalne. Prezes Henryk Kultys reprezentujący Miejskie Przedsiębiorstwo Oczyszczania w Krakowie zrelacjonował najważniejsze inwestycje firmy, tj.: Składowisko, Blok Energetyczny, Kompostownię, Sortownię, Zakład Demontażu. Wszystkie te obiekty powstały w ramach realizacji projektu „Gospodarka odpadami stałymi w Krakowie - Etap I". Dzięki tym inwestycjom, krakowskie MPO należy do najnowocześniejszych firm komunalnych w Polsce.

Możliwości wykorzystania nowoczesnych technologii informatycznych w przedsiębiorstwie pokazała uczestnikom pełnomocnik zarządu ds. sprzedaży i marketingu, Liliana Nowak z firmy Logica Poland. Szczególnym uznaniem wśród uczestników konferencji cieszył się System Informowania Kierownictwa prezentowany na małym przenośnym komputerze przez prezesa firmy Logica Poland, Tomasza Głuskiego.

Waldemar Wojciechowski, dyrektor Ekocel Sp. z o.o.

Przedstawiciel Sponsora Głównego konferencji - Waldemar Wojciechowski, dyrektor ds. handlowych firmy Ekocel, przybliżył zaawansowane technologicznie rozwiązania dot. zabudów śmieciarek, które pozwalają na oszczędność zużycia paliwa i czasu pracy personelu w firmach komunalnych.

Ciekawym punktem drugiego panelu konferencji było wystąpienie prezesa Grzegorza Białczaka z Zakładu Usług Komunalnych w Sobótce (zakład ten zajął 7 miejsce w konkursie: „Najlepiej segregująca gmina" w 2009 r.). Przedstawione przez prezesa przykłady działań zarówno w zakresie technologii, jak i marketingu, przyczyniły się do znacznego wzrostu dochodów przedsiębiorstwa pochodzących ze sprzedaży odpadów.

Przedstawiciel kolejnego Partnera konferencji - Adam Jurkiewicz, dyrektor firmy Sutco Polska, zaprezentował kompleksowe rozwiązania technologiczne dotyczące: skutecznego i efektywnego sortowania odpadów. Prezentowane instalacje pozwalają m.in. na: sortowanie odpadów, zmniejszenie ilości i masy odpadów komunalnych, przygotowania odpadów do ponownego wykorzystania i recyklingu.

Ze względu na fakt, iż w konferencji uczestniczyli także przedstawiciele firm wielobranżowych, poruszono temat związany z branżą wodociągową. Wiceprezes Mieczysław Góra z MPWiK w Krakowie zapoznał zgromadzonych z nową inwestycją firmy - stacją termicznej utylizacji osadów na oczyszczalni ścieków. Inwestycja pozwala w efektywny sposób zagospodarowywać osady dzięki procesowi utleniania poprzez utylizację termiczną.

W drugim dniu konferencji odbyła się wycieczka techniczna do krakowskiego Zakładu Demontażu, gdzie prezes Henryk Kultys oprowadzał gości po nowym obiekcie MPO.

Kolejny panel dotyczył sposobów finansowania inwestycji zarówno przez instrumenty komercyjne, tj. leasing, jak i wszelkie dotacje dostępne w WFOŚiGW.

Przedstawiciel Europejskiego Funduszu Leasingowego - Zdzisław Gadomski, zilustrował leasing jako „szybką i pozbawioną nadmiaru formalnosci metodę zewnętrznego finansowania potrzeb inwestycyjnych", także w zakresie inwestycji w IT.

Małgorzata Marcińska, wiceprezes KHK S.A.

Najwięcej emocji wśród uczestników konferencji wzbudził temat rządowego „Projektu ustawy o zachowaniu czystości i porządku w gminach", omawiany początkowo w formie referatu przez prof. Marka Górskiego z Uniwersytetu Szczecińskiego, a później w postaci debaty z udziałem wszystkich zaproszonych gości. Prowadzący debatę dr inż. Zbigniew Grabowski zaznaczył, że ogólny kierunek proponowanych zmian prawnych jest właściwy, jednak należy więcej uwagi poświęcić przepisom wykonawczym, a zwłaszcza sposobom egzekucji ustanowionego prawa. □

Fot. Logica

zawsze czysta
energia

energika
holding

- kotły parowe i wodne
- kotły na biomasę
- turbozespoły parowe
- rurociągi
- instalacje odpylania spalin
- konstrukcje stalowe
- przenośniki
- kominy stalowe
- izolacje termiczne
- AKPiA ciepłowni
- urządzenia i armatura przemysłowa
- budownictwo ogólne
- dokumentacje projektowe

Oferujemy inwestycje „pod klucz", tj. od założeń techniczno-ekonomicznych przez pełen projekt techniczny, dostawę i montaż urządzeń, aż do szkolenia załogi i rozruchu instalacji włącznie.

Energika holding Spółka Jawna
62-300 Września • ul. Prądzyńskiego 8
tel. (61) 436-18-68 • fax (61) 436-23-97
e-mail: biuro@energika.pl

www.energika.pl

Joanna Krawczyk LL.M., aplikant radcowski,
Kancelaria bnt Neupert Zamorska & Partnerzy

Egzekwowanie przepisów o obowiązku przyłączenia do sieci podmiotu planującego budowę OZE

Jakie pułapki czyhają na polskiego inwestora, a jak robią to u siebie Niemcy?

Każdy kto planuje w Polsce inwestycję w energetykę wiatrową, musi się zmierzyć z monopolem zakładów energetycznych. W praktyce przyłączenie planowanej farmy wiatrowej do sieci energetycznej jest jedną z największych przeszkód, jakie musi pokonać przyszły inwestor. Chociaż chodzi w sumie o zawarcie zwykłej cywilnej umowy z innym przedsiębiorcą, jakim jest zakład energetyczny/operator sieci, to jednak podmioty te nie są zainteresowane podłączaniem niestabilnych źródeł OZE.

Fot. NE

Walkę z tym niechętnym inwestorom monopolem mają ułatwiać przepisy prawa. Polski ustawodawca postawił sobie za cel (poganiany przez przepisy Unii Europejskiej), aby promować odnawialne źródła energii. Jednak egzekwowanie wykonania tych przepisów sprawia w praktyce wciąż wielkie trudności. Podobne problemy mieli również Niemcy, którzy walkę z monopolem konwencjonalnych zakładów energetycznych zaczynali wiele lat wcześniej. Może polski ustawodawca powinien się od nich czegoś nauczyć?

Obowiązek przyłączenia do sieci według ustawy Prawo energetyczne

Ustawa Prawo energetyczne przewiduje obowiązek przyłączenia do sieci podmiotów ubiegających się o to. Jednak ten obowiązek nie jest bezwarunkowy, jak np. w niemieckiej ustawie o OZE z 2009 r. (Erneuerbare Energien Gesetz), lecz osłabiony poprzez liczne warunki ujęte w ogólnej klauzuli „warunków technicznych i ekonomicznych". Ten ogólny zwrot zapewnia zakładom energetycznym duże pole uznaniowości i praktycznie eliminuje „równe traktowanie" podmiotów ubiegających się o przyłączenie. Gdy wspomnianych warunków technicznych i ekonomicznych brak, przedsiębiorstwo energetyczne - przesyłowe może odmówić przyłączenia do sieci.

Takim samym workiem bez dna jest możliwość odmowy przyłączenia z powołaniem na drugą ustawową furtkę: „niespełnienie przez żądającego zawarcia umowy warunków przyłączenia". Również tutaj pozostawione jest szerokie pole władzy dyskrecjonalnej przedsiębiorstw energetycznych. Ponadto odmówić zakład może zawsze, gdy inwestor nie może się wykazać tytułem prawnym do nieruchomości. Z jednej strony ustawodawca daje roszczenie, jednak z drugiej osłabia jego moc wprowadzając różne wyjątki, z których zawsze może skorzystać zakład energetyczny.

Fot. bnt Neupert

Ścieżka odwoławcza od odmowy przyłączenia do sieci: URE i SOKiK

Co prawda inwestor dostanie uzasadnienie takiej odmowy, bo obowiązek taki na zakład energetyczny nakładają przepisy (np. że farma wiatrowa w danym miejscu „nie zapewnia bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego", albo może „nie zapewnia zabezpieczenia systemu elektroenergetycznego przez uszkodzeniami spowodowanymi niewłaściwą pracą przyłączonych urządzeń"), jednak odmowa ta otwiera dopiero pole do walki administracyjnej o zamierzoną lokalizację farmy wiatrowej.

Obalenie argumentów przytoczonych przez zakład energetyczny w późniejszym postępowaniu przed URE i sądowym (SOKiK) wymaga sporządzenia kosztownych ekspertyz i powołania biegłych. Mechanizm ten faktycznie eliminuje z rynku podmioty o mniejszym potencjale ekonomicznym chcące dochodzić swoich praw. Zmusić zakład do przyłączenia do wybranej lokalizacji jest więc trudno.

Zaliczka na warunki przyłączenia

Prawo energetyczne przewiduje szereg obowiązków, jednak milczy jak realizować je w praktyce. Tak jest także z wprowadzonym niedawno obowiązkiem wniesienia zaliczki na poczet wydania warunków przyłączenia do sieci. Ta wysoka zaliczka ma na celu wyeli-

minowanie z rynku spekulantów, którzy rezerwowali dostępne moce przyłączeniowe, by później odsprzedawać je z zyskiem na rzecz prawdziwych inwestorów. Teraz inwestor musi już we wstępnej fazie planowania inwestycji dysponować znacznymi środkami na poczet tejże zaliczki. Oczywiście hamuje to mniejszych inwestorów, którym trudno o uzyskanie kredytu. Jednak co stanie się kiedy warunki przyłączenia inwestor otrzyma, a zrezygnuje z inwestycji z innych przyczyn?

Na ten temat polskie przepisy już milczą. Ustawodawca rozwiązując problem spekulantów postawił w zdaniu kropkę i nie zastanawiając się nad dalszymi skutkami nowej regulacji zostawił inwestorów na pastwę zakładów energetycznych. Nie jest jasne jaki charakter prawny ma taka zaliczka: administracyjny, czy też cywilny. W praktyce pojawiły się już przypadki, że zakłady zaliczki zwrócić nie chcą, a inwestorowi pozostaje tylko wytoczyć powództwo o jej zwrot. Jeśli zaliczkę tę traktować jak zaliczkę na poczet każdej umowy cywilnej (w końcu taką umową jest umowa przyłączeniowa z zakładem), to w przypadku niedojścia umowy do skutku - przyjmujący zaliczkę powinien ją zwrócić (w odróżnieniu od zadatku, który w takich przypadkach można zatrzymać). Inaczej może wyglądać rozwiązanie jeśli uznamy, że zaliczka ta ma charakter opłaty administracyjnej. Ale niestety i tutaj będzie trzeba poczekać jak rozstrzygnie sąd.

Przeniesienie sporów między zakładem energetycznym, a podmiotami budującymi OZE na grunt postępowania cywilnego - praktycznie odbiera tym ostatnim możliwość szybkiego dochodzenia ich praw, bo jak wiadomo w Polsce sądy działają powoli i jest wiele furtek pozwalających na przewlekanie procedury sądowej. Warto też pamiętać że Wydział Sądu Ochrony Konsumentów i Konkurencji, który sprawy te rozstrzyga, jest tylko jeden na całą Polskę (w Warszawie) i pracuje w nim zaledwie kilku sędziów, którzy zajmują się również licznymi sprawami z dziedziny regulacji telekomunikacyjnej, jak i skargami na klauzule niedozwolone, stosowane przez przedsiębiorców w umowach z konsumentami.

Brak preferencji dla przyłączenia źródeł OZE

W obowiązujących przepisach brak również jakichkolwiek preferencji dla źródeł OZE dotyczących obowiązku ich przyłączenia do sieci (usługi przesyłania energii mają się odbywać na zasadzie „równego traktowania" zgodnie ze zmianami Prawa energetycznego, które weszły w życie w marcu 2010 r.).

Niemieckie ustawodawstwo - dużo bardziej rozwinięte w dziedzinie energii odnawialnych niż polskie - daje inwestorom podstawy nie tylko do żądania odszkodowania, gdy zakład energetyczny odmówi przyłączenia źródła OZE do sieci lub jej zmodernizowania w celu przyłączenia takiego źródła energii, ale również zobowiązuje zakłady energetyczne do priorytetowego traktowania źródeł OZE. Przyłączenia zakład energetyczny może odmówić tylko wtedy, gdy sieć innego operatora o właściwych parametrach będzie usytuowana bliżej planowanego źródła OZE. Nawet gdy istniejąca sieć jest w nieodpowiednim stanie, to zakład energetyczny ma obowiązek ją zmodernizować (zoptymalizować lub wzmocnić) po to, by przyłączyć źródło OZE i to na swój koszt. Obowiązek ten odpada tylko wtedy, gdy rozbudowa sieci jest ekonomicznie niemożliwa.

Priorytetowy obowiązek odbioru energii ze źródeł OZE

Ponadto operatorzy sieci w Niemczech - tak jak i w Polsce - mają obowiązek priorytetowo odbierać energię pochodzącą ze źródeł odnawialnych (w Niemczech mają nawet obowiązek zapłacić wynagrodzenie za taką energię, jeśli nie mogła być odebrana przez sieć ze względu na jej przeciążenie).

Powstaje jednak pytanie: jak wyegzekwować w Polsce przywilej priorytetowego odbioru zielonej energii, skoro zakład energetyczny może odmówić nam podłączenia do sieci, tak że nigdy żadnej energii nie wyprodukujemy.

Postulat wobec polskiego ustawodawcy

Z powyższych rozważań wynika wyraźnie, że polski ustawodawca nie dość sprawnie rozprawia się z monopolem zakładów energetycznych. Z takimi samymi problemami borykali się kilka lat wcześniej Niemcy, jednak tam udało się ustawodawcy rozwiązać ten problem mimo dużego oporu tego wpływowego środowiska. Jest faktem, że zakłady energetyczne w Polsce mają za sobą trudniejszą przeszłość niż zakłady niemieckie i nie są tak dobrze doinwestowane. W żadnym przypadku jednak nie są to przedsiębiorstwa biedne. Skoncentrowanie na maksymalizacji zysków powoduje, że oszczędza się na inwestycje infrastrukturalne, w szczególności w sieci elektroenergetyczne, które jak powszechnie wiadomo są w Polsce przestarzałe. Ale właśnie ta cecha (przestarzałe i przeciążone sieci) stanowi dla zakładów energetycznych wymówkę, gdy odmawiają warunków przyłączenia.

Wnioski

Zatem wydaje się, że warto podjąć kroki legislacyjne w kierunku przymuszenia zakładów energetycznych do modernizacji i rozbudowy sieci, bo bez sprawnego „krwioobiegu energetycznego" nie będzie możliwe spełnienie unijnych kryteriów dotyczących udziału odnawialnych źródeł energii w bilansie energetycznym Polski, ale także zaspokojenie rosnącego apetytu gospodarki na energię. Być może ustawodawca polski zrobi to, tworząc nową ustawę o odnawialnych źródłach energii. Warto przy tym skorzystać ze sprawdzonych wzorców niemieckich. □

Piotr Dominiak, „Nowa Energia"

POWIETRZE, któremu się nie spieszy

Małe elektrownie wiatrowe to gałąź sektora odnawialnych źródeł energii, która w dużym stopniu może wpłynąć na funkcjonowanie polskiej energetyki rozproszonej. Dotychczas rozwijała się ona z podobną prędkością, z jaką wieje wiatr na poziomie poniżej 15 m na większym obszarze Polski. Czyli w stopniu pozwalającym na minimalny rozruch, ale z długimi i częstymi przerwami.

Fot. NE

Poziom zainstalowanej obecnie w małych elektrowniach wiatrowych w Polsce mocy - zgodnie z szacunkami Instytutu Energetyki Odnawialnej - wynosi 7 MW. Stanowi to 1,3% wartości, którą nasz kraj musi osiągnąć do 2020 r. (zgodnie z założeniami Krajowego Planu Działania w zakresie energetyki odnawialnej). Oznacza to, że do tego czasu musi zostać wybudowane ponad 100 tys. małych turbin wiatrowych. Jest więc o co walczyć, ponieważ do 2020 r. skala ekonomiczna całego przedsięwzięcia ma sięgnąć ponad 6,5 mld złotych.

Krajowy Plan Działań

W dokumencie została opracowana ścieżka rozwoju odnawialnych źródeł energii w Polsce. Została ona podzielona na 3 podstawowe sektory: elektroenergetyki, ciepłownictwa i chłodnictwa oraz transportu. Największy udział w miksie energetycznym będzie miał sektor ciepła i chłodu, następnie sektor elektroenergetyki oraz sektor transportu, rozwijany głównie dzięki biopaliwom i biokomponentom w paliwach.

W 2020 r. koszyk energetyczny odnawialnych źródeł energii będzie się składał w 55% z ciepła i chłodu, w 26% z elektroenergetyki i w 19% z transportu. Z punktu widzenia Ministerstwa Gospodarki w obszarze elektroenergetyki jeden z największych potencjałów rozwoju mają elektrownie wiatrowe. Obecnie, w 2011 r., ten rodzaj energetyki jest równy poziomowi 500 ton oleju ekwiwalentnego, w 2016 r. ma wzrosnąć do niespełna 1000 toe, aby w 2020 r. osiągnąć poziom prawie 1600 toe. Dla porównania można przeanalizować plany MG w zakresie rozwoju gałęzi biogazu, której obecny stan odpowiada 1100 toe, za pięć lat ma wzrosnąć prawie dwukrotnie, aby w 2020 r. dosięgnąć poziomu 2800 toe. Z kolei biomasa stała będzie się rozwijać odpowiednio na poziomach 1000 toe (obecnie), 1700 toe (2016 r.) i 2400 toe (2020 r.). Prawie połowa miksu energetycznego w sektorze elektroenergetyki odnawialnych źródeł energii (48%) w 2020 r. ma stanowić energia wiatrowa, kolejne 31% - biomasa stała, 12% - biogaz i 9% - hydroenergia.

Ministerstwo Gospodarki przewiduje rozwój energetyki wiatrowej w 3 głównych obszarach, tj. dużej energetyki wiatrowej przyłączonej do systemu przesyłowego, mniejszej energetyki wiatrowej, której rzeczywisty rozwój ma rozpocząć się od 2012 r. oraz energetyki morskiej, która będzie mieć raczej marginalne znaczenie. Przyrost małej energetyki w 2012 r. zaplanowany jest na poziomie 10 MW, następnie po około 60 MW od 2013 r. do 2016 r., w kolejnych trzech latach po 70 MW i w 2020 r. 80 MW. Łącznie w 2020 r. będzie zainstalowanej ponad 550 MW mocy w małych elektrowniach wiatrowych, których średni roczny czas pracy wyniesie 1000 godzin. Ministerstwo definiuje małe elektrownie, jako instalacje od 1 do 10 kW na terenach miejskich i do 100 kW na terenach rolniczych.

Krajowy Plan Działań jest prognozą, która ma spowodować rozwój OZE w Polsce, a elementem wykonawczym jego założeń, opierających się również na Polityce Energetycznej Polski, będą konstruowane w ustawie o odnawialnych źródłach energii rozwiązania. Zgodnie z informacją Departamentu Energetyki MG główne założenia tej regulacji prawnej to: zachowanie dotychczasowego systemu wsparcia opartego na zbywalnych prawach majątkowych (świadectw pochodzenia), zachowanie zasady obliczania średniej ceny energii elektrycznej za rok poprzedni, utrzymanie mechanizmu opłaty zastępczej, zróżnicowanie poziomów wsparcia dla poszczególnych technologii, wyższy poziom wsparcia dla technologii innowacyjnych w Polskich warunkach (czyli głównie małych źródeł wiatrowych oraz źródeł fotowoltaicznych), promocja rozwoju rozproszonych źródeł energii o niewielkiej mocy poprzez zapewnienie wyższego poziomu wsparcia i licznych ułatwień administracyjnych (głównie w celu wsparcia tych źródła energii, które nie mogłyby utrzymać się i funkcjonować na rynku w obecnym systemie), wyłączenie z systemu wsparcia źródeł już zamortyzowanych (m.in. dużych elektrowni wodnych, czy starych źródeł wiatrowych), ograniczenie poziomu wsparcia dla technologii współspalania, a także ograniczenie dostępu dla dużych instalacji systemowych do biomasy leśnej. Jako priorytet MG traktuje przyłączanie nowych instalacji odnawialnych do sieci.

Te działania mają stworzyć warunki do zrównoważonego zaopatrywania odbiorców końcowych w energię z OZE, poprawić bezpieczeństwo energetyczne kraju dzięki zmniejszeniu uzależnienia od importu nośników energii, zmniejszyć makroekonomiczne koszty zaopatrzenia w energię i w dużym stopniu przyczynić się do rozwoju nowoczesnych technologii służących poprawie efektywności wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych. Istotny jest również cel środowiskowy.

Zdaniem Łukasza Tomaszewskiego, przedstawiciela MG, bardzo ważnym, a zarazem trudnym zadaniem, jest rozwijanie rozproszonych technologii OZE w taki sposób, aby koszty inwestycji nie obciążały końcowych odbiorców. Twierdzi on zarazem, że najlepszy sposób wsparcia producenta to wsparcie jego klienta. Małe źródła dołączane do sieci dystrybucyjnej mogą powodować różnice pomiędzy ceną energii u jednego operatora i u drugiego i - zdaniem Ministerstwa - niekoniecznie odbiorcom końcowym przyłączonym do tego typu sieci może się to opłacać.

MEW - działalność dodatkowa przedsiębiorstw

Małe elektrownie wiatrowe stanowią przedmiot działalności ponad 140 firm w Polsce - jak wskazują wyniki badań przeprowadzonych przez In-

stytut Energetyki Odnawialnej. Jest to rozproszony po całej Polsce rynek, jednak główne ośrodki skupiające te przedsiębiorstwa to m.in. Warszawa, Szczecin, Trójmiasto, Śląsk, Poznań. Firmy te skupiają się głównie na trzech rodzajach działalności: dystrybucji, instalacji oraz serwisie. Jest u nas również kilku producentów elektrowni oraz ich komponentów (m.in. maszty, generatory, systemy obsługi), a kilka innych firm posiada swoje prototypy i chce je popularyzować na polskim rynku.

75% tych przedsiębiorstw ma status mikro i małych. Doświadczenie połowy z nich jest niewielkie - funkcjonują najczęściej od 1 roku do 2 lat. Jest jednak kilkanaście takich, które działają na rynku ponad 10 lat. Od 2007 r. jest zauważalny wzrost dynamiki ich rozwoju. Nie istnieje żadne przedsiębiorstwo, które zajmowałoby się wyłącznie małymi elektrowniami wiatrowymi: dla połowy zbadanych firm przychody ze sprzedaży MEW lub ich komponentów stanowią zaledwie 10% całości przychodów, a jedynie dla 17% ponad 50% przychodów. W ponad 70% przypadków są to przedsiębiorstwa 1-3 osobowe, ale zdarza się też tak, że w średnim czy małym przedsiębiorstwie jest jedna osoba, która odpowiada za sprawy MEW.

IEO przeprowadził analizy pochodzenia sprzedawanych produktów w Polsce, na podstawie 512 sprowadzonych z zagranicy elektrowni. Prawie 80% z nich to produkty chińskie, 14% brytyjskie, kilka procent pochodzi z Niemiec, Tajwanu, czy USA. Popyt na chińskie wytwory nie dziwi z uwagi na cenę, jednak cechują się one dużą częstotliwością awarii. Inaczej przedstawia się oferta polskich firm: 20% proponuje elektrownie z USA, 19% z Chin, 12% z Polski, kolejne to produkty brytyjskie, niemieckie, holenderskie, czy hiszpańskie. Znalazła się nawet egzotyczna turbina z południowej Afryki, a w przypadku znacznej części produktów (22%) nie można było zidentyfikować pochodzenia producenta.

Objęci badaniem polscy producenci (około 90% wszystkich) wyprodukowali w 2009 r. 160 sztuk turbin o poziomej osi obrotu i łącznej sumie około 1 MW. W 2010 ta suma była na poziomie 210 sztuk i przekroczyła 1MW - przyrost mocy w wyprodukowanych elektrowniach w stosunku do poprzedniego roku stanowił łącznie 14%. Natomiast turbin o pionowej osi obrotu w 2009 r. zostało w Polsce wyprodukowanych około 40, a w 2010 około prawie 70 z przyrostem mocy około 43% rok do roku. Ilość wyeksportowanych w 2010 r. turbin wyniosła 28 sztuk o mocy 250 kW.

W strukturze sprzedaży przeważają instalacje systemów autonomicznych, czyli małych elektrowni wiatrowych z akumulatorami (niespełna 50% sztuk i mocy), na drugim miejscu są urządzenia podgrzewające wodę (17% sztuki i 24% mocy). Najczęściej kupowane turbiny nie przekraczają mocy 3 kW.

W 2010 r. w Polsce było zainstalowanych około 3000 małych elektrowni o sile od 0,1 do 40 kW o łącznej mocy 5800 kW. Obecnie prawie 10% spośród tych turbin jest podłączonych do sieci elektroenergetycznej, tj. niecałe 580 kW. Z kolei elektrownie z przedziału od 40 do 100 kW generują moc na poziomie 1,2 MW. Wynika z tego, że na dzień dzisiejszy w Polsce jest około 7MW mocy zainstalowanej w małych elektrowniach wiatrowych, co stanowi 1,3% z 550 MW celu, który musi zostać osiągnięty w 2020 r. Z informacji URE wynika, że elektrowni o mocy ponad 100 kW, które otrzymały koncesję Urzędu i są podłączone do sieci jest 27 i mają one moc 1,77 MW. W porównaniu z rynkiem kolektorów słonecznych małe elektrownie wiatrowe wypadają blado. 1 m^2 kolektora słonecznego to około 0,7 kW, a zatem 7 MW odpowiada 9000 m^2 kolektorów. Taka ilość urządzeń pobierających energię słońca była zamontowana w Polsce 10 lat temu. W miejscowości Radogoszcz jest instalacja kolektorów słonecznych o powierzchni 7200 m^2 i mocy około 5 MW.

Wśród klientów zainteresowanych inwestycjami w MEW dominują indywidualne osoby fizyczne. Stanowią one 62% całego polskiego rynku. Następni są rolnicy, którzy stanowią 12% wszystkich interesariuszy, a kolejni to organizacje pozarządowe i związki wyznaniowe: 8%. Wspólnoty i spółdzielnie mieszkaniowe mają 7% udział w rynku, zakłady produkcyjne i zarządcy dróg (na potrzeby znaków drogowych) po 4%, a 3% klientów to centra handlowe. Dotychczas praktycznie w ogóle inwestowaniem w małe elektrownie wiatrowe nie byli zainteresowani samorządowcy, gospodarze urzędów, szkół i deweloperzy. Taki obraz rynku pod względem nabywców pokrywa się także z analizami trendów, które będą dominować w najbliższym czasie. Najbardziej zainteresowanymi są i będą prywatni inwestorzy, podobnie jak rolnicy. W najmniejszym stopniu zainteresowanymi są spółdzielnie mieszkaniowe, czy przedsiębiorcy z branży budownictwa mieszkaniowego.

Przebadani przez Instytut Energetyki Odnawialnej przedsiębiorcy zajmujący się MEW, zgodnie wskazują, że największą szansą, która może zdecydować o rozwoju tej gałęzi gospodarki będzie uproszczenie i ujednolicenie procedur w zakresie wydawania pozwoleń na budowę oraz innych formalności, a także stworzenie programu dofinansowania inwestycji i badań z budżetu państwa. Istotną szansą rozwojową są także zmiany w Prawie energetycznym, które ułatwiłyby podłączenie do sieci małych elektrowni wiatrowych (net - metering), a także wprowadzenie systemu taryf gwarantowanych (Feed-in tariff). Inne ważne wyzwania, które mogą pobudzić rynek to kampanie informacyjne promujące OZE i zintegrowane rozwiązania energetyczne, skierowane głównie do odbiorców końcowych. Zdaniem przedsiębiorców podejmujących się aktywności w rynku MEW powstanie instytucji certyfikującej nie stanowi szansy dla jego rozwoju. Największy wpływ na powodzenie inwe-

Fot. NE

stycji związanych z małymi elektrowniami, mają - po inwestorach - urzędy gminne wydające pozwolenia na budowę oraz operatorzy sieci, którzy najczęściej odmawiają podłączenia turbiny do sieci lub traktują ją tak samo jak dużą farmę wiatrową, co sprawia, że ilość formalności zniechęca inwestorów do działania w tym zakresie.

Aktualnie największym nierozwiązanym problemem branży jest brak oferty kredytowej dla tego typu przedsięwzięć. Inne ważne bariery to przede wszystkim nieokreślone zasady współpracy z operatorem sieci elektroenergetycznej, procedury w zakresie wydawania pozwoleń na budowę, ale także niska świadomość społeczna. Koszty inwestycji nie stanowią wielkiej przeszkody w rozwoju rynku, a akceptacja społeczna dla małych turbin jest dużo większa niż dla farm wiatrowych.

Mała elektrownia wiatrowa - co to takiego?

Z technicznego punktu widzenia małe elektrownie wiatrowe mają dużo bardziej skomplikowaną budowę niż duże. Dr Zdzisław Ząber, pionier energetyki wiatrowej w Polsce, który 20 lat temu podjął się konstrukcji i budowy pierwszej dużej elektrowni napędzanej ruchami powietrza przyznaje, że im mniejsza instalacja, tym trudniej ją dobrze zbudować. Wynika to m.in. z faktu, że turbiny wiatrowe są maszynami, które pracują nieosłonięte, a MEW mają dodatkowo tę wadę, że są instalowane blisko domostw, więc są potencjalnym zagrożeniem.

W przypadku małych elektrowni nierozwiązanym problemem pozostaje ich dokładna definicja. W zakresie nomenklatury technicznej dr Ząber zaleca wszystkim producentom i dystrybutorom posługiwanie się wielkościami opisującymi elektrownię nie w kW tylko w wielkości wirnika. Jest to ważne zarówno dla producentów, jak i dla klientów. - *Jeśli ktoś podaje, że sprzedaje elektrownię o mocy np. 12 kW, a elektrownia ma średnicę wirnika 6 m, to jest to oszustwo handlowe* - twierdzi dr Ząber. Natomiast dokładne zdefiniowanie czym jest w Polsce mała elektrownia wiatrowa też nie jest proste. Norma EN61400-2 z 2006 z nieznanych dokładnie przyczyn klasyfikuje elektrownie małe jako te, które mają wirnik o powierzchni mniejszej niż 200 m^2, co równa się około 16 m średnicy i około 50 kW mocy. Jednak dr Ząber uważa, że mała elektrownia to taka, która posiada jakieś ułatwienia i czymś się odznacza. W polskiej Ustawie o ochronie przyrody jest zapisane, że elektrownie wiatrowe o całkowitej wysokości (łącznie z wirnikiem) poniżej 30 m, które mają być zlokalizowane nie w obszarach chronionych, nie wymagają decyzji środowiskowej - to jest wielkie uproszczenie, ale jednocześnie ograniczenie, bo nie wiadomo skąd się wzięło owe 30 m.

Siłą rzeczy małe elektrownie są ulokowane na niskiej wysokości, gdzie wieje słaby wiatr. W związku z tym powstaje techniczny problem „opanowania" tych elektrowni, ponieważ muszą one mieć dużo większy wirnik w stosunku do generatora, żeby współczynnik wykorzystania mocy był na podobnym poziomie jak w dużych

elektrowniach. Taki mechanizm, składający się z małego generatora i dużego wirnika powoduje problemy ze sterowaniem elektrownią. Dr Ząber zwraca uwagę, że wirnik na 100 m, dużej elektrowni potrzebuje średnio 2,5 m^2 na 1 kW mocy, natomiast przy małych elektrowniach skala ta powinna wynosić około 6-8 m^2 ze względu na słabszą wietrzność. W tym kontekście nieoperowanie pojęciem średnicy wirnika jako wyróżnika typu elektrowni jest błędem.

Sieć elektroenergetyczna - dobro wspólne dla wybranych

Mała energetyka wiatrowa rodzi największe kłopoty w obszarze akumulacji. Energia wiatrowa jest bardzo niedyspozycyjna i najczęściej jest jej najwięcej wtedy, gdy jest niepotrzebna. Inwestorzy montujący małą elektrownię wiatrową z reguły nie mają ambicji, by przekazywać energię do sieci. W związku z tym można stwierdzić, że MEW są z ich punktu widzenia przeznaczone do produkcji energii na własne potrzeby. Mała elektrownia pracuje niemalże zawsze pojedynczo i zwykle na terenie inwestora lub blisko jego zabudowy. Jednakże ze względu na fakt, że akumulowanie energii we własnym zakresie jest skomplikowane i kosztowne, wiele osób jest chętnych do podłączenia się do linii energetycznej i korzystania z wybudowanego społecznymi siłami ekonomicznymi wielkiego akumulatora energii.

Osoby zainteresowane inwestycją w MEW cechują się niską tolerancją na bariery biurokratyczne i w przypadku kłopotów z podłączeniem się do sieci po prostu rezygnują z tego przedsięwzięcia. Jeżeli taka instalacja jest rzeczywiście zlokalizowana daleko od sieci elektroenergetycznej, to wartość wytworzonego przez nią prądu jest bardzo duża i opłaca się zrealizować niewielką instalację z małą mocą. Jednak w przypadku zasilania budynku znajdującego się przy sieci dużo trudniej o ekonomiczne uzasadnienie. W opinii dr. Ząbra nie ma żadnej elektrowni, dla której okres zwrotu ekonomicznego inwestycji byłby w tym wariancie krótszy niż 30 lat, czyli powyżej granicy okresu żywotności elektrowni.

Dlatego też budowa małych i dużych elektrowni różni się strukturalnie. W przypadku tych drugich sprawa jest dosyć prosta: najczęściej jest budowanych kilka elektrowni (farma wiatrowa), przyłączane są do sieci, ich lokalizacja to najczęściej teren nie będący własnością inwestora z dala od zabudowań, a ich celem jest sprzedaż energii do sieci.

Jednym z rozwiązań alternatywnych wobec problemów z dostępem do sieci może być podłączenie elektrowni do ogrzewania. Już 12 kW elektrownia o średnicy wirnika około 10 m jest w stanie zbilansować zapotrzebowanie na energię cieplną budynku o powierzchni 180 m^2, zbudowanego zgodnie ze współczesnymi technologiami. Takie rozwiązanie od strony technicznej nabiera sensu, ale jeśli chodzi o okres zwrotu nakładów, to aktualnie zrealizowanie takiego systemu jest na granicy opłacalności. Okres zwrotu nakładów jest w pobliżu żywotności elektrowni, tj. 25 lat. Oczywiście to się może zmienić w momencie kiedy rzeczywiście powstanie rynek i rozpocznie się seryjna produkcja.

Zdaniem dr. Ząbra podstawowym rozwiązaniem, które spowodowałoby znaczący wzrost wolumenu zainstalowanej mocy jest umożliwienie prostego przyłączania MEW do sieci. Zmorą małej energetyki są koszty akumulacji w sieci. A dodatkowe problemy powstają, gdy inwestor chce zintegrować pracę wiatraka np. z kolektorem słonecznym, agregatem biogazowym, czy turbiną wodną. Jednak praca MEW w systemie hybrydowym na sieć elektroenergetyczną powinna być opłacalna. A rozwiązaniem jest zasada net-meteringu, umożliwiająca rozliczenia netto konsumenta-prosumenta z dostawcą energii. Do tego taka usługa mogłaby być przewidziana w taryfikatorze lokalnej spółki dystrybucyjnej. Dr Ząber twierdzi, że najprostszym rozwiązaniem umożliwiającym podłączenie elektrowni do sieci, jest ustanowienie w taryfikatorze pozycji pn. „kompensacja energii" i potraktowanie całego działania jako usługę przechowania. W związku z tym powinna być określona cena kW na miesiąc: jeśli ktoś będzie przechowywał w sieci 1 kW i go nie odbierze, to zapłaci za to określoną kwotę. Dzięki takiemu rozwiązaniu właściciel MEW nie musiałby prowadzić działalności gospodarczej, gdyż byłby nadal klientem zakładu energetycznego. Inny aspekt takiego rozwiązania wiąże się z tym, że zakład energetyczny mógłby być poważnym jego beneficjentem. Taryfa na tę energię mogłaby być tak skonstruowana, że świadectwo pochodzenia byłoby zaliczane dla zakładu energetycznego. To by oznaczało, że każda kWh wyprodukowana i wpompowana do sieci wiązałaby się z opłatą 26 groszy na rzecz zakładu energetycznego - w związku z tym otrzymywałby on większe pieniądze niż mikroproducent. A większość inwestorów MEW nie chce budować własnych systemów akumulacji i chce skorzystać z zakładu energetycznego. Jednocześnie odpłatność usługi kompensacji energii powinna być podstawą do prawnego zobowiązania zakładów energetycznych do podłączenia każdej małej elektrowni wiatrowej do istniejącej sieci. - *Jeśli istnieje sieć, to każdy powinien móc się do niej podłączyć i w ogóle o to nie prosić zakładu* - twierdzi dr Ząber. Taki system funkcjonuje już w Hiszpanii (dla mocy do 10 kW) - uprawniony elektryk po prostu podłącza elektrownię do sieci, podaje numer swoich uprawnień i wysyła do zakładu energetycznego informację, że w określonej lokalizacji zostało podłączone 10 kW. Podstawą w takim działaniu jest logika biznesowa.

Fot. NE

Silna determinacja przy słabym wietrze

W obecnej chwili opłacalność ekonomiczna inwestycji w małe elektrownie zależy od kosztu turbiny, sposobu jej użytkowania i przede wszystkim od jej wydajności. Na ten ostatni czynnik najbardziej wrażliwe są modele ekonomiczne. Koszty turbin wiatrowych w Polsce wahają się od 5000 do 12000 zł za kW mocy nominalnej. Szeroki jest u nas segment tańszych turbin o mocy poniżej 1 kW, gdzie najpopularniejsze są produkcje azjatyckie, często o wartości poniżej 2000 zł.

Jedną z przyczyn zainteresowania małymi elektrowniami wiatrowymi jest determinacja niektórych osób, aby odłączyć się od sieci elektroenergetycznej i produkować energię we własnym zakresie. Przeciętne miesięczne wydatki gospodarstw domowych na użytkowanie mieszkania i nośniki energii w Polsce na 1 osobę wzrosły od 2000 do 2009 r. prawie dwukrotnie, od poziomu 100 zł do około 190 zł. Od 2004 r. do 2009 r. wzrosły zarówno ceny energii elektrycznej, jak i ciepłej wody o ponad 30%. Bez wątpienia ma to wpływ na wzrost zainteresowania alternatywnymi metodami pozyskiwania energii.

Inny czynnik, który może mieć wpływ na zainteresowanie MEW to zużycie energii na wsi, łącznie ze zużyciem na produkcję rolną. Odnotowany został wzrost od poziomu około 9,5 TWh/rok w 2002 r. do niespełna 13 TWh/rok w 2009 r. To zużycie systematycznie rośnie zwłaszcza przez ostatnie 3 lata, przy czym w niektórych województwach, takich jak np. dolnośląskie - wskaźnik wzrostu jest jeszcze szybszy niż średnio w całym kraju. Biorąc pod uwagę fakt kiepskiej elektryfikacji obszarów wiejskich oraz niejednokrotnie słabej dostępności do sieci, chęć zaopatrywania się w energię z innych źródeł przez właścicieli wiejskich gospodarstw wydaje się logiczna.

Te siły sprawcze mogą nakręcić rynek małej energetyki wiatrowej, spowodować, że jeśli zastąpimy stale drożejącą energię z sieci energią wyprodukowaną we własnej instalacji, to cały ten sektor stanie się opłacalny nawet bez wsparcia państwa.

Mapa średnich rocznych prędkości wiatru na wysokości 50 m wskazuje, że większość obszarów Polski wykazuje się prędkością wiatru poniżej 6 m/s. Sporą część Polski stanowią obszary, które jeszcze niedawno byłyby eufemistycznie określone jako te o ograniczonej przydatności dla celów energetyki wiatrowej (również dużej). Dopiero rozwój technologii przeznaczonej dla niskich prędkości wiatru spowodował, że te tereny mogą być obecnie również wykorzystywane i budowanie tam turbin wiatrowych stało się opłacalne.

Instalacje MEW przeważnie są realizowane na mniejszych wysokościach. Tu oszacowanie ich produktywności jest znacznie trudniejsze niż w przypadku dużych elektrowni, ponieważ pracują one pod bardzo dużym wpływem bezpośredniego otoczenia. Są praktycznie w całości realizowane w warstwie przyziemnej, charakteryzującej się największą turbulencją. W związku z tym decydujące znaczenie dla uzyskania optymalnej produktywności ma najczęściej mikrolokalizacja, która wiąże się m.in. z odsunięciem elektrowni wiatrowej od przeszkód, czy zwiększeniem wysokości wieży (m.in. dzięki wykorzystaniu naturalnego ukształtowania terenu).

Dokładne określenie wpływu wszystkich czynników otoczenia i oszacowanie efektywności małej elektrowni wiatrowej jest olbrzymim wyzwaniem. Dla dużej farmy taka ocena kosztuje średnio od kilkudziesięciu do kilkuset tysięcy złotych, dlatego techniki stosowane do tych analiz są kompletnie nieprzydatne w przypadku MEW. Na dodatek trudności pogłębia fakt, że nie istnieje w Polsce atlas wiatrowy o odpowiedniej dokładności dla wysokości poniżej 50 m, czyli nadających się dla właścicieli MEW.

Gdzie stawiać elektrownie?

Instytut Energetyki Odnawialnej dokonał próby wyodrębnienia i sklasyfikowania pięciu typów lokalizacji małych elektrowni wiatrowych w Polsce. - *Jednoznacznie należy stwierdzić fakt, że Polska jest krajem o niskich prędkościach wiatru* - mamy bardzo słabe warunki wiatrowe - uważa Małgorzata Michałowska z IEO.

Klasa 0 to lokalizacja w obrębie małych miast lub obszarów o gęstej

zabudowie jednorodzinnej, a także tereny zalesione lub takie, które są przesłonięte od strony zachodniej (w Polsce większość wiatrów wieje z zachodu). W takim otoczeniu, na wysokości 15 m przez 70% czasu w roku prędkości wiatru są niższe niż 3 m/s, a więc znajdują się poniżej prędkości startowej większości modeli turbin dostępnych na rynku. Tylko przez 2-3% czasu w roku w takich miejscach prędkości wiatru przekraczają 6 m/s. Wobec tego zainstalowane w tym miejscu MEW bardzo rzadko pracowałyby z mocą nominalną.

Klasa 1, zlokalizowana w większości obszarów Polski centralnej, w miejscach o zabudowie wiejskiej i siedliskowej, z grupami drzew, jest najbardziej typowa dla polskich warunków na terenach wiejskich. Średnia roczna prędkość wiatru wynosi tu około 3-3,5 m/s na wysokości 15 m. Bardzo powszechne są także przeszkody terenowe i produktywność elektrowni może znacząco się różnić przy małych przesunięciach jej położenia. Decydująca jest rola mikrolokalizacji, ponieważ różnice w produktywności mogą się wynosić nawet kilkadziesiąt procent.

Klasa 2 to tereny z reguły otwarte, lekko wyniesione ponad otoczenie, bez bardziej znaczących przeszkód o wysokości porównywalnej z elektrownią. Te tereny charakteryzują się niewielkimi średnimi prędkościami wiatru, jednak z reguły przekraczającymi prędkości startowe. Ponadto taki obszar wykazuje się zazwyczaj niewielkim poziomem turbulencji i stosunkowo dużą swobodą lokalizacji.

Klasa 3 jest dosyć rzadka i jest podobna do klasy drugiej, z tą różnicą, że jest zlokalizowana w takich obszarach Polski, które ze względów klimatycznych charakteryzują się wyższymi prędkościami wiatru, których roczny średni poziom przekracza 4 m/s. Jest to głównie teren Polski północno-wschodniej (Suwalszczyzna), wybrzeże Bałtyku, Polska południowa (obszary wzgórz i przedgórzy). Dodatkowo występują tu przyspieszenia prędkości wiatru powodowane przez warunki lokalne. W takich okolicznościach trzeba dobrze przemyśleć lokalizację elektrowni wiatrowych i trzeba bardzo uważać, aby nie ustawić jej w cyrkulacjach lokalnych, np. u podnóża góry, kiedy na jej funkcjonowanie mogą mieć wpływ zjawiska związane z przechodzeniem wiatru w takim układzie terenowym.

Klasa 4 to najlepsze miejsca w poprzedniej klasie: szczyty wzgórz albo obszary wybrzeża morskiego bez żadnych przeszkód terenowych.

Praca elektrowni wiatrowej w najczęściej występującej w Polsce lokalizacji klasy 2 podlega bardzo silnym wahaniom. W sezonie letnim (od czerwca do sierpnia) na wysokości 15 m większość prędkości chwilowych wiatru mieści się poniżej prędkości startowych elektrowni wiatrowej. Prędkości powyżej 7 m/s - co w zależności od rodzaju elektrowni wiąże się z produktywnością na poziomie 20-30% mocy nominalnej - latem pojawiają się na takiej wysokości sporadycznie. Trochę lepsza sytuacja jest zimą, kiedy elektrownia częściej pracuje, jednak w dalszym ciągu przez mniej więcej około połowy czasu pozostaje bezczynna ze względu na nieprzekroczenie prędkości startowej.

W lokalizacjach klasy 4 latem prędkości są wyższe niż w klasie 2, ale dalej z reguły odpowiadają mniej niż 30% mocy nominalnej. Zimą jest nieco lepiej, ale pojawia się inny problem: w tym okresie najczęściej pojawiają się epizody bardzo silnych wiatrów, które dla małej elektrowni mogą stwarzać pewne niebezpieczeństwa, m.in. uszkodzenia konstrukcji.

IEO przeanalizował dla tych poszczególnych klas dane producentów 27 elektrowni wiatrowych, polecanych w opublikowanym przez amerykańskie czasopismo branżowe przewodniku dla potencjalnych inwestorów energetyki wiatrowej, gdzie zaprezentowano turbiny o mocach od 1 kW do 100 kW. Na podstawie danych producenckich tych elektrowni wiatrowych udało się wykazać, jakich produktywności w MWh należałoby oczekiwać w poszczególnych klasach lokalizacyjnych w Polsce. Podstawowy wniosek jest taki, że występują ogromne rozbieżności między minimalną i maksymalną produktywnością w zależności od typu turbiny. Dotyczą one właściwie wszystkich klas, a najmniej klasy najwyższych prędkości wiatru. Największe rozbieżności są dla klas od 1 do 3.

Krajowy Plan Działania zakłada, że MEW będą pracowały najpierw przez 600 h rocznie, a później ich produktywność zwiększy się do 800 h rocznej pracy z mocą nominalną. Niestety uzyskanie tego typu wartości w Polsce jest niezwykle trudne: wymaga zarówno wyboru odpowiedniego typu turbiny do małych prędkości wiatru, jak i bardzo szczegółowego i przemyślanego wyboru lokalizacji dla niej. Zwłaszcza w klasach 0. Podstawowym kryterium wyboru urządzenia powinna być produktywność jaką możemy uzyskać w wybranej lokalizacji, a nie oczekiwana przez nas moc. Dla efektywnego stosowania MEW w Polsce bardzo ważne jest rozwijanie technologii turbin przeznaczanych do pracy w warunkach niskiej wietrzności, od 3 do 5 m/s. O ostatecznej atrakcyjności inwestycji w MEW będą decydować także ceny energii dla odbiorców końcowych i - jeśli będą one rosnąć tak jak dotychczas - to można prognozować, że inwestycje te będą coraz bardziej atrakcyjne.

Nad Atlantykiem wieje już od dawna

W Stanach Zjednoczonych pierwsze małe elektrownie wiatrowe były produkowane i instalowane już w latach 70. Kluczowy czynnik rozwoju pojawił się pod koniec lat 70., gdy prawo umożliwiło przyłączenie małych elektrowni do sieci. Wówczas było tam zainstalowanych ponad 1 mln wiatraków. Później, gdy technologia obniżyła koszty, rozwój zwiększył dynamikę. Większość wzrostu branży w USA odbywała się w ciągu ostatnich 5-7 lat.

Napędzany jest on głównie przez zainteresowanie odbiorców indywidualnych. Trzeba mieć świadomość, że w USA liczba gospodarstw znajdujących się poza siecią jest tak duża, że jest to rynek pozwalający na utrzymanie się co najmniej kilkunastu producentów. Ok. 30 mln domów w USA może korzystać z MEW, dlatego tamtejszy rynek jest po prostu opłacalny.

Większość światowych producentów (80%) małych elektrowni wiatrowych ma siedzibę w Stanach. Drugim co do wielkości udziału w globalnym rynku producentów krajem jest Wielka Brytania, a później gospodarki azjatyckie (z dominującą rolą Chin, rzecz jasna). Ponad połowa światowych rynków jest zajęta przez produkty amerykańskie, a rynek globalny nieustannie wykazuje duży potencjał wzrostowy.

Główne instrumenty, które stosował amerykański rząd by zachęcić do inwestycji w tę gałąź energetyki, to - oprócz możliwości przyłączania do sieci - wsparcie w formie grantów dla źródeł OZE, system rabatów zmniejszający koszty certyfikowanych instalacji, czy Feed-in tariff dla mikroproducentów. W celu uzyskania wsparcia oprócz wymogu posiadania certyfikatów przypisanych do konkretnych technologii, również niezbędne jest posiadanie takich zaświadczeń jakościowych przez firmy instalacyjne. Dzięki temu ryzyko wad technicznych jest znacznie zminimalizowane, a koszty eksploatacji urządzeń mniejsze. Ponadto system ten pozwala eliminować dwa podstawowe zagrożenia: tj. produkty, których wytwórcy obiecują nieosiągalne możliwości uzysku energii oraz nieprawidłową instalację urządzeń. Uproszczenia prawne sprawiły, że włączenie małej elektrowni do sieci jest niemalże tak proste, jak podłączenie urządzenia elektronicznego do kontaktu w domu.

Amerykanie wychodzą z założenia, że przyłączone do sieci źródła rozproszone zwiększają jej niezawodność, dają dodatkowe usługi takie jak np. moc bierna, pozwalają na rzeczywistą dywersyfikację źródeł energii przez odbiorców i zwiększają możliwości wyboru, a także tworzą nowe miejsca pracy.

Tradycje branży MEW w Wielkiej Brytanii sięgają już ponad 30 lat. Funkcjonuje tam ponad 20 producentów, głównie mikro i małych firm. Królestwo ma możliwości i zasoby, których inne kraje mogą pozazdrościć: najlepsze zasoby wiatru w Europie, świadomi i zamożni konsumenci, którzy mają możliwości by rozwijać sektor MEW, sprawnie funkcjonujący system Feed -in tariff, w którym cena zależy od rodzaju instalacji, a taryfa rośnie wraz z inflacją. Ponadto wytwórcy indywidualni mogą sprzedawać energię również na wolnym rynku, co zachęca konsumentów do instalowania efektywnych produktów. Jak - organizacji zrzeszającej firmy i instytucje zainteresowane tematyką energii wiatrowej i morskiej. - *Podstawowe założenie do stworzenia tego systemu było takie, że standardów można wymagać, jeśli daje się system wsparcia, a przy systemie dobrych taryf można rezygnować z grantów* - twierdzi Indre Vaizgelaite z RenewableUK. Funkcjonuje tam podobny jak w USA system certyfikacji.

Wielkość zainstalowanej mocy powoduje, że Wielka Brytania jest największym rynkiem elektrowni wiatrowych w Europie. W ciągu ostatnich kilku lat rynek pod tym względem znacząco rósł, ale jednocześnie spadała liczba elektrowni, dlatego, że instaluje się coraz bardziej wydajne urządzenia. W Szkocji natomiast w 2010 r. zanotowano wzrost wartości branży o 181% w stosunku do 2009 r. A wzrost do 2020 r. szacowany jest na poziomie ponad 1 mld dolarów. Główni klienci tamtejszych producentów i instalatorów małych elektrowni to farmerzy, właściciele domów na wsiach i przedsiębiorcy wiejscy. Mimo wszystko główną barierą w planowaniu rozwoju MEW w Wielkiej Brytanii jest najczęściej bardzo niski poziom wiedzy przedstawicieli lokalnych władz w zakresie energetyki wiatrowej i brak wytycznych w tym zakresie dla osób odpowiedzialnych za lokalne plany zagospodarowania.

Wnioski

Rozwojowi polskiej energetyki rozproszonej nie sprzyjają dobre wiatry. I o ile w większości jej gałęzi są to liczne bariery prawne i finansowe, o tyle w przypadku małych elektrowni wiatrowych słaby wiatr jest największą przeszkodą. Mogą sobie z nim poradzić jedynie specjalistyczne technologie, których rozwój jest jednak uzależniony od szeregu czynników ekonomicznych, prawnych i społecznych. Przede wszystkim, co można stwierdzić m.in. na podstawie brytyjskich i amerykańskich doświadczeń, najważniejsze jest mądre wspieranie samych konsumentów energii (potencjalnych prosumentów) i oparcie rozwoju tej branży na ich potencjale.

Do tego niezbędne jest uproszczenie procedury uzyskiwania pozwolenia na budowę, a w szczególności wydawania warunków zabudowy w gminach nie posiadających miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego oraz w gminach, gdzie plan takich instalacji nie przewiduje. Jest to tylko przeszkoda formalna, ale ona często wydłuża cały proces w czasie średnio o 1 rok. Inwestorzy w tym obszarze są najczęściej niecierpliwymi ludźmi, którzy szybko mogą stwierdzić, że bez tego rodzaju kłopotów też mogą żyć. Ponadto niezbędne jest stworzenie warunków prawno-ekonomicznych umożliwiających przyłączanie zarówno indywidualnych, jak i hybrydowych instalacji do sieci elektroenergetycznej. Kolejną ważną potrzebą jest utworzenie jednostki certyfikującej urządzenia małej energetyki wiatrowej, by wyeliminować z rynku oferty nie odzwierciedlające rzeczywistych parametrów oferowanych urządzeń. To wszystko nie spowoduje, że w Polsce wiatr będzie wiał szybciej, ale będzie to pewnego rodzaju smar pozwalający na szybsze obroty wirników przy wiatrach niskich prędkości. □

Paweł Bogusławski, naczelnik Wydziału ds. Analiz i Gospodarki Ciepłowniczej
w Departamencie Przedsiębiorstw Energetycznych, Urząd Regulacji Energetyki

BENCHMARKING
w polskiej regulacji ciepłownictwa *in statu nascendi*

System wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w kogeneracji (wcześniej wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła), funkcjonuje od 2000 r. Został wprowadzony na podstawie art. 9 ust. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625) i wydanego na jego podstawie rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 15 grudnia 2000 r. w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a także ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz zakresu tego obowiązku (Dz. U. z 2006 r. Nr 122, poz. 1336).

Formy wsparcia kogeneracji w zarysie historycznym

Także rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 12 października 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie ciepłem (Dz. U. z 2000 r. Nr 96, poz. 1053) oraz późniejsze rozporządzenia taryfowe dla ciepła, poprzez § 13, powodowały promowanie kogeneracji, umożliwiając uzupełnienie przychodami ze sprzedaży ciepła planowanych przychodów ogółem, nawet gdyby w części dotyczącej energii elektrycznej przychody uzyskane z jej sprzedaży były zbyt niskie do zbilansowania z poniesionymi kosztami działalności przedsiębiorstwa energetycznego.

Kolejny krok to ukłon w kierunku liberalizacji rynku energii elektrycznej, ale także paternalizmu w odniesieniu do źródeł pracujących w kogeneracji. Komunikatem z dnia 28 czerwca 2001 r., Prezes URE zwolnił z dniem 1 lipca 2001 r. przedsiębiorstwa posiadające koncesję na wytwarzanie lub obrót energią elektryczną z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej, ale z wyłączeniem przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających energię elektryczną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła - w odniesieniu do energii objętej obowiązkiem zakupu zgodnie z ww. rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 15 grudnia 2000 r. W efekcie końcowym, energia elektryczna podlegająca obowiązkowi zakupu została zwolniona z obowiązku taryfowania z dniem 1 stycznia 2005 r. Istotnym jest, iż energia elektryczna w zatwierdzanych taryfach dla źródeł pracujących w skojarzeniu uzyskiwała (o 10÷15%) wyższe ceny, niż energia elektryczna na rynku konkurencyjnym. Jednocześnie, co warte podkreślenia, przy kalkulacji taryf ciepłowniczych pod uwagę była brana właśnie ta wyższa cena, co powodowało zmniejszenie przychodów po stronie sprzedaży ciepła, a więc oddziaływało pozytywnie na interesy odbiorców ciepła.

Formuła wsparcia poprzez nałożony obowiązek zakupu energii elektrycznej wytworzonej w kogeneracji została zmieniona w 2007 r. Realizacja wsparcia została uregulowana poprzez ustawę z dnia 12 stycznia 2007 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne, ustawy - Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności (Dz. U. z 2007 r. Nr 21 poz. 124). W wydanym na podstawie tej ustawy rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 26 września 2007 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia tych świadectw, uiszczania opłaty zastępczej i obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2007 r. Nr 175, poz. 1314), została uregulowana kwestia uwzględnienia kosztów uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji (albo uiszczenia opłaty zastępczej) w taryfach przedsiębiorstw zobowiązanych do zakupu tych świadectw.

Kwestie kalkulacji taryf dla ciepła, oprócz przepisów ustawy - Prawo energetyczne, regulowane były poprzez rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 9 października 2006 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (Dz. U. z 2006 r. Nr 193, poz. 1423). W rozporządzeniu określony został sposób, w jaki należy wyznaczyć planowany uzasadniony przychód ze sprzedaży ciepła, stanowiący podstawę kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla przedsiębiorstw energetycznych, które wytwarzają ciepło użytkowe oraz energię elektryczną w skojarzeniu, z ogólną roczną sprawnością na poziomie co najmniej 70%. Co istotne, do obecnego systemu wsparcia nie kwalifikują się podmioty, które nie mają odpowiednich oszczędności paliwa pierwotnego. Tylko te podmioty, które oszczędzają paliwo pierwotne w określonym wymiarze, uzyskują świadectwa pochodzenia z kogeneracji. Ponadto, sprawność przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną lub mechaniczną i ciepło użytkowe, kwalifikującą do uzyskiwania świadectw pochodzenia z kogeneracji za całość produkcji, to - w zależności od technologii - 75 lub 80% całości rocznej produkcji. Zatem obecnie zupełnie inaczej wygląda system wsparcia niż miało to miejsce do połowy 2007 r. Nie wszystkie podmioty wytwarzające energię elektryczną i ciepło w skojarzeniu korzystają ze wsparcia, co z uwagi na konieczność równoprawnego traktowania podmiotów - nie mogło pozostawać bez wpływu na kształtowanie taryf dla ciepła.

Przepis określony w § 13 ust. 1 ww. rozporządzenia (z 2006 r.), nakazywał wyliczać planowany przychód ze sprzedaży ciepła dla pierwszego roku stosowania taryfy ze źródeł posiadających co najmniej 70% rocznej sprawności, jako różnicę między łącznymi planowanymi uzasadnionymi przychodami z wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przetwarzania oraz magazynowania ciepła oraz wytwarzania energii elektrycznej w danym źródle (suma kosztów uzasadnionych i uzasadnionego zwrotu z kapitału zaangażowanego w działalność), a planowanym przychodem ze sprzedaży energii elektrycznej. Natomiast dla źródeł uzyskujących sprawność poniżej 70%, przychód należało obliczać sumując planowane koszty operacyjne, dotyczące urządzeń i instalacji służących do wytwarzania ciepła sprzedawanego odbiorcom oraz kwotę wynikającą z planowanego obniżenia produkcji energii elektrycznej dla pierwszego roku stosowania taryfy, spowodowanego poborem pary z turbin przez urządzenia i instalacje służące do wytwarzania ciepła sprzedawanego odbiorcom.

Dokonując wdrożenia dyrektywy 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytko-

we na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniającej dyrektywę 92/42/EWGZ (Dz. Urz. UE L 52 z 21.02.2004, str. 50; Dz. Urz. UE Polskie wydanie specjalne, rozdz. 12, t. 3, str. 3), z dniem 1 lipca 2007 r., weszły w życie zmienione ustawą z dnia 12 stycznia 2007 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne, ustawy - Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności, przepisy art. 9a ust. 8-8d, art. 9c ust. 6 i 7 oraz art. 56 ust. 2a pkt. 3 ustawy - Prawo energetyczne. Oznacza to, iż z dniem 1 lipca 2007 r. formalnie wprowadzono nowy system wsparcia energii elektrycznej wytwarzanej w kogeneracji, poprzez ustanowienie w ustawie - Prawo energetyczne instrumentu wsparcia, jakim jest świadectwo pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w kogeneracji i wynikające z niego prawo majątkowe. Przychody z określonego wolumenu produkcji energii elektrycznej w źródle kogeneracyjnym zostały rozbite na dwa strumienie wynikające:

- z ceny energii elektrycznej sprzedawanej na rynku konkurencyjnym,
- z przychodu wynikającego ze sprzedaży praw majątkowych po umorzeniu świadectw pochodzenia z kogeneracji.

Przy tym, nadal (tak jak przy obowiązku zakupu) mamy do czynienia z wyższą ceną za 1 MWh energii elektrycznej, na którą składają się dwa, powyżej wskazane strumienie finansowe. Okoliczność ta nie pozostawała bez wpływu na zagadnienie, jakim był sposób kalkulacji taryf dla ciepła przez przedsiębiorców wytwarzających ciepło i energię elektryczną w kogeneracji. Taki sposób rozdzielenia przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej budził kontrowersje przy określaniu planowanego przychodu na użytek przygotowania wniosku taryfowego dla ciepła. Problemem była odpowiedź na pytanie: czy strumień finansowy wynikający ze sprzedaży praw majątkowych powinien być włączany do przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej, czy też powinien być pomijany jako dodatkowy, niezależny od wyliczanego przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej bonus?

Przewidziane Prawem energetycznym świadectwa pochodzenia z kogeneracji mają stanowić element systemu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji rozumianej jako wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła, które zapewnia odpowiednią oszczędność energii pierwotnej. Oznacza to, że przychody uzyskane przez wytwórcę takiej energii elektrycznej w wyniku zbycia praw majątkowych wynikających z tych świadectw, są *de facto* przychodem ze sprzedaży energii elektrycznej - nie pojawiłyby się one bowiem, gdyby wytworzona energia elektryczna i ciepło nie były uzyskane w wyniku pracy urządzeń przedsiębiorstwa energetycznego w wysokosprawnej kogeneracji, a ciepło sprzedane do sieci. Co istotne, zgodnie z brzmieniem art. 9l ust. 1 ustawy - Prawo energetyczne, świadectwa pochodzenia z kogeneracji stanowią właśnie potwierdzenie fizycznego wytworzenia energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji. Modyfikacja systemu wsparcia miała na celu ułatwienie realizacji i rozliczenia wypełnienia tego obowiązku. Jest to tym bardziej zasadne, jeśli uwzględnić, że system ten ma charakter wygasający (zgodnie z art. 13 ustawy z dnia 12 stycznia 2007 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne, ustawy - Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności obowiązuje do 31 marca 2013 r., a więc daje możliwość uzyskania świadectwa pochodzenia w okresie wytwarzania do końca 2012 r.), a po tym terminie źródła te mają „radzić sobie" bez wsparcia na rynku konkurencyjnym. Natomiast same założenia systemu, w tym ustalanie opłaty zastępczej na podstawie danych historycznych, wskazują na fakt, że nie został on ustanowiony jako system inwestycyjny, a jedynie ułatwiający w okresie przejściowym funkcjonowanie tego rodzaju źródeł na rynku.

Nowy kierunek taryfowania ciepła w ustawie - Prawo energetyczne[1]

Dokument pn. „Polityka energetyczna Polski do 2030 r.", przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 10 listopada 2009 r., w rozdziale 3.1.2. określa cel wskazujący dążenie do zastąpienia do 2030 r. ciepłowni zasilających scentralizowane systemy ciepłownicze polskich miast źródłami kogeneracyjnymi. Szczegółowym celem w zakresie poprawy efektywności energetycznej jest, między innymi, zapisany w pkt. 2.1. dwukrotny wzrost do 2020 r. produkcji energii elektrycznej wytwarzanej w technologii wysokosprawnej kogeneracji, w porównaniu do produkcji w 2006 r.

Wybrane działania także uszczegółowiają przyjęty kierunek:

- Działanie 1.3. - stymulowanie rozwoju kogeneracji poprzez mechanizmy wsparcia, z uwzględnieniem kogeneracji ze źródeł poniżej 1 MW oraz odpowiednią politykę gmin. Jako sposób realizacji stymulowania rozwoju kogeneracji wskazano przygotowanie i sukcesywne wdrażanie nowych zasad regulacji cen ciepła sieciowego, które zapewnią likwidację skrośnego finansowania produkcji ciepła w skojarzeniu przychodami z produkcji energii elektrycznej i certyfikatów poprzez wprowadzenie metody porównawczej (benchmarking) w zakresie sposobu ustalania cen ciepła.
- Działanie 2.41. - konieczność zmiany mechanizmów regulacji poprzez wprowadzenie metod kształtowania cen ciepła z zastosowaniem cen referencyjnych oraz bodźców do optymalizacji kosztów zaopatrzenia w ciepło. Zalecany sposób realizacji to przygotowanie nowych zasad regulacji cen ciepła sieciowego poprzez wprowadzenie metody porównawczej.
- Działanie 2.42 - preferowanie skojarzonego wytwarzania energii jako technologii zalecanej przy budowie nowych mocy wytwórczych.

1) Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.).

Biorąc pod uwagę wygasający charakter aktualnie funkcjonującego wsparcia kogeneracji, subsydiowanie skrośne pomiędzy przychodami z energii elektrycznej i ciepła przy kształtowaniu taryfy dla ciepła zgodnie z zasadami określonymi w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 9 października 2006 r. oraz w związku z przyjętymi kierunkami i wyznaczonymi działaniami w dokumencie pn. Polityka energetyczna Polski do 2030 r., dokonano zmian w aktach prawnych. Powodem dokonania zmian było nie tylko uwzględnienie dążenia do określonych przez politykę celów. Zmiany te powinny także być wsparciem dla kogeneracji po 31 marca 2013 r., a także zmienić nieaktualne już i trudne do realizowania ze względu na trudności interpretacyjne w odniesieniu do innych przepisów, zasady kształtowania taryf dla ciepła.

Nowe zasady przewidują możliwość uproszczonego sposobu kształtowania taryf dla ciepła wytworzonego w źródłach posiadających jednostki kogeneracji. Uproszczony sposób polega na wyznaczeniu planowanego przychodu ze sprzedaży ciepła w oparciu o cenę referencyjną i planowany wolumen sprzedaży. Cena referencyjna natomiast, wynika z publikowanych przez Prezesa URE średnich cen sprzedaży ciepła wytworzonego w źródłach nie posiadających jednostek kogeneracji oraz wskaźników referencyjnych.

Ustawa o zmianie ustawy - Prawo energetyczne[2], nałożyła na Prezesa URE poprzez zapis art. 23 ust. 2 pkt. 18 lit. c ustawy - Prawo energetyczne, obowiązek zbierania i przetwarzania informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych, w tym obliczanie i ogłaszanie do 31 marca każdego roku, średnich cen sprzedaży ciepła z poprzedniego roku kalendarzowego, wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji, w zależności od rodzaju używanego paliwa pierwotnego:

- opalanych paliwami węglowym,
- opalanych paliwami gazowymi,
- opalanych olejem opałowym,
- stanowiących odnawialne źródła energii.

Prezes URE został także uprawniony na podstawie art. 23 ust. 2 pkt. 3 lit. f ustawy - Prawo energetyczne do ustalania wskaźnika referencyjnego, o którym mowa w art. 47, ust. 2 f ustawy. Przepis ten stanowi, iż planowane przychody ze sprzedaży ciepła przyjmowane do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła dla jednostek kogeneracji, oblicza się przy zastosowaniu wskaźnika referencyjnego ustalanego przez Prezesa URE zgodnie z metodologią określoną w przepisach wydanych na podstawie art. 46 ust. 5 i 6 omawianej ustawy i średnich cen sprzedaży ciepła, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt. 18 lit. c ustawy - Prawo energetyczne.

Z kolei art. 46 ust. 5 ustawy - Prawo energetyczne stanowi, że Minister właściwy do spraw gospodarki, po zasięgnięciu opinii Prezesa URE, określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe zasady kształtowania i kalkulacji taryf dla ciepła oraz szczegółowe zasady rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło, biorąc pod uwagę: politykę energetyczną państwa, zapewnienie pokrycia uzasadnionych kosztów przedsiębiorstw energetycznych, w tym kosztów ich rozwoju, ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i opłat, poprawę efektywności dostarczania i wykorzystywania ciepła, równoprawne traktowanie odbiorców, eliminowanie subsydiowania skrośnego oraz przejrzystość cen i stawek opłat.

Natomiast art. 46 ust. 6 ustawy - Prawo energetyczne określa wymogi, które powinno spełniać rozporządzenie, o którym mowa w ust. 5, a w szczególności:

(...)

3. rodzaje cen i stawek opłat dla każdej koncesjonowanej działalności gospodarczej oraz sposób ich kalkulowania,
4. uproszczony sposób kalkulacji cen i stawek dla ciepła wytwarzanego w jednostkach kogeneracji stosując wskaźnik referencyjny, o którym mowa w art. 47 ust. 2f,
5. sposób ustalania wskaźnika referencyjnego, o którym mowa w pkt. 4,

(...)

Zgodnie z zasadami określonymi przez ustawę - Prawo energetyczne, weszło w życie z dniem 3 listopada 2010 r., nowe rozporządzenie taryfowe dla ciepła[3], które określiło zasady uproszczonego sposobu kalkulacji cen i stawek dla ciepła wytwarzanego w jednostkach kogeneracji z zastosowaniem metody benchmarkingu.

Benchmarking - istotna zmiana w rozporządzeniu taryfowym dla ciepła[4]

Zmiana dotycząca uproszczonego sposobu kształtowania taryf zmieniła diametralnie § 13 rozporządzenia z 2006 r. Ogólna zasada planowania uzasadnionego przychodu ze sprzedaży ciepła sprowadza się do zastosowania wzoru zawartego w § 13 ust. 1 nowego rozporządzenia taryfowego dla ciepła:

$$Pc = Qs \cdot Cc$$

gdzie:

Pc - planowane przychody ze sprzedaży ciepła dla roku stosowania taryfy,

Qs - planowana wielkość ciepła wprowadzonego do sieci ciepłowniczej lub sprzedanego bezpośrednio odbiorcom dla roku stosowania taryfy dla danego źródła ciepła,

2) Ustawa z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2010 r. Nr 21, poz. 104).

3) Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 17 września 2010 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (Dz. U. Nr 194, poz. 1291).

4) W rozdziale II i III wykorzystano materiał z publikacji: Paweł Bogusławski - Uproszczony sposób kalkulacji cen ciepła wytwarzanego w jednostkach kogeneracji - Biuletyn URE Nr 6/2010 oraz Rynek Ciepła 2010 - materiały i studia, KAPRINT, Lublin 2010.

Cc - cena ciepła przyjęta przez przedsiębiorstwo energetyczne dla roku stosowania taryfy, nie wyższa od ceny referencyjnej, o której mowa w ust. 2.

Należy zwrócić uwagę na możliwość daną przedsiębiorstwu energetycznemu kształtującemu taryfę do przyjęcia niższej ceny do wyliczenia przychodu niż cena referencyjna. Tego rodzaju postępowanie będzie uzasadnione ochroną interesów odbiorców i dana możliwość powinna być wykorzystywana zawsze, gdy spełniony jest przy zastosowaniu ceny Cc niższej niż cena referencyjna, warunek pokrycia kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstwa energetycznego, określony w art. 45 ust. 1 pkt. 1 - ustawy Prawo energetyczne. Takie działanie będzie również zachętą do przyłączania się nowych odbiorców do sieci ciepła systemowego, co wpłynie dodatnio na przychód, zysk i rentowność przedsiębiorstwa.

Sposób obliczenia ceny referencyjnej wskazuje wzór § 13 ust. 2 nowego rozporządzenia taryfowego dla ciepła:

$$Cr = Ccsn \cdot Xc$$

gdzie:

Cr - cena referencyjna obliczona dla źródła, o którym mowa w ust. 1, w zależności od rodzaju zużywanego w nim paliwa, o którym mowa w art. 23 ust. 2 pkt. 18 lit. c ustawy,

Ccsn - średnia cena sprzedaży ciepła, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt. 18 lit. c ustawy, wytworzonego w jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji, w których zużywane jest tego samego rodzaju paliwo, jak w danej jednostce Kogeneracji,

Xc - obowiązujący wskaźnik referencyjny, o którym mowa w art. 47 ust. 2f ustawy, ustalany dla poszczególnych rodzajów paliw, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt. 18 lit. c ustawy, według metodologii określonej w ust. 4.

Tab. 1. Ceny ciepła z różnych rodzajów paliw w ciepłowniach i elektrociepłowniach w 2009 r.

Wyszczególnienie	2009			
	C	EC	EC/C	C/EC
	zł/GJ		%	
Paliwo węglowe	33,83	25,00	73,90	135,32
Paliwo gazowe	59,21	29,93	50,55	197,83
Olej opałowy	75,93	20,70	27,26	366,81
OZE	34,90	26,19	75,04	133,26

Tab. 2. Ceny ciepła z różnych rodzajów paliw w ciepłowniach i elektrociepłowniach w 2010 r.

Wyszczególnienie	2010			
	C	EC	EC/C	C/EC
	zł/GJ		%	
Paliwo węglowe	34,52	25,54	73,99	135,16
Paliwo gazowe	60,46	29,90	49,45	202,21
Olej opałowy	70,42	20,86	29,62	337,58
OZE	38,58	27,54	71,38	140,09

Metodologia ustalania wskaźnika referencyjnego w nowym rozporządzeniu taryfowym dla ciepła sprowadza się do zastosowania wzoru z § 13 ust. 4:

$$Xc = \frac{Ccsn + k}{Ccsn}$$

gdzie:

Ccsn - średnia cena sprzedaży ciepła, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt. 18 lit. c ustawy, wytworzonego w jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji, w których zużywane jest tego samego rodzaju paliwo, jak w danej jednostce kogeneracji,

k - przyrost kosztów obciążających jednostkę produkowanego ciepła w źródłach, o których mowa w ust. 1, wynikający z nowych lub zmiany obowiązujących regulacji prawnych w takim zakresie, w jakim koszty te obciążać będą produkcję ciepła w roku ustalania wskaźnika referencyjnego, a nie obciążały jej w roku poprzedzającym, obliczany dla poszczególnych rodzajów paliw, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt. 18 lit. c ustawy.

Przy tak ustalonym algorytmie, jest wyraźna zachęta do inwestycji w źródła wytwarzające energię elektryczną i ciepło w kogeneracji. Pozytywne myślenie skłania do zrobienia założenia, że istniejące źródła będą we właściwy sposób gospodarować zwiększonymi przychodami, przeznaczając je nie tylko na cele konsumpcyjne, ale także na odtworzenie majątku, modernizację, ochronę środowiska i rozwój przedsiębiorstw.

Istotą produkcji skojarzonej jest wykorzystanie energii chemicznej zawartej w paliwie do wytworzenia dwóch produktów - energii elektrycznej (lub mechanicznej) i ciepła. Dzięki temu, suma kosztów jednostkowych tych produktów powinna być mniejsza niż przy wytworzeniu ich w produkcji rozdzielonej. Dotychczasowe analizy

średnich cen wytwarzanego ciepła dowodzą, że w zależności od rodzaju stosowanego paliwa, zróżnicowanie to wacha się w dosyć dużym zakresie. Jednak zawsze, dla badanych lat, średnia cena ciepła wytworzonego w kogeneracji była niższa niż cena wytworzonego ciepła w ciepłowniach nie posiadających jednostek kogeneracji. W tab. 1 i 2 zaprezentowano dane z dwóch ostatnich lat.

Jak widzimy na podstawie porównania średnich cen z ostatnich dwóch lat, historyczne zróżnicowanie średnich cen jest duże, i to zarówno pod względem wytwarzania ciepła w ciepłowni w stosunku do elektrociepłowni, jak pod względem rodzaju paliwa pierwotnego, z którego zostało ciepło wytworzone. Z podanego w nowym rozporządzeniu taryfowym dla ciepła algorytmu wynika, że przy dodatnim elemencie k, wskaźnik referencyjny nie będzie mniejszy niż 1. W związku z tym, można prognozować zrównanie cen ciepła wytwarzanego w źródłach posiadających jednostki kogeneracji z cenami ciepła wytwarzanego w źródłach bez jednostek kogeneracji. W celu ograniczenia dynamiki wzrostu cen ciepła wytwarzanego w źródłach posiadających jednostki kogeneracji, w nowym rozporządzeniu taryfowym dla ciepła wprowadzono ograniczenia wzrostu przychodów przedsiębiorstwa.

Ograniczenie wzrostu przychodów w § 13 ust. 5 rozgraniczono na trzy okresy. W pierwszym okresie czasu, w którym średnie ceny sprzedaży ciepła wytworzonego w jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji zostały ogłoszone przez Prezesa URE po raz pierwszy, przedsiębiorstwa kształtujące taryfy w sposób uproszony mogły zaplanować wzrost przychodów ograniczony do dwóch punktów procentowych powyżej średniorocznego wskaźnika wzrostu cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w roku kalendarzowym bezpośrednio poprzedzającym rok stosowania taryfy. Okres ten minął z końcem pierwszego kwartału br.

Drugim okresem jest pierwszy rok kolejnego okresu rozliczeń emisji CO_2. W związku z inercją danych, dotyczącą ogłaszanych przez Prezesa URE średnich cen ciepła (średnie ceny ciepła obliczane są na podstawie danych *ex post* z roku ubiegłego, co powoduje brak możliwości uwzględnienia w danych opublikowanych w 2013 r., ewentualnego zwiększonego kosztu emisji w 2013 r.), ograniczenie wzrostu przedsiębiorstwa kształtującego taryfę w sposób uproszczony zostało ustalone na dwa punkty procentowe powyżej algorytmu, w którym najistotniejszym elementem jest koszt zakupu uprawnień do emisji dwutlenku węgla przez przedsiębiorstwo energetyczne w odniesieniu do jednostki ciepła wytworzonego w jednostce kogeneracji, wnioskującego o zatwierdzenie taryfy przedsiębiorstwa.

Dla taryf zatwierdzanych w okresie od 31 marca 2011 r. do dnia 31 marca 2013 r. (a więc aktualnie i przez prawie dwa najbliższe lata) oraz po dniu 31 marca 2014 r., ograniczeniem wzrostu będzie wzrost nieprzekraczający dwóch punktów procentowych powyżej przyrostu średnich cen ciepła wytworzonego w jednostkach niebędących jednostkami kogeneracji.

Na skutek wprowadzenia w życie nowego rozporządzenia taryfowego dla ciepła, przewiduje się sytuację, w której zmniejszać się będzie liczba źródeł nie posiadających jednostek kogeneracji, co może zdarzyć się poprzez rewitalizację klasycznych ciepłowni i budowę w ich miejsce źródeł pracujących w kogeneracji. Zachętą dla inwestycji w nowe źródła z jednostkami kogeneracji oraz bodźcem ułatwiającym podjęcie pozytywnej decyzji o konwersji źródeł na elektrociepłownie jest przepis wyłączający ograniczenia wzrostu przychodów. Przepis § 47 nowego rozporządzenia taryfowego dla ciepła stanowi, iż w przypadku oddania do użytku jednostek kogeneracji po dniu wejścia w życie przepisów nowego rozporządzenia taryfowego dla ciepła, umożliwiających kształtowanie cen ciepła w sposób uproszczony, nowopowstałe przedsiębiorstwa mają możliwość stosowania do obliczenia planowanego przychodu w odniesieniu do nowopowstałych jednostek kogeneracji, cenę równą cenie referencyjnej.

Uproszczony sposób taryfowania, to możliwość dana przedsiębiorstwom i wybór tej metody należy do przedsiębiorstwa kształtującego taryfę. Oczywistym jest, że znajdą się w zbiorze przedsiębiorstw takie, które będą miały cenę wyższą niż wynikająca z uproszczonego sposobu kalkulacji z zastosowaniem wskaźnika referencyjnego. Możliwość kształtowania na dotychczasowych zasadach określa § 14 i § 27 nowego rozporządzenia taryfowego dla ciepła. Nie ma już w nowym rozporządzeniu taryfowym dla ciepła określonego progu sprawności i każde przedsiębiorstwo wytwarzające energię elektryczną i ciepło w kogeneracji ma możliwość stosowania zmodyfikowanego wzoru z rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 9 października 2006 r., który był umieszczony w § 13 ust. 1. Modyfikacja polega przede wszystkim na transparentnym określeniu, że przychody uzyskane w związku ze świadectwami pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w kogeneracji zwiększają przychód uzyskany ze sprzedaży energii elektrycznej. Natomiast przychody uzyskane w związku ze świadectwami pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii zwiększają przychód wynikający ze sprzedaży energii eklektycznej jednak tylko do wielkości uzyskanego przychodu z tego tytułu w roku kalendarzowym poprzedzającym pierwszy rok stosowania taryfy.

Do oceny przez przedsiębiorstwo energetyczne została pozostawiona kwestia kalkulacji, co przyniesie większe korzyści: uzyskanie zatwierdzenia przez Prezesa URE cen w taryfie ukształtowanej na bazie kosztów, pomniejszając planowany przychód z tytułu sprzedaży ciepła o wynikający ze świadectw pochodzenia strumień finansowy, czy też skorzystanie z możliwości uproszczonego sposobu kalkulacji cen, mając w ten sposób przychód wynikający ze świadectw pochodzenia jako dodatkowy bonus, nie wpływający na planowany przychód ze sprzedaży ciepła.

Jednak przedsiębiorstwa posiadające źródła z jednostkami kogeneracji, które nie skorzystają z uproszczonego sposobu kształtowania taryfy, będą miały wyznaczoną ścieżkę dojścia do ceny referencyjnej, uwzględniającą projektowaną poprawę efektywności ich funkcjonowania oraz zmianę warunków wykonywania przez te przedsiębiorstwa danego rodzaju działalności gospodarczej.

Prognoza wzrostu cen ciepła przy zastosowaniu uproszczonego sposobu taryfowania

Przepis § 13 ust. 8, nowego rozporządzenia taryfowego dla ciepła stanowi, iż okres stosowania taryfy dla ciepła, w której zastosowano uproszczony sposób kalkulacji cen ciepła od dnia wprowadzenia jej do stosowania, wynosi jeden rok. Zgodnie z tym przepisem, w decyzji Prezesa URE zatwierdzającej przedłożoną przez przedsiębiorstwo energetyczne taryfę, powinien być określony czas obowiązywania taryfy na jeden rok od wprowadzenia jej w życie. W związku z takim określeniem terminu obowiązywania taryfy, przedsiębiorstwo ma obowiązek złożyć wniosek o zatwierdzenie nowej taryfy w terminie umożliwiającym jego rozpatrzenie oraz zatwierdzenie, ogłoszenie i wprowadzenie do stosowania nowej taryfy, zgodnie z przepisem zawartym w art. 47 ustawy - Prawo energetyczne, przed upływem okresu obowiązywania dotychczasowej taryfy. W przeciwnym razie, przedsiębiorstwo energetyczne prowadząc działalność koncesjonowaną od dnia ekspirowania dotychczasowej taryfy do dnia wprowadzenia w życie nowej taryfy, będzie naruszać obowiązek przedstawienia taryfy do zatwierdzenia Prezesowi URE. Wystąpienie tego faktu powinno skutkować wszczęciem postępowania o wymierzenie kary pieniężnej na podstawie przepisu art. 56 ust. 1 pkt.

Tab. 3. Ceny ciepła z różnych rodzajów paliw w ciepłowniach i elektrociepłowniach w 2003 r.

Wyszczególnienie	2003			
	C	EC	EC/C	C/EC
	zł/GJ		%	
Paliwo węglowe	25,76	21,07	81,76	122,30
Paliwo gazowe	36,98	26,03	70,37	142,11
Olej opałowy	44,40	21,28	47,93	208,62
OZE	27,35	20,31	74,27	134,65

Tab. 4. Ceny ciepła z różnych rodzajów paliw w ciepłowniach i elektrociepłowniach w 2004 r.

Wyszczególnienie	2004			
	C	EC	EC/C	C/EC
	zł/GJ		%	
Paliwo węglowe	26,04	21,44	82,32	121,47
Paliwo gazowe	37,43	26,20	70,01	142,84
Olej opałowy	45,66	21,87	47,90	208,78
OZE	28,85	19,96	69,18	144,54

Tab. 5. Ceny ciepła z różnych rodzajów paliw w ciepłowniach i elektrociepłowniach w 2005 r.

Wyszczególnienie	2005			
	C	EC	EC/C	C/EC
	zł/GJ		%	
Paliwo węglowe	26,06	21,37	82,00	121,96
Paliwo gazowe	38,65	25,93	67,09	149,06
Olej opałowy	51,32	22,37	43,59	229,43
OZE	26,77	19,69	73,56	135,95

Tab. 6. Ceny ciepła z różnych rodzajów paliw w ciepłowniach i elektrociepłowniach w 2006 r.

Wyszczególnienie	2006			
	C	EC	EC/C	C/EC
	zł/GJ		%	
Paliwo węglowe	26,93	21,92	81,40	122,85
Paliwo gazowe	41,97	27,98	66,67	150,00
Olej opałowy	54,33	21,79	40,10	249,35
OZE	29,43	20,72	70,40	142,04

Tab. 7. Ceny ciepła z różnych rodzajów paliw w ciepłowniach i elektrociepłowniach w 2007 r.

Wyszczególnienie	2007			
	C	EC	EC/C	C/EC
	zł/GJ		%	
Paliwo węglowe	27,83	22,38	80,41	124,36
Paliwo gazowe	47,43	30,26	63,80	156,74
Olej opałowy	63,19	20,24	32,03	312,18
OZE	31,32	20,66	65,95	151,63

Tab. 8. Ceny ciepła z różnych rodzajów paliw w ciepłowniach i elektrociepłowniach w 2008 r.

Wyszczególnienie	2008			
	C	EC	EC/C	C/EC
	zł/GJ		%	
Paliwo węglowe	29,57	23,69	80,12	124,82
Paliwo gazowe	52,27	30,78	58,89	169,82
Olej opałowy	64,66	20,28	31,36	318,84
OZE	32,45	22,39	68,99	144,93

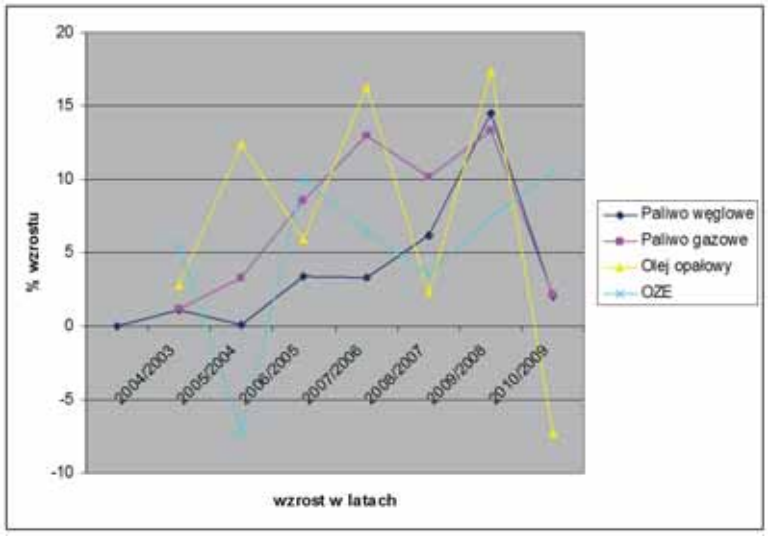
Tab. 9. Zmiany cen ciepła z różnych rodzajów paliw w źródłach bez jednostek kogeneracji

Przyrost cen dotyczy lat	Paliwo węglowe	Paliwo gazowe	Olej opałowy	OZE
	%			
2004/2003	1,1	1,2	2,8	5,5
2005/2004	0,06	3,3	12,4	- 7,2
2006/2005	3,4	8,6	5,9	10,0
2007/2006	3,3	13,0	16,3	6,4
2008/2007	6,2	10,2	2,3	3,6
2009/2008	14,5	13,3	17,4	7,5
2010/2009	2,0	2,1	- 7,3	10,5
MEDIANA	3,3	8,6	5,9	6,4

5 ustawy - Prawo energetyczne, gdyż przesłanka zawarta w tym przepisie zachodzi wtedy, gdy przedsiębiorstwo energetyczne, mimo braku zatwierdzenia nowej taryfy, prowadzi działalność gospodarczą podlegającą obowiązkowi taryfowemu. Należy zakładać, że każda taryfa dla ciepła kształtowana w sposób uproszczony, będzie składana raz w roku.

Dane zawarte w tab. 1 i 2 zostały przygotowane po zmodyfikowaniu formularza sprawozdawczego, na podstawie którego dokonywane jest badanie przedsiębiorstw ciepłowniczych oraz po zmianach dokonanych w funkcjonowaniu narzędzia informatycznego, z powodu wejścia w życie ustawy z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw. Natomiast na podstawie posiadanej bazy danych, opracowano także, na potrzeby niniejszego artykułu, prezentacje średnich cen ciepła wytworzonych w źródłach nie posiadających jednostek kogeneracji w latach poprzednich. Należy zwrócić uwagę na fakt, że z powodu braku odpowiednich rubryk w formularzu sprawozdawczym i braku specjalnych możliwości narzędzia informatycznego przed 2010 r. (zbiór danych dotyczących 2009 r.), dane zawarte w tab. 3-8, mogą zawierać przybliżenia wynikające z tych braków.

Bazując na danych z tab. 3-8, uzyskano porównanie wzrostów cen ciepła wytworzonych poza kogeneracją, w czterech grupach paliw. Okazuje się, że nie można wyznaczyć jednego trendu wzrostu średnich cen dla wszystkich paliw. Wpływ na wzrosty cen wytwarzanego z danego paliwa ciepła, mogą mieć czynniki zewnętrzne, które w mniejszym stopniu lub w ogóle nie obejmują w danym okresie cen innych paliw. Przykładem może być niestabilna sytuacja na rynku węgla kamiennego, co miało miejsce w 2008 r. Zarówno kłopoty transportowe jak i wzrost ceny węgla kamiennego - podstawowego paliwa pierwotne-



Rys. 1. Zmiany cen ciepła wytworzonego w źródłach bez jednostek kogeneracji

Tab. 10. Średnie ceny ciepła wytworzonego z węgla (bez usługi przesyłowej) i ich zmiany

Lata	Węgiel kamienny	Wzrost ceny	Węgiel brunatny	Wzrost ceny
	zł/GJ	%	zł/GJ	%
2002	22,53		16,26	
2003	22,33	- 0,8	16,28	0,1
2004	22,70	1,6	16,59	1,9
2005	22,61	- 0,4	17,07	2,9
2006	23,22	2,7	17,40	1,9
2007	23,81	2,5	17,56	0,9
2008	25,46	6,9	17,93	2,1
2009	28,02	10,0	18,96	5,7
2010	28,70	2,4	19,44	2,5
MEDIANA		2,5		2,1
MEDIANA RAZEM	2,45			

go dla energetyki w Polsce - spowodował m.in. wzrost średnich cen ciepła. Wzrost kosztów węgla kamiennego był oczywiście uwzględniany we wnioskach o zatwierdzenie taryfy przedsiębiorstw wytwarzających ciepło z tego paliwa. Do Prezesa URE wpływały także wnioski przedsiębiorstw o zmianę wprowadzonej do stosowania i obowiązującej taryfy, w związku z nieprzewidzianą, istotną zmianą warunków wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej. Odzwierciedliły to, z pewną inercją, stosowane ceny ciepła w 2009 r.

Należy wskazać, iż w 2009 r. 63% ciepła było wytwarzane w kogeneracji przez 20% badanych przedsiębiorstw, a 75% ciepła w Polsce wytwarzane jest z węgla kamiennego[5]. Te proporcje, z niewielkimi odchyleniami, są zgodne dla lat ubiegłych i utrzymują się nadal. W związku z powyższym, dokonana została prognoza wzrostu cen ciepła wytwarzanego tylko z paliwa węglowego, przy założeniu maksymalnego wykorzystania możliwości wzrostu planowanych przychodów przez przedsiębiorstwa energetyczne, jakie daje nowe rozporządzenie taryfowe dla ciepła.

Dla porównania tendencji wzrostu cen ciepła wytworzonego z paliwa węglowego, przygotowano zestawienie cen i ich wzrostów w poszczególnych latach dla źródeł posiadających jednostki kogeneracji oraz dla źródeł bez takich jednostek razem (tab. 10).

Mediana wzrostów cen ciepła wytworzonego z paliwa węglowego bez usługi przesyłowej (a więc w połączeniu cen u wytwórców zarówno wytwarzających w kogeneracji, jak i bez skojarzenia), jest swoją wartością zbliżona do mediany wzrostów cen ciepła wytworzonego w źródłach nie posiadających jednostek kogeneracji. Przyjęto więc wzrost cen ciepła w źródłach nie posiadających jednostek kogeneracji na poziomie mediany historycznego wzrostu cen ciepła w badanym okresie - 3,3% w skali roku. Pominięto możliwe wzrosty cen ciepła, które być może będą spowodowane dodatkową opłatą za ochronę środowiska, (np. emisje), czy wypłatą odszkodowań związanych z ustanowieniem korytarzy przesyłowych lub innymi przyszłymi ale niepewnymi zdarzeniami. Rekompensatą dla takiego podejścia (pominięcia niektórych elementów, które mogłyby wskazywać na większy niż dotychczasowy wzrost cen ciepła) jest założenie wykorzystania maksymalnej możliwości zwiększenia przychodów we wnioskach o zatwierdzenie taryfy dla ciepła, składanych do zatwierdzenia Prezesowi URE przez przedsiębiorstwa energetyczne stosujące uproszczony sposób kształtowania taryf dla ciepła, zgodnie z możliwością, jaką daje § 13 ust. 5 pkt. 2 nowego rozporządzenia taryfowego dla ciepła, przy powyższym

5) Energetyka cieplna w liczbach - 2009 Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, Warszawa 2010.

(3,3%) założeniu wzrostu średnich cen ciepła wytworzonego w źródłach nie posiadających jednostek kogeneracji:

3,3% + 2% = 5,3%

Przyjęto wskaźnik referencyjny dla paliwa węglowego - 1 const dla wszystkich badanych lat. Z powodu wielu niewiadomych dotyczących okresu od 1 kwietnia 2013 r. do 31 marca 2014 r., w okresie tym, także przyjęto założony powyżej maksymalny wzrost przychodów i niezmienny wskaźnik referencyjny oraz wynikający z mediany ustalonej na podstawie historycznych wzrostów średnich cen ciepła wytworzonego w źródłach nie posiadających jednostek kogeneracji. Wydaje się, że możliwość innego wzrostu przychodów przedsiębiorstwa, przy kalkulowaniu taryf w sposób uproszczony w jednym roku, w długim horyzoncie czasu, nie będzie znacząco wpływać na końcowy wynik.

Funkcją celu jest znalezienie okresu, w którym ceny ze źródeł posiadających jednostki kogeneracji, stosujących uproszczony sposób kalkulacji taryf dla ciepła, osiągną poziom cen ciepła wytworzonego w źródłach nie posiadających jednostek kogeneracji. Ceną bazową jest średnia cena ciepła wytworzonego w elektrociepłowniach w 2010 r. - 25,54 zł/GJ. Ceną bazową dla źródeł bez jednostek kogeneracji jest średnia cena ciepła wytworzonego w tych źródłach w 2010 r. - 34,52 zł/GJ. Wzrost średnich cen ciepła w źródłach bez jednostek kogeneracji został przyjęty jako mediana z okresu historycznego - 3,3%.

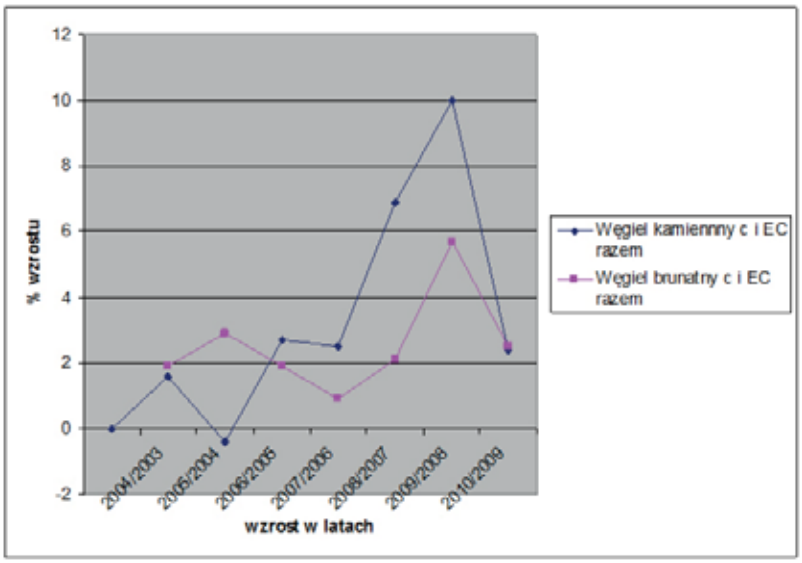
Przy przyjętych danych:

A - cena końcowa, równa dla źródeł z jednostkami kogeneracji i dla źródeł bez kogeneracji,

25,54 - cena bazowa z 2010 r. dla źródeł z jednostkami kogeneracji,

34,52 - cena bazowa z 2010 r. dla źródeł bez jednostek kogeneracji,

x - liczba lat do zrównania cen z obu rodzajów źródeł,



Rys. 2. Zmiany cen ciepła wytworzonego z paliwa węglowego bez usługi przesyłowej

0,053 - roczny wzrost cen ciepła ze źródeł z jednostkami kogeneracji,

0,033 - roczny wzrost cen ciepła ze źródeł bez jednostek kogeneracji,

ułożono następujące równanie:

$$A = 25{,}54\ (1 + 0{,}053)^x = 34{,}52\ (1 + 0{,}033)^x,$$

którego rozwiązaniem jest znalezienie takiego wykładnika potęgi x (logarytm liczby A), przy którym cena z obydwu rodzajów źródeł (podstawa logarytmu) zrówna się.

Rozwiązanie wskazuje, że w piętnastym roku stosowania uproszczonego sposobu taryfowania (2025 r.), cena ciepła ze źródeł posiadających jednostki kogeneracji maksymalnie zbliży się do średniej ceny ciepła ze źródeł bez jednostek kogeneracji, przy cenach:

- 55, 42 zł/GJ ze źródeł z jednostkami kogeneracji,
- 56,18 zł/ GJ ze źródeł bez jednostek kogeneracji,

natomiast w kolejnym, 2026 r., ceny będą mogły się zrównać, przy poziomie ceny ze źródeł nie posiadających jednostek kogeneracji - 58,03 zł/GJ.

Wnioski

Nowe rozporządzenie taryfowe dla ciepła, realizując cele wytyczone przez Politykę energetyczną Polski do 2030 r., zmienia mechanizm regulacji cen ciepła wytworzonego w źródłach posiadających jednostki kogeneracji, wprowadzając metodę kształtowania cen ciepła z zastosowaniem cen referencyjnych. Niewątpliwie jest to bodźcem do optymalizacji kosztów działalności gospodarczej, a także impulsem do inwestycji w nowe jednostki kogeneracji. Ustalanie planowanego przychodu ze sprzedaży ciepła przez przedsiębiorstwa posiadające źródła, w których znajdują się jednostki kogeneracji, w oparciu o średnie ceny ciepła ze źródeł bez takich jednostek i wskaźnik referencyjny, jest odejściem zarówno od formuły kosztowej, która spełniła już swoje zadanie oraz zmianą przepisów obowiązującego prawa, dążącą do zmniejszenia regulacji tam, gdzie nie jest to konieczne. Nowe rozporządzenie taryfowe dla ciepła uelastyczniło proces zatwierdzania taryf dla ciepła ze źródeł z jednostkami kogeneracji, poprzez ograniczenie uznaniowości i uproszczenie procesu taryfowania.

Dotychczasowe metody kształtowania cen ciepła z jednostek kogeneracji spowodowały, że średnie ceny z tych źródeł są znacznie poniżej średnich cen ze źródeł bez jednostek kogeneracji. Mechanizm ograniczenia przychodów do 2 punktów procentowych plus (...) w stosunku do przychodu z poprzedniego roku obowiązywania dotychczasowej taryfy jest ograniczeniem, które zahamuje znaczny, jednorazowy wzrost opłat ponoszonych przez odbiorców poprzez rozłożenie się ścieżki dojścia do zrównania się średnich cen z dwóch rodzajów źródeł w długim horyzoncie czasu. Będzie to chronić odbiorców przed nieuzasadnionymi wzrostami i nadmiernym poziomem cen ciepła. W zawartej w artykule prognozie brak jest ujęcia wskaźnika inflacyjnego i jego wpływu na przychody odbiorców. Ujęcie takiego czynnika także wpłynęłoby na złagodzenie prezentowanych obciążeń odbiorców ciepła.

Z strony wytwórców ciepła, proponowane rozwiązania powinny stymulować inwestorów do aktywności. Nowe przepisy dotyczące uproszczonego sposobu kształtowania taryf ze źródeł posiadających jednostki kogeneracji powinny spowodować zainteresowanie przedsiębiorstw energetycznych działających w zakresie wytwarzania ciepła technologiami wytwarzania w kogeneracji. Korzystna dla środowiska naturalnego może być zarówno budowa nowych źródeł pracujących w kogeneracji, jak i rewitalizacja wyeksploatowanych ciepłowni mająca na celu budowę elektrociepłowni na miejscu dotychczasowego źródła wytwarzającego wyłącznie ciepło. Nowe rozporządzenie taryfowe dla ciepła powinno spowodować wzrost rentowności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem ciepła w źródłach posiadających jednostki kogeneracji, unowocześnienie i podniesienie efektywności źródeł wytwarzających ciepło, poprzez konwersję dotychczasowych źródeł nie pracujących w skojarzeniu na źródła pracujące w kogeneracji, a także zastąpić wsparcie kogeneracji po 31 marca 2013 r. □

Artykuł przedstawia osobiste poglądy autora i nie odzwierciedla stanowiska Urzędu Regulacji Energetyki, ani innych organów administracji rządowej.

reklama

tyco / Thermal Controls

TRAC-LOC®

OGRZEWANE RUROCIĄGI PREIZOLOWANE

Rurociągi preizolowane **TRAC-LOC**, stosuje się jako rurociągi podziemne, transferowe oraz do przesyłu mediów krzepnących w wysokich temperaturach.

Rurociągi, ogrzewane za pomocą elektrycznych systemów grzewczych **Tyco Thermal Controls**, są zabezpieczone przy użyciu najnowocześniejszych technologii i materiałów izolacyjnych.

Rodzaj przewodu grzewczego jest optymalnie dobierany do każdej aplikacji: zaczynając od przewodów samoregulujących, poprzez przewody rezystancyjne kończąc na metodzie prądów naskórkowych.

Tyco Thermal Controls Polska Sp. z o.o.
ul. Cybernetyki 19, 02-677 Warszawa,
Tel. 22 331 29 50, Fax 22 331 29 51
www.tycothermal.pl

Raychem® HEW-THERM® Pyrotenax® DigiTrace® isopad® TraceTek® TRACER®

Jacek Szymczak,
prezes zarządu, Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie

Podatek energetyczny w sektorze ciepłownictwa

Unia Europejska sformułowała dwa akty prawne związane z opodatkowaniem węgla i gazu ziemnego akcyzą. Jest to Dyrektywa Rady 2003/96/WE z dnia 27 października 2003 r. w sprawie restrukturyzacji wspólnotowych przepisów ramowych dotyczących opodatkowania produktów energetycznych i energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 283 z 31 października 2003 r., str. 51 ze zm.), tzw. Dyrektywa energetyczna, określająca podmiotowo co akcyzą będzie objęte. Kolejna Dyrektywa Rady 2008/118/WE z dnia 16 grudnia 2008 r. w sprawie ogólnych zasad dotyczących podatku akcyzowego, uchylająca dyrektywę 92/12/EWG (Dz. Urz. UE L z 2009 Nr 9, str. 12 ze zm., tzw. Dyrektywa horyzontalna, określa metody realizacji tego podatku.

Fot. NE

Zakres opodatkowania

Dyrektywa energetyczna określa zasady opodatkowania akcyzą wyrobów energetycznych, którym jest węgiel kamienny, brunatny oraz gaz, służące do wytwarzania energii. Dyrektywa wskazuje, że harmonizacja podatku akcyzowego na terenie UE ma jedynie charakter ramowy. Dyrektywa nie narzuca konkretnych rozwiązań dla państw unijnych. Dyrektywa energetyczna różnicuje minimalne stawki podatku akcyzowego (załącznik I do Dyrektywy energetycznej, w tabeli C określa minimalne poziomy opodatkowania dla poszczególnych wyrobów). Dla węgla, koksu i gazu, minimalne stawki w przeliczeniu na GJ wynoszą: 0,15 EUR dla zastosowań gospodarczych oraz 0,30 EUR dla zastosowań niegospodarczych. Dyrektywa określa również pewne obligatoryjne zwolnienia od podatku oraz – w ogólnym zarysie – mechanizm jego pobierania, pozostawiając istotny margines swobody krajom członkowskim. Zgodnie z art. 2 Dyrektywy energetycznej, węgiel kamienny, węgiel brunatny, koks oraz gaz ziemny stanowią „wyroby energetyczne" podlegające tej dyrektywie.

Zasady poboru podatku

Art. 7 Dyrektywy horyzontalnej wprowadza natomiast zasady poboru podatku akcyzowego. Obowiązek podatkowy powstaje w momencie dopuszczenia wyrobów akcyzowych do konsumpcji, czyli sprzedaży do ostatecznego odbiorcy na terytorium danego państwa członkowskiego UE.

Wyrażona w Dyrektywie horyzontalnej ogólna zasada ma zastosowanie do wszystkich rodzajów wyrobów akcyzowych (wprowadzenie szczegółowych mechanizmów poboru akcyzy zostało pozostawione państwom członkowskim).

Możliwości wprowadzania zwolnień od akcyzy

Dyrektywa energetyczna (art. 14) wskazuje na bardzo ważne z punktu widzenia każdego państwa członkowskiego możliwości działania. Wprowadza możliwość zwolnień obligatoryjnych od akcyzy dla wyrobów energetycznych zużywanych do produkcji energii elektrycznej. Dyrektywa (art. 15) przewiduje również zwolnienia fakultatywne – dotyczą one zwolnienia od akcyzy dla wyrobów energetycznych zużywanych w celu produkcji energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu.

Art. 17 ust. 1 lit. a) Dyrektywy energetycznej pozwala Państwom członkowskim wprowadzać obniżki akcyzy dla tzw. „zakładów energochłonnych". Zgodnie z art. 17 ust. 1 lit. a) Dyrektywy energetycznej, zakładem energochłonnym jest jednostka gospodarcza, w której koszt nabycia produktów i energii elektrycznej wynosi co najmniej 3% wartości produkcji. Dlatego też przedsiębiorstwa ciepłownicze można zakwalifikować do tej grupy, w rozumieniu Dyrektywy energetycznej.

Uzasadnienie dla zwolnień od akcyzy

Ważną kwestią przy czytaniu aktów prawnych, jakim jest dyrektywa, jest czytanie nie tylko konkretnych zapisów ujętych w głównych paragrafach i punktach, ale również czytanie preambuły. Jest to pewnego rodzaju różnica pomiędzy systemem legislacyjnym naszego kraju, a np. UE. W Polsce nie ma preambuł, u nas funkcjonuje uzasadnienie do ustawy, które jest tylko i wyłącznie wyjaśnieniem i nie ma żadnej mocy prawnej. W przypadku Dyrektywy – preambuła też jest konkretnym rozwiązaniem prawnym. Ustawodawca unijny wyraźnie wskazał, że są możliwe, a nawet konieczne obniżki podatku akcyzowego w określonych przypadkach, np. w przypadku utraty konkurencyjności.

„Niektóre zwolnienia lub obniżki poziomu podatku mogą okazać się konieczne; w szczególności z powodu braku silniejszej harmonizacji na poziomie wspólnotowym, z powodu ryzyka utraty konkurencyjności międzynarodowej lub ze względów społecznych, lub rozważań polityki ochrony środowiska" (punkt 28 preambuły).

Przepisy polskie

Państwo członkowskie może podatkiem akcyzowym próbować w pewnym zakresie niwelować różnice w prowadzeniu biznesu (Ustawa z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym (Dz. U. z 2009 r. Nr 3, poz. 11 ze zm. tzw.: ustawa akcyzowa).

W Polsce węgiel i koks przeznaczone do celów opałowych do dnia 1 stycznia 2012 r. objęte są, na podstawie art. 163 ust. 1 ustawy akcyzowej, bezwarunkowym zwolnieniem z akcyzy. Obecnie stawka jest na poziomie 1,28 zł/GJ. Dyrektywa energetyczna mówi tylko o poziomie minimalnym. Jeżeli nie będzie rozstrzygnięć na poziomie krajowym w 2011 r., to w życie wejdzie to, co jest zapisane w Ustawie akcyzowej. Mogą być jednak również wprowadzone zwolnienia bezwarunkowe lub upusty dla przedsiębiorstw energochłonnych.

Podobnie, zgodnie z art. 163 ust. 2 ustawy akcyzowej, w okresie do dnia 31 października 2013 r. albo do czasu, gdy udział gazu ziemnego w konsumpcji energii na terytorium kraju osiągnie 25% zwolniony od akcyzy jest gaz ziemny, przeznaczony do celów opałowych.

Węgiel, koks i gaz ziemny przeznaczone do celów innych niż opałowe lub napędowe podlegają zerowej stawce akcyzy.

Czy jest to uzasadnione?

Okazuje się, że tak. Biorąc pod uwagę jeden z komunikatów UE na rzecz racjonalizacji zużycia energii, gdzie jest wyraźnie powiedziane, że ciepłownictwo komunalne jest to naj-

bardziej wydajny i efektywny sposób wytwarzania i dostarczania ciepła, więc powinien być promowany. Tym narzędziem w tym konkretnym przypadku może być odpowiednia polityka akcyzowa w stosunku do nośników energetycznych.

„Rozwój ciepłownictwa miejskiego może w istotnym stopniu przyczynić się do skutecznego rozdziału wykorzystywania źródeł energii i ciepła od emisji dwutlenku węgla. Komunalne systemy ciepłownicze jako bardziej efektywne energetycznie niż indywidualne systemy grzewcze mogą przyczynić sie do istotnej poprawy stanu zanieczyszczenia powietrza w miastach. Mając na uwadze, że ciepłownictwo komunalne jest mniej zanieczyszczające i bardziej wydajne pod względem energetycznym, zarówno w procesie generacji, jak i dystrybucji ciepła, za w pełni uzasadnione należy uznać promowanie tej formy wytwarzania ciepła". Komunikat KE „Plan działania na rzecz racjonalizacji zużycia energii: sposoby wykorzystania potencjału".

Preferencje podatkowe, a pomoc publiczna

Należy sobie zadać pytanie czy jakiekolwiek zwolnienia lub preferencje mogą rodzić wątpliwości, czy to nie jest pomoc publiczna? Czy pomoc publiczna jest uzasadniona, czy też nie?

Zgodnie z art. 107 Traktatu o funkcjonowaniu UE, zakazana jest wszelka pomoc przyznawana przez Państwo Członkowskie lub przy użyciu zasobów państwowych w jakiejkolwiek formie, która zakłóca lub grozi zakłóceniem konkurencji poprzez sprzyjanie niektórym przedsiębiorstwom lub produkcji niektórych towarów, jest niezgodna z rynkiem wewnętrznym w zakresie, w jakim wpływa na wymianę handlową między Państwami Członkowskimi.

Oczywistym jest, że ciepło ma charakter lokalny, więc nie jest przedmiotem obrotu wewnątrz wspólnotowego. Nie zachodzi zatem groźba zakłócenia konkurencji. Z punktu widzenia prawnego, wprowadzając upusty, czy też zwolnienia podatkowe, przedsiębiorstwa ciepłownicze nie narażą się więc na zarzut niedozwolonej pomocy publicznej.

Model opodatkowania węgla i gazu

Jak działa sam mechanizm? Pojawia się on wówczas, kiedy następuje sprzedaż samego produktu. Art. 21 ust. 5 Dyrektywy energetycznej, określa mechanizm opodatkowania w oparciu o zezwolenia na wydobycie i obrót tymi wyrobami. Zezwolenia wydawane byłyby podmiotom, które wydobywają węgiel, czy też wytwarzają koks, importują, czy nabywają węgiel i koks z innych państw UE lub sprzedają węgiel, lub koks.

Zapłata akcyzy naliczana byłaby, gdy podmiot posiadający zezwolenie zużyje węgiel. Wówczas akcyza byłaby samo naliczana przez ten podmiot. W takiej sytuacji, podmiot posiadający zezwolenie byłby uznany za odbiorcę końcowego.

Kiedy jednak podmiot posiadający zezwolenie dokona sprzedaży węgla do podmiotu nie posiadającego zezwolenia, wtedy podatnikiem byłby podmiot posiadający zezwolenie, który uwzględniałby akcyzę w cenie sprzedaży.

Propozycje rozwiązań regulacyjnych

Widzimy zrozumienie dla polityki związanej ze zróżnicowanej wysokości akcyzy dla węgla i gazu w zależności od tego, jakie kategorie podmiotów oraz do jakich celów będą te surowce wykorzystywać. Węgiel i gaz zużywane do produkcji ciepła przez przedsiębiorców objętych przez ETS powinny być zwolnione z opodatkowania akcyzą. Mam nadzieję, że Ministerstwo Gospodarki będzie naszym sprzymierzeńcem w trudnych rozmowach z Ministerstwem Finansów. Te przedsiębiorstwa natomiast, które są poza systemem handlu emisjami - podatek o określonej wartości przez nasz Rząd - płacić.

Powinniśmy również założyć metodę opodatkowania lub ściągania podatku akcyzowego. Możliwym rozwiązaniem jest również propozycja, aby takie zezwolenia były przyznawane także przedsiębiorstwom ciepłowniczym. Wówczas mogą one same rejestrować ilość zużywanego paliwa na cele sprzedażowe oraz na inne cele, które podlegałyby opodatkowaniu.

Założeniem generalnym, które będziemy się starali przedstawić Rządowi, jest to, aby wprowadzić zróżnicowanie w zależności od tego, jaki jest charakter prowadzonej działalności. □

Fot. NE

Ewa Gizowska-Milczewska, kierownik Działu GIS, GPEC Sp. z o.o.

GIS w GPEC - System HEATNET

Początki GIS w GPEC sięgają 2000 r., kiedy za pomocą aplikacji ArcInfo i ArcView, tworzyliśmy bazę danych graficznych i opisowych dotyczących infrastruktury ciepłowniczej. Stale rozwijająca się firma wymusza modyfikacje różnych systemów wspomagających prace, więc i nasz GIS musiał ulec zmianie. Na przełomie 2007 i 2008 r. rozpoczęliśmy wdrożenie w GPEC systemu GIS - HEATNET, firmy Winuel (Grupa Sygnity).

Do podstawowego edycyjnego **modułu głównego (EDGiO)**, z którym rozpoczynaliśmy pracę, dochodzić zaczęły kolejne moduły dedykowane komórkom wydającym warunki techniczne, uzgodnienia lokalizacyjne, obsługującym zdarzenia awaryjne, a także prowadzącym prace eksploatacyjne na elementach infrastruktury ciepłowniczej.

Moduły podlegały różnym modyfikacjom. W oparciu o uwagi i sugestie zgłaszane przez użytkowników rozwijano poszczególne funkcjonalności.

W kolejnych etapach uruchomiono **integrację GIS z systemem EGERIA**, który sprawia, że każdy odbiorca ciepła opisany jest w GIS kompletem podstawowych danych o Kliencie, a także danych technicznych dotyczących mocy zamówionej oraz mocy zainstalowanej w węźle cieplnym.

Dzięki integracji z EGERIĄ możliwe jest pełne wykorzystanie modułu obsługującego awarie i planowane wyłączenia. Do Biura Obsługi Klienta kierowane są gotowe do wysłania pisma-faxy, informujące naszych odbiorców o przyczynie i czasie trwania przerwy w dostawie ciepła.

Zapewnienie wysokiej jakości w procesie obsługi Klienta wymaga kompleksowej wiedzy o Kliencie. Ważnym krokiem na przód było **wdrożenie aplikacji wspomagającej pracę Centrum Kontaktowego** GPEC.

Dzięki integracji GIS z systemem bilingowym oraz z systemem obiegu dokumentów WorkFlow zapewniony został dostęp, za pomocą jednej aplikacji, do wszystkich informacji związanych z danym Klientem. Interfejs użytkownika dostosowany został do potrzeb Biura Obsługi Klienta, a dostęp do danych graficznych umożliwia przeglądarka internetowa. Te wszystkie działania w sposób istotny wpłynęły na poprawę jakości obsługi naszych Klientów.

Moduły funkcjonalne w GIS - Heatnet

Nie sposób w kilku słowach przedstawić wszystkie funkcjonalności i zalety poszczególnych modułów. Przedstawiając bardzo skrótowo, w GPEC funkcjonują obecnie:

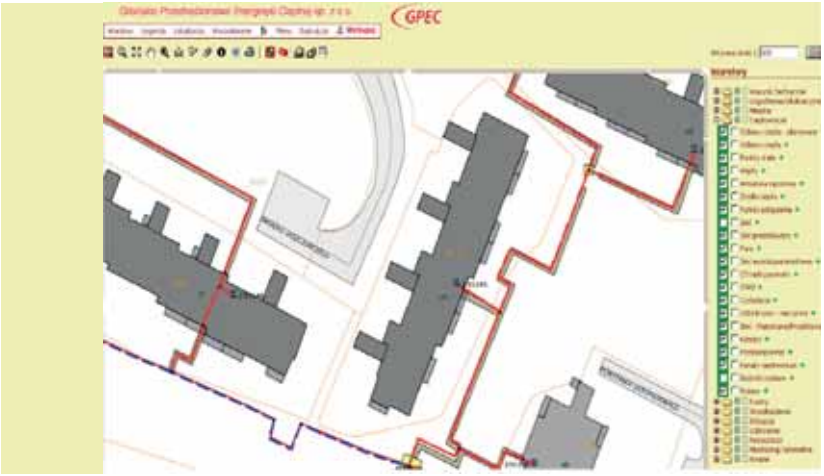
Moduł EDGiO - edycja danych graficznych i opisowych, wprowadzanie wszelkich danych dot. infrastruktury ciepłowniczej, możliwość wykonywania raportów, analiz również w powiązaniu z danymi udostępnionymi przez Ośrodki Geodezyjne np.: długość sieci na działce Klienta, możliwość dołączania skanów dokumentów, zdjęć, itp., eksportowanie aktualnych danych do systemu TERMIS - do obliczeń hydraulicznych.

Moduł Wydawania Warunków Technicznych (WT) - tworzenie i ewidencjonowanie wydanych warunków technicznych, o które występuje klient. Moduł WT jest przydatny w procesie podejmowania decyzji o rozwoju sieci w aspekcie technicznym, ekonomicznym i przestrzennym oraz usprawnia obsługę potencjalnych klientów.

Moduł Uzgodnień Lokalizacyjnych (UL) - sprawdzanie, ewentualnych kolizji nowoprojektowanego obiektu (budynku, sieci, itp.) z istniejącą infrastrukturą ciepłowniczą GPEC. Tu odbywa się rejestrowanie wniosków o uzgodnienia terenowe, obszar uzgodnienia zaznaczany jest na mapie, automatyczne wykrywane są kolizje z obiektami sieci ciepłowniczej, generowane pisma - odpowiedzi dla Klienta, prowadzony jest rejestr uzgodnień.

Moduł Rejestracji Zdarzeń Awaryjnych (RZA) - rejestracja wszystkich awarii i planowanych wyłączeń, podpowiedź najbardziej odpowiedniego miejsca odcięcia ciepła, generacja raportów dotyczących odciętych węzłów i niezasilanych odbiorców, dane do analizy awaryjności sieci. Moduł RZA przyspiesza proces informowania klientów o przerwach w dostawie ciepła, wynikających z awarii lub planowanych wyłączeń - fax do klienta.

Moduł Eksploatacji (RZS) - automatycznie generowanie planów remontów, przeglądów okresowych, konserwacji sieci i urządzeń ciepłowniczych, generowanie zadań remontowych na podstawie wy-



Rys. 1. Widok mapy z przeglądarki JARC

ników przeglądów sieci, zgłoszeń awarii, generowanie planów na lata przyszłe na podstawie istniejących planów, tworzenie zadań bezpośrednio z obiektów sieci ciepłowniczej, definiowanie czasu trwania prac, koordynacja odłączeń sieci od źródła ciepła, gromadzenie historii eksploatacji, napraw, przeglądów obiektów oraz urządzeń ciepłowniczych. Moduł współpracuje z Modułem Remontów i Obsługi Technicznej w systemie EGERIA. Obecnie trwa proces wyposażania pracowników w urządzenia mobilne, dzięki czemu możliwe będzie bieżące aktualizowanie bazy danych także w kwestii wykonanych prac na infrastrukturze ciepłowniczej.

Przeglądarka JARC - dostęp do informacji o infrastrukturze ciepłowniczej z wykorzystaniem intranetu, możliwość konfiguracji dostępu do danych, edycja danych opisowych w różnych komórkach GPEC, dostęp do wszystkich danych w systemie (do odczytu WT, UL, RZA, RZS - tu także edycja danych opisowych), raportowanie, wydruki.

Jakie informacje można uzyskać z bazy danych GIS?

Jest ich wiele i dotyczą one nie tylko naszej infrastruktury ciepłowniczej, ale także warstw udostępnionych nam przez Ośrodki Geodezyjne Gdańska i Sopotu. Przeglądarka JARC zapewnia użytkownikom dostęp do szczegółowych danych dotyczących istniejących i planowanych obiektów ciepłowniczych (źródła ciepła, węzły, komory, sieci cieplne), systemów alarmowych na sieciach, punktów monitoringu, przepustów teletechnicznych, wydanych warunków technicznych i uzgodnień lokalizacyjnych, rejestru awarii i planowanych wyłączeń, ewidencji prac na infrastrukturze ciepłowniczej (prace planowe i doraźne). Można także skorzystać z warstwy tzw. oblotów czyli obrazu sieci wykonanego kamerą termowizyjną, co jest szczególnie przydatne do analizy stanu infrastruktury ciepłowniczej i planu remontów. Z kolei funkcjonalność umożliwiająca podgląd długości sieci na konkretnej działce przydatna jest w procesie ustanawiania służebności gruntowej. Użytkownik ma także dostęp do bazy dokumentacji technicznej i powykonawczej wraz z wersją elektroniczną projektów i dokumentów odbiorowych.

Korzyści z wdrożenia HEATNET

Niewątpliwą korzyścią wynikającą z wdrożenia systemu GIS HEATNET było uporządkowanie i uzupełnienie baz danych o posiadanym majątku, a także możliwość pełnej kontroli stanu infrastruktury i jej rozwoju.

Zasób bazodanowy „żyje", każde zmiany są na bieżąco nanoszone i uzupełniane. Oprócz prostego uzyskiwania informacji o konkretnym obiekcie, możliwe są do wykonania w krótkim czasie bardziej skomplikowane analizy, czy zestawienia techniczno-ekonomiczne potrzebne użytkownikom.

Pracownicy mają dostęp do bazy danych GIS poprzez przeglądarkę internetową. Mogą tu także edytować dane opisowe. Szybki dostęp do informacji zgromadzonych w jednej bazie, ograniczył ich powielanie przez poszczególne działy i wpłynął na zwiększenie efektywności działania wszystkich służb GPEC. Ciągły rozwój kwalifikacji pracowników korzystających z nowoczesnych systemów wspomagających pracę jest wartością cenną dla firmy, a sami pracownicy są współtwórcami rozwijanego systemu.

GIS będąc kompleksowym systemem, gromadzącym dane o infrastrukturze ciepłowniczej przedsiębiorstwa, wspomógł eksploatację i zarządzanie majątkiem, a poprzez integrację z innymi systemami w firmie, istotnie wpłynął na poprawę jakości obsługi naszych Klientów.

GPEC wyróżniony - Najciekawsze z najlepszych wdrożeń w przemyśle za 2010 r.

Za wdrożenie innowacyjnego systemu GIS HEATNET Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej zostało wyróżnione przez miesięcznik „Nowy Przemysł" tytułem Najciekawszego z najlepszych wdrożeń w przemyśle w 2010 r." GPEC znalazł się w gronie firm wyróżnionych za wprowadzenie innowacyjnych rozwiązań, mających istotny wpływ na poprawę prowadzenia biznesu, poprawienie efektywności i konkurencyjności.

Cieszy fakt, że wieloletni wysiłek i praca związana z tworzeniem i wdrożeniem systemu GIS w GPEC została zauważona. Wyróżnienie przyznane podczas Forum Zmieniamy Polski Przemysł motywuje do dalszej wytężonej pracy nad rozwojem systemu GIS w Przedsiębiorstwie. Wychodząc naprzeciw oczekiwaniom klientów, jak też użytkowników GIS, tworzymy i chcemy rozwijać system poprawiający funkcjonowanie firmy i korzystnie wpływający na jej dynamiczny rozwój. □

Sygnity Winuel przy wsparciu **Konsorcjum Smart Power Grids – Polska**
zaprasza na konferencję:

smartUTILITIES 2011

24-25 maja, Wrocław

smartUTILITIES to próba nowego spojrzenia na funkcjonowanie firm energetycznych, ich procesy biznesowe i działania wewnętrzne, z punktu widzenia potrzeb końcowego klienta – odbiorcy mediów.
W takiej perspektywie organizacja procesów i wsparcia informatycznego często nabiera nowego znaczenia – staje się bardziej „inteligentna". Dlatego hasło przewodnie konferencji brzmi: Smart utilities dla smart odbiorcy.

smartUTILITIES 2011 będzie miejscem spotkania kadry menedżerskiej firm infrastrukturalnych i forum dyskusji o inteligentnej energetyce oraz jej przyszłości w warunkach, gdy czas i oczekiwania mają wymiar bardziej wirtualny.

Więcej informacji w portalu:
www.smartutilities.pl

KONSORCJUM SMART POWER GRIDS POLSKA

Sygnity WINUEL solutions for utilities

NOWA ŁĄCZNOŚĆ dla energetyki

Energetyka od lat nie może się doczekać sieci cyfrowej łączności dyspozytorskiej. Obecnie stosowane rozwiązania telekomunikacyjne są przestarzałe, a o innych wciąż tylko dyskutowano. Dzięki rozwiązaniu proponowanemu przez Polkomtel, energetyka może wejść w nową epokę łączności dyspozytorskiej. Nowa, niezależna sieć cyfrowa spełnia wszystkie warunki, by przynieść przełom w tej kwestii. Pod koniec 2011 r. niezależna sieć Polkomtela przeznaczona dla usług specjalnych, obejmie ponad 95% powierzchni kraju.

Fot. NE

O potrzebie wybudowania nowoczesnej sieci łączności dyspozytorskiej dla polskiej energetyki mówi się od lat. Bezpieczeństwo energetyczne kraju oraz prawidłowe funkcjonowanie służb technicznych sektora energetycznego wymaga zastosowania niezależnej radiowej łączności dyspozytorskiej dla obsługi sieci elektroenergetycznej. Sieć taka powinna uwzględniać specyficzne cechy systemu przeznaczonego dla energetyki. Musi też zapewnić jego prawidłowe funkcjonowanie w warunkach awaryjnych i stanach krytycznych.

System analogowy do wymiany

Stosowany obecnie w energetyce system łączności oparty na systemie analogowym Digicom-7 jest już przestarzały. Nie udostępnia też użytkownikom wielu funkcji, które mogą zaoferować nowoczesne systemy cyfrowe przeznaczone dla sieci dyspozytorskich. Co więcej, wymagania prawne, jakie muszą spełniać sieci już dziś, przewidują przejście na system łączności cyfrowej.

Tymczasem istniejące cyfrowe sieci operatorów publicznych nie gwarantowały dotychczas funkcjonowania systemów łączności w warunkach krytycznych i stanach awaryjnych. Sieci te nie były odporne na warunki szczególnego zagrożenia, nie zapewniały wymaganych specjalnych funkcji dyspozytorskich. Nie są też odporne na stany gwałtownego zwiększenia ruchu, np. w okresie świąt. Szczególnie jaskrawo demonstruje to tzw. syndrom Sylwestra, kiedy to sieci komórkowe na całym świecie wręcz zapychają się setkami tysięcy sms-ów i połączeń między użytkownikami.

Marzenie o łączności cyfrowej

Przez lata firmy energetyczne nie były w stanie same stworzyć wspólnego rozwiązania, które byłoby do przyjęcia dla całego sektora. Operatorzy, którzy dotychczas oferowali rozwiązania analogowe dla branży, też nie mieli wystarczającego potencjału organizacyjnego i finansowego, by podjąć się tak poważnego i skomplikowanego przedsięwzięcia. Podobne problemy mają służby ratunkowe i interwencyjne. Również kolejarze czekają na swoją ogólnopolską sieć dyspozytorską już od kilku lat i nic nie wskazuje na to, by szybko się jej doczekali.

Ton publicznych wypowiedzi na ten temat w odniesieniu do potrzeb energetyki dotychczas nie napawał optymizmem. „Podjęto w ostatnich latach istotne działania zmierzające do zaproponowania wyboru optymalnego systemu cyfrowej łączności radiowej, który powinien sukcesywnie zastępować użytkowany aktualnie system analogowy Digicom-7" - to klasyczny przykład komunikatu, który zwiastował kolejne narady, analizy, spotkania specjalistów i pisma urzędowe.

Rozwiązanie w stylu wojskowym

Odsiecz dla energetyki przyszła ze strony Polkomtela, operatora sieci komórkowej Plus. Polkomtel w 2010 r. rozpoczął budowę ogólnopolskiej cyfrowej sieci łączności dyspozytorskiej w technologii CDMA. Dziś sieć ta pokrywa ponad 70% powierzchni kraju, a pod koniec 2011 r. będzie dostępna na ok. 95% powierzchni. Tak więc już dziś można rozpocząć rozmowy o nowej usłudze.

Technologia CDMA została w latach 80. minionego stulecia zastosowana na potrzeby armii amerykańskiej. W latach 90. przeniesiono ją na grunt rozwiązań cywilnych, a w drugiej połowie lat 90. uruchomiono pierwsze sieci komercyjne oparte na tym standardzie. Wojskowe korzenie wykorzystania tej technologii to doskonała rekomendacja, potwierdzająca wręcz idealne jej właściwości dla zastosowań w sieciach trunkingowych, czyli dyspozytorskich.

Sieć: niezależna, ogólnopolska

Połączenia w technologii CDMA są odporne na zakłócenia zewnętrzne, trudne do wykrycia (nadawanie odbywa się poniżej tzw. poziomu szumów), korzystają z bardzo zaawansowanych technologii kodowania, co w praktyce wyklucza podsłuch. Rozwiązanie oparte na CDMA daje możliwości zastosowania wszystkich specjalistycznych funkcji, jakich oczekujemy dziś od łączności dyspozytorskiej.

> Z siecią Polkomtela wszystko wygląda znacznie prościej. Końcowy użytkownik, np. spółka energetyczna, kupuje gotowe rozwiązanie i płaci za nie abonament

Zestawienie połączeń zajmuje ok. 0,5 sekundy. Można zestawiać dowolne połączenia grupowe, dodatkowo sieć umożliwia cyfrową transmisję danych i może być zastosowana w połączeniach między urządzeniami (tzw. łączność M2M - Machine to Machine). Ta ostatnia właściwość pozwala na przykład na zdalne odczytywanie wskazań urządzeń pomiarowych i sterowanie aparaturą odległą od punktu dyspozytorskiego. Funkcjonalnie sieć dyspozytorska oparta na standardzie CDMA w zasadzie nie różni się od Tetry, stosowanej w Europie Zachodniej i uważanej za obowiązujący standard łączności trunkingowej najnowszej generacji.

Operator w umowie z klientem może zagwarantować poziom bez-

Fot. NE

pieczeństwa i niezawodności nieznany w innych systemach łączności. Na przykład sieć ma zapewnione zasilanie niezależne od źródeł zewnętrznych nawet do 36 godzin. W czasie klęsk żywiołowych - bezcenne.

Problem z Tetrą

Końcowy użytkownik zainteresowany systemem Tetra musi sam wybudować sobie infrastrukturę nadawczą, zadbać o przyznanie częstotliwości i zorganizować bieżącą obsługę działającej sieci. A to generuje ogromne koszty. Sieć budowana przez Polkomtel jest znacznie wygodniejsza i mniej obciążająca finansowo.

Dość powiedzieć, że planowana od lat sieć w standardzie Tetra przeznaczona na potrzeby służb mundurowych podległych MSW miała kosztować 400 milionów dolarów. Ogromny koszt takiej sieci, jak również bardzo wysoki stopień komplikacji całego przedsięwzięcia (organizacja, synchronizacja między wieloma użytkownikami, wybór wykonawcy w drodze przetargu itp.) w praktyce uniemożliwiły jej wybudowanie. Dziś sieci dyspozytorskie w standardzie Tetra działają w Polsce na nielicznych lotniskach, w kilku komendach wojewódzkich policji i w niektórych miastach dla służb miejskich. Ich użytkownicy nie mogą się jednak komunikować między sobą, a poszczególne sieci mają charakter wyspowy, nie stanowią ogólnopolskiego systemu.

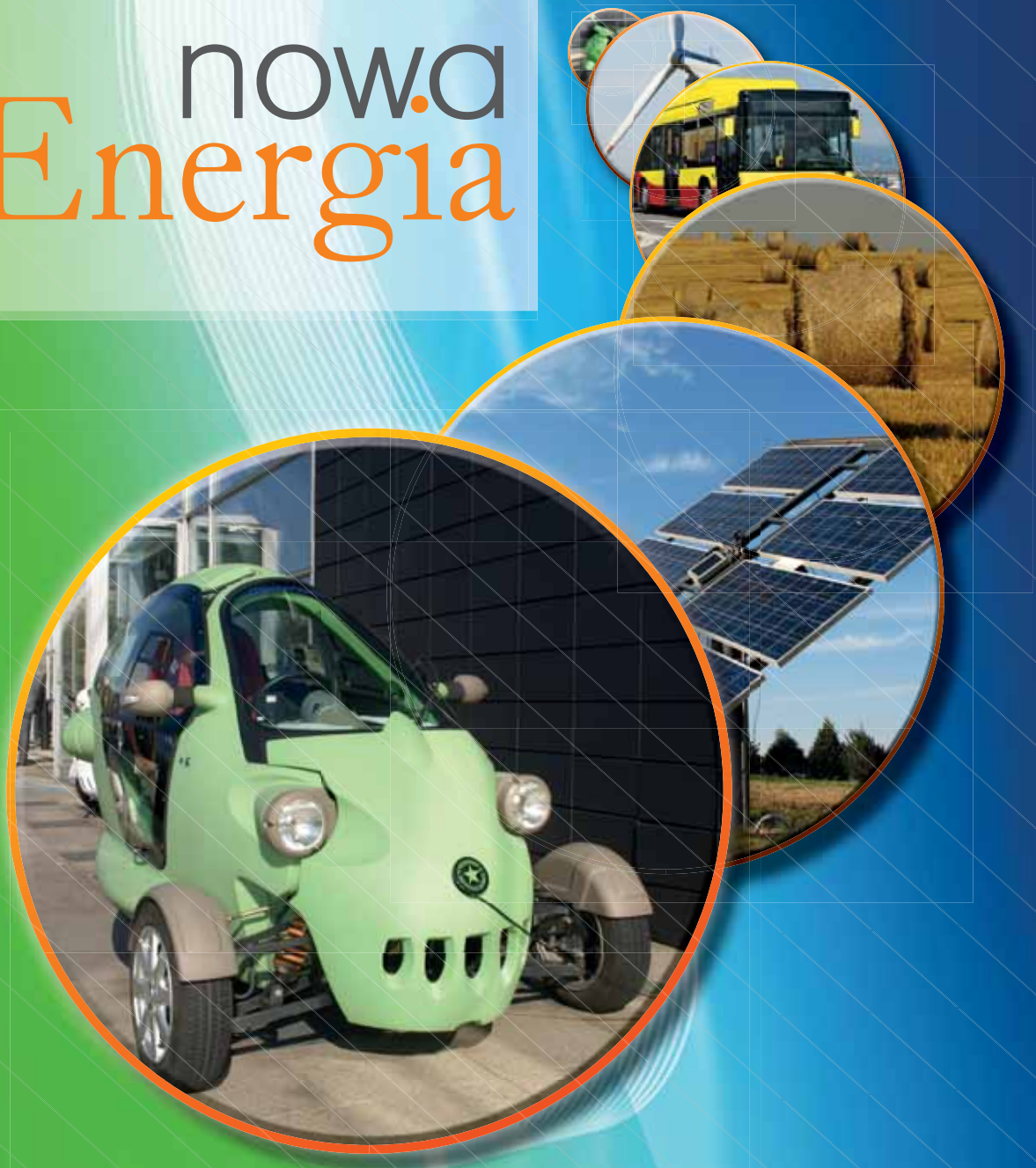
Gotowe rozwiązanie z Polkomtela

Z siecią Polkomtela wszystko wygląda znacznie prościej. Końcowy użytkownik, np. spółka energetyczna, kupuje gotowe rozwiązanie i płaci za nie abonament, podobnie jak dziś płaci się za używanie telefonów komórkowych. Klienta nie obchodzi budowa sieci, koncesje na częstotliwości i serwis. To wszystko bierze na siebie dostarczający usługę operator. Takie rozwiązanie pozwala uniknąć ogromnych nakładów inwestycyjnych i niejako automatycznie zapewnia standaryzację usług na poziomie całego kraju. Z punktu widzenia klienta to znacznie korzystniejsze rozwiązanie niż zamrażanie wielu milionów złotych w budowie własnej sieci i to niekoniecznie kompatybilnej z rozwiązaniami stosowanymi przez inne przedsiębiorstwa w branży.

Polkomtel dostarcza gotowe, ogólnopolskie rozwiązanie, proponując sieć zupełnie niezależną od istniejących sieci łączności cyfrowej. W pierwszych miesiącach 2011 r. uruchomiono już kilka testowych sieci dyspozytorskich na użytek pierwszych klientów Polkomtela. Warto podkreślić, że każdorazowo sieć jest przystosowywana do potrzeb konkretnego przedsiębiorstwa. Czasem zachodzi potrzeba dostawienia dodatkowego nadajnika, czasem zmiany konfiguracji, czy uruchomienia specjalnych funkcji. Można powiedzieć, że tak jak garnitur usługa szyta jest na miarę konkretnego odbiorcy. □

DODATEK TEMATYCZNY 2(7)/2011

nowa Energia



REALIZACJA PAKIETU 3x20

I Seminarium szkoleniowe:

Nowoczesna i efektywna energetycznie gmina - realizacja Pakietu 3×20

18 kwiecień 2011 - Sosnowiec

Patronat Naukowy:	Patronat Merytoryczny:	Partner Merytoryczny:	Miasto Partnerskie:	Miasto Partnerskie:	Organizatorzy:	
Prof. Andrzej Karbownik, Rektor Politechniki Śląskiej	Klaster 3x20; eGmina, Infrastruktura, Energetyka Sp. z o.o.	Stowarzyszenia Gmin Polska Sieć „Energie Cités" (PNEC)	Urząd Miasta Sosnowiec	Urząd Miasta Częstochowy	PEC w Dąbrowie Górniczej S.A.	Wydawnictwo Nowa Energia

Katarzyna Sobótka,
Krajowy Punkt Kontaktowy Programów Badawczych UE,
Mazowiecka Agencja Energetyczna

Nowoczesna i efektywna energetycznie gmina - realizacja Pakietu 3×20

Pakiet klimatyczno-energetyczny tzw. 3x20, nakłada obowiązek uzyskania 20% udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto, zredukowania emisji dwutlenku o 20%, a także zwiększenia efektywności energetycznej o 20% do 2020 r. Dlatego rozwój technologii odnawialnych źródeł energii, a w szczególności dywersyfikacja tych źródeł oraz technologii poprawiających wykorzystanie energii wydaje się być przesądzony. OZE są atrakcyjnym substytutem paliw kopalnych jako nośników energii, ponieważ zasoby te są nieograniczone oraz nie emitują zanieczyszczeń do środowiska.

Fot. NE

Zgodnie z dyrektywą 2009/28/WE do 2020 r. Polska docelowo ma osiągnąć udział energii odnawialnej w końcowym zużyciu brutto energii na poziomie 15% w 2020 r. Udział naszego kraju kształtuje się poniżej wytyczonego średniego celu dla całej Unii Europejskiej, niemniej oznacza to dla Polski konieczność jego podwojenia w stosunku do 2005 r. Jest to ogromne wyzwanie, przed którym stoimy. Dlatego ważnym elementem w celu osiągnięcia tych ambitnych planów jest odpowiednie planowanie i zarządzanie energią na poziomie gminy.

Planowanie energetyczne w gminie

Zgodnie z nowelizacją ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne uchwaloną przez Sejm RP w dniu 2 grudnia 2009 r., w myśl art. 18, 19 i 20 do zadań własnych gmin o charakterze obligatoryjnym należy przygotowanie założeń do planu zaopatrzenia gminy w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. Projekty założeń są tworzone na okres 15 lat i powinny być aktualizowane w co najmniej trzyletnich odstępach czasowych. Ustawa nakłada także obowiązek na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii, sporządzania dla obszaru swojego działania planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię, które powinny uwzględniać miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego albo kierunki rozwoju gminy określone w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy. Przedsiębiorstwa energetyczne muszą udostępnić samorządom gminnym własne plany rozwojowe w zakresie dotyczącym obszaru gminy. Ważną kwestią jest fakt, że projekt założeń opracowany dla gminy podlega opiniowaniu przez samorząd wojewódzki w zakresie koordynacji współpracy z innymi gminami na poziomie regionalnym oraz w zakresie zgodności z polityką energetyczną państwa.

Projekt założeń podlega także procedurze (podobnie jak przy uchwalaniu planów miejscowych) wyłożenia do wglądu publicznego na okres 21 dni z powiadomieniem zainteresowanych obywateli i instytucji w zwyczajowo przyjęty sposób. Podstawą do konstruowania projektu założeń powinny być także zapisy przyjętej w grudniu 2009 r. przez Radę Ministrów dokumentu pod nazwą „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku". Strategia ta zajmuje się najważniejszymi zadaniami stojącymi przed gospodarką polską w perspektywie średnio i długoterminowej.

Bezpieczeństwo energetyczne gminy

Dla potrzeb planowania zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na poziomie samorządu gminnego nie powinno się zapominać o problematyce bezpieczeństwa energetycznego. Jednym z elementów problematyki związanej z bezpieczeństwem energetycznym podczas procesu opracowywania projektu założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, jest uzyskanie od przedsiębiorstw dostarczających energię na teren gminy wszelkich danych diagnozujących stan techniczny urządzeń wytwórczych oraz możliwości zaopatrzenia i przesyłu różnych rodzajów energii dostarczanych na teren gminy. Umiejętnie przeprowadzona diagnoza stanu w tym zakresie natychmiast pokaże główne zagrożenia dla zaopatrzenia gminy w różne nośniki energii.

Pomimo istniejącego od 1997 r. wymagania sporządzania projektów założeń, niewiele gmin przystąpiło do ich realizacji. Powodem takiego stanu jest m.in. brak formalnego terminu, do którego projekty założeń powinny być opracowane, sankcji za brak takiego projektu oraz brak zainteresowania samych gmin. Sytuacja ta wynika z kolei z braku informacji gmin co do korzyści, jakie mogą one czerpać w przypadku opracowania projektu założeń, czy też konieczności wydatkowania funduszy na opracowanie tego planu.

Strategie energetyczne często są tworzone jako przymus prawny, ponieważ wymagane jest to przy uzyskaniu dotacji. Jednakże należy wyraźnie podkreślić, że planowanie energetyczne w gminie jest nie tylko obowiązkiem, ale daje realne możliwości kształtowania lokalnej polityki energetycznej przez lokalne władze.

Procesy regionalnego i lokalnego planowania energetycznego powinny być powiązane z budowaniem sieci specjalistów (liderów, zarządców i zespołów ds. energii) na każdym szczeblu władz samorządowych.

Regionalne Agencje Energetyczne

Ważną rolę w lokalnym i regionalnym planowaniu energetycznym mają regionalne agencje energetyczne. W Polsce istnieją takie agencje w: województwie mazowieckim (Mazowiecka Agencja Energetyczna), wielkopolskim (Wielkopolska Agencja Zarządzania Energią), warmińsko-mazurskim (Warmińsko Mazurska Agencja Energetyczna), podkarpackim (Podkarpacka Agencja Energetyczna), pomorskim (Bałtycka Agencja Poszanowania Energii) oraz Powiślańska Regionalna Agencja Zarządzania Energią działająca na obszarze powiatów: kwidzyńskiego, malborskiego, sztumskiego

Tab. 1. Cele w zakresie rozwoju wykorzystania odnawialnych źródeł energii wg „Polityki Energetycznej Polski do 2030 roku"

Wzrost wykorzystania odnawialnych źródeł energii w bilansie energii finalnej do 15% w 2020 r. i 20% w 2030 r.,
Osiągnięcie w 2020 r. 10% udziału biopaliw w rynku paliw transportowych, oraz utrzymanie tego poziomu w latach następnych,
Ochronę lasów przed nadmiernym eksploatowaniem w celu pozyskiwania biomasy oraz zrównoważone wykorzystanie obszarów rolniczych na cele OZE, w tym biopaliw, tak aby nie doprowadzić do konkurencji pomiędzy energetyką odnawialną i rolnictwem.

i iławskiego. Podstawowym celem działalności agencji jest wspieranie wykorzystania odnawialnych źródeł energii, wspieranie wdrażania rozwiązań racjonalizujących użytkowanie energii w regionie oraz informacja i edukacja w celu podniesienia świadomości społeczeństwa oraz władz samorządowych w zakresie racjonalnego wykorzystania zasobów energetycznych w tym planowania energetycznego.

Korzyści dla samorządów - zielone miejsca pracy w lokalnej gospodarce energetycznej

Inwestycje w OZE mogą wpływać korzystnie na rozwój lokalnych społeczności. Umożliwiają bowiem wykorzystanie lokalnych zasobów i tworzą nowe miejsca pracy. Zgodnie z Europejską Polityką Regionalną inwestycje w OZE mogą przyczynić się do poprawienia warunków życiowych w regionach zacofanych gospodarczo, dotkniętych upadkiem przemysłu, obszarów rolnych i nadbrzeżnych oraz o niskiej gęstości zaludnienia. W wielu przypadkach jednostki samorządu terytorialnego mogą być beneficjentami funduszy unijnych na energetykę odnawialną, co powinno skłaniać je do aktywnego udziału w inwestycjach na własnym terenie.

Korzyścią dla gminy z inwestycji w OZE są wpływy z podatków od nieruchomości, od osób prawnych inwestujących w OZE i mających siedzibę na terenie danej gminy oraz od osób fizycznych mających miejsce zamieszkania na terenie danej gminy, np. rolników wydzierżawiających swoje nieruchomości pod elektrownie wiatrowe i uzyskujących z tego tytułu opodatkowane dochody.

Porozumienie Burmistrzów - zintegrowane działania samorządów

Porozumienie między burmistrzami stanowi wzór aktywnego zaangażowania miast i regionów w realizację celów strategicznych UE w dziedzinie zrównoważonej gospodarki energetycznej. Skierowane jest ono przede wszystkim do władz miast, ponieważ:

- w miastach produkowana jest ponad połowa gazów cieplarnianych,
- w miastach żyje i pracuje 80% populacji,
- w miastach zużywa się ponad 80% energii.

Porozumienie między burmistrzami (Covenant of Mayors) to inicjatywa polityczna mająca na celu zjednoczenie przedstawicieli władz lokalnych wokół wspólnych celów, jakie UE chce osiągnąć do 2020 r.: zmniejszenia o 20% emisji gazów cieplarnianych, poprawy o 20% efektywności energetycznej oraz osiągnięcie 20% udziału energii ze źródeł odnawialnych w zużyciu energii. Dotychczas porozumienie podpisało ok. 2380 przedstawicieli władz lokalnych (w tym zaledwie jedenastu sygnatariuszy z Polski).

Atutem przystąpienia do Porozumienia jest zaistnienie na poziomie europejskim, krajowym oraz lokalnym i pozyskanie nowych partnerów do wspólnych działań. Członkowie Porozumienia posiadają łatwiejszy dostęp do instrumentów finansowych, co przyspiesza cały proces inwestycyjny. Działania w ramach Porozumienia są również szansą na promowanie wśród społeczności lokalnej idei oszczędności energii. Podpisując porozumienie przedstawiciele władz lokalnych zobowiązują się dobrowolnie do wdrożenia planu działania na rzecz zrównoważonej gospodarki energetycznej w ich społecznościach, prowadzących do redukcji emisji dwutlenku węgla o co najmniej 20%.

Smart Cities - inteligentne miasta

Z aktualnych prognoz wynika, że do 2030 r. liczba ludzi żyjących w miastach podwoi się, osiągając 2,64 mld, dlatego niezbędne jest podjęcie zintegrowanych działań w celu efektywnej produkcji wykorzystania energii w każdym sektorze, przy jednoczesnej ochronie środowiska oraz poprawie jakości życia mieszkańców. Aby sprostać wyzwaniu potrzebne jest skoordynowane działanie władz samorządowych, sektora prywatnego oraz indywidualnych odbiorców energii. Dzięki zastosowaniom nowych technologii - odbiorcy stają się bardziej aktywnymi konsumentami i częściej będą wybierać rozwiązania z obszaru zrównoważonej gospodarki energią. Wówczas miasta staną się bardziej przyjaznymi jednocześnie dla środowiska i społeczeństwa.

Koncept „smart cities" obejmuje kompleksowe rozwiązania dotyczące m.in. efektywności energetycznej sieci grzewczych, efektywności energetycznej sieci dostarczających energię elektryczną, efektywnego wykorzystania energii w domach, a także technologie pozyskiwania i wykorzystania zielonej energii, inteligentna gospodarka wodna i odpadowa i ekologiczny transport: publiczny i indywidualny.

Wnioski

Zaangażowanie gmin i miast w rozwój indywidualnej energetyki niesie za sobą wiele korzyści dla społeczeństwa i środowiska. Gmina, polegając na własnych zasobach energetycznych, może pokryć znaczne zapotrzebowanie na energię elektryczną, cieplną, a nawet na paliwa transportowe i uniezależnić się od importu z zewnątrz, a w związku z tym większe zasoby finansowe pozostają na jej obszarze. Natomiast odpowiednie planowanie energetyczne na poziomie lokalnym może mieć szczególny wpływ na bezpieczeństwo energetyczne gminy, regionu, a nawet kraju. A skoordynowane akcje, takie jak Porozumienie Burmistrzów czy Inicjatywa Smart Cities, są niezbędne do zintegrowanego osiągnięcia ambitnych celów klimatyczno-energetycznych stawianych przez UE.

Literatura

[1] *www.ews21.pl*
[2] *www.eumayors.eu*
[3] *www.klaster3x20.pl*

Jacek Sobański, student, Stosunki Międzynarodowe na Uniwersytecie Opolskim, „Nowa Energia"

ECBO, OLTPS, Third-Party Investment, czyli wnioski dla polskich miast z raportu Światowej Rady Energii

W towarzystwie megadżuli uwalnianych przez płomienie rewolucji bolszewickiej Włodzimierz Lenin raczył wypowiedzieć słowa, które dziś nabierają nowego, nieautorskiego, znaczenia - „Rewolucja to władza Rad i elektroenergetyka". W obliczu globalnego zrywu efektywnościowego w dziedzinie redukcji emisji gazów cieplarnianych i w czasach, gdy bycie wydajnym będzie wyrazem nowej mody gospodarczej, stajemy przed ową rewolucją w zupełnie nowym kontekście.

Rewolucjonistami mają być zarządcy miast, dla których zapleczem intelektualnym chce być stojąca w cieniu swoich wielkich odpowiedników, jak MAE, MAEA - założona w 1924 r. Światowa Rada Energii z siedzibą w Londynie, która w swoim najnowszym 183-stronnicowym raporcie pt. Energy and Urban Innovation traktującym o urbanizacji i zarządzaniu zużyciem energii na obszarach metropolitalnych, prezentuje zbitkę cennych rad i drogowskazów dla mających ambicje innowacyjności energetycznej władz lokalnych. Raport jest tym cenniejszy, iż oparty na materialnej empiryczności z całego świata, bowiem dzielone są tu doświadczenia od kanadyjskiego Ontario, przez europejskie Grenoble, Londyn i Paryż, po japońskie Tokio. Od tzw. mega-cities po mniejsze jednostki administracyjne. Wszelkie działania nakierowane są na pobudzanie uciechy życia w mieście przez jego habitatów, przy symultanicznym zachowaniu enigmatycznej „zrównoważoności". Zrywa to z utartym na przestrzeni lat przekonaniem, iż wzrost gospodarczy nierozerwalnie powiązany jest z aprecjacją konsumpcji coraz to większych wolumenów energii użytkowej.

Dlaczego miasta?

Na wstępie warto dokonać rachunku ciągnionego, który pomoże unaocznić wyświechtaną diagnozę. W szale rozpustnej konsumpcji, przed globalnym kryzysem finansowym w 2008 r., świat skonsumował 474 eksadżule (EJ) energii. 2/3 ogółu spożytkowano na potrzeby egzystencjalne miast[1]. 81% powyższego wolumenu cieplnego wytworzono poprzez utylizację paliw kopalnych, stąd też na końcu łańcucha matematycznego powinna pojawić się liczba - 316 EJ na poczet komfortu mieszczuchów.

Powyższe dane zostały skolektyzowane przy uwzględnieniu metodologii Global City Indicators, tj. zestandaryzowanych mierników w 22 kategoriach życia miejskiego sformułowanych przez Bank Światowy w 2009 r., które w części dotyczącej zużycia energii biorą na wokandę:

- **procent powierzchni miasta ze stałym dostępem do energii elektrycznej,**
- **zużycie prądu per capita,**
- **liczbę przerw w dostawach prądu,**
- **rodzaje przerw dostaw prądu (blackout - brownout) i ich wymiar czasowy.**

Dominantą na świecie jest ropa naftowa, która stanowi o 35% tej liczby, na dalszych pozycjach jest węgiel z 25% i gaz ziemny 21%. W Polsce, gdzie 23 mln Polaków zamieszkuje tereny zurbanizowane, czyli trochę ponad 60% ogółu mieszkańców, ta mo-

1) Według prognoz MAE ma to już być ¾ tyle że z ponad 800 EJ.

zaika jest zgoła odmienna. W kraju nad Wisłą za 62% bilansu energetycznego wynoszącego 4 EJ odpowiada nasze czarne złoto - węgiel w kamiennej i brunatnej postaci, przy okazji największy utylizowany emitent CO_2 - uśrednione 100 kgCO_2/GJ.

„Cieplna równowartość 69 mln zapałek rocznie - tyle spala przeciętny obywatel Globu"

Jeżeli do tego dodamy spodziewaną przez wszystkie służby statystyczne akumulację liczby mieszczuchów na Ziemi w przeciągu dekad, jakich świadkami będzie jedno pokolenie, zrozumiemy rozmiar nadchodzącego zjawiska demograficznego, które stoi przed urbanistycznymi decydentami. Rokrocznie w ciągu nadchodzących 20 lat krajobraz lądowy ma urozmaicać ekwiwalent siedmiu 10-milionowych miast, w których trzeba będzie stawiać średnio 39 tysięcy mieszkań każdego dnia. To niespotykane tempo w dziejach ludzkości. Warto tylko napomknąć, że Londynowi przyrost z 1 mln do 10 mln mieszkańców zajął około 130 lat, Bangkokowi - 45 lat, a Seulowi - 25 lat. Mamy więc do czynienia ze zjawiskiem bezprecedensowym.

Wynika to wprost proporcjonalnie z psychologicznej tendencji ludzi stawiających życie w zgiełku miejskich slumsów ponad zaciszny wiejski klimat. Owa prawidłowość bierze się, jak wskazują psychologowie środowiskowi, z tego, że młodzi ludzie, a to oni stanowią gros przyrostu, łakną bliskich więzi społecznych ze swoimi rówieśnikami, do czego zespół gminny nadaje się wprost idealnie, zagęszczając liczbę pogłowia na km^2, ferując tym samym integracji. Tak więc, poza korzystniejszą ekonomią miast oraz ogólnoświatową tendencją do połykania przez aglomeracje terenów okalających w celu zwiększenia bazy podatkowej i nabycia łakomych terenów inwestycyjnych, to właśnie dominanta antropogenicznego przepływu młodości jest podstawową zmienną, stawiającą świat przed nowym wyzwaniem zagospodarowania tych ludzi. A będzie ich w obrębie całkiem sporo, gdyż nawet dość ostrożne, pozbawione histerii i wyważone polityczną logiką szacunki ONZ wspominają o zawrotnej liczbie 3,1 mld osób w miastach jaka przed 2050 r. wzbogaci mozaikę tychże - podwajając ich rubieże z obecnych 3 mld osób do 6,1 mld osób.

Przyczyny aprecjacji ludnościowej będą dwie: przyrost naturalny i ruchy ludności. Oczywiście za sprawą tej pierwszej, wzrost, często kilkunastoprocentowy, będą w głównej mierze odczuwały państwa krajów rozwijających się. Niemniej, niejako z automatu, stworzy to ogromną presję migracyjną na zamożne części świata, do którego miejmy nadzieję dołączą na stałe polskie miasta. Co ciekawe, badania Marianne Fay i Charlotte Opal z Banku Światowego dowodzą, że rozrost miast nie jest ściśle związany z rynkową hossą gospodarczo-ekonomiczno-finansową. Wręcz przeciwnie, aglomeracja jest postrzegana jako miejsce, gdzie kryzysowe spowolnienie jednostka jest w stanie przetrwać mniej boleśnie. Nie powinien zatem dziwić fakt, że Komunistyczna Partia Chin i Indyjska Partia Kongresowa prowadzą politykę reglamentacji migracji ze wsi do miast - w przypadku Indii - nomen omen politykę nieskuteczną.

„W 2007 r. na świecie jest już 430 miast, których liczba ludności przekracza milion osób. Jednak „wielkie molochy" składają się na zaledwie 4% wszystkich mieszkańców miast. Cała reszta to miasta małe i średnie."

Szukając polskiego pierwiastka w gąszczu analogii, należy odwołać się do internacjonalnych doświadczeń syndromu latynoskiego, który podaje się jako przyszły model rozwoju sytuacji urbanistycznej państw narodowych. Otóż we wszystkich 13 państwach Ameryki Łacińskiej co najmniej 20% obywateli zamieszkuje w największym mieście państwa. Jeśli uznać to za regułę objawioną, można założyć, iż Warszawa przyciągnie w perspektywie 40 lat dodatkowo około 5 mln osób.

Oczywiście opowieści o Bangladeszu, Indiach, Chinach i zakątkach Ameryki Południowej mogą dziwić burmistrzów i prezydentów polskich miast, którzy nie znajdują analogii dla dość marginalnej i komfortowej, jeżeli weźmiemy pod uwagę gabaryty zjawiska demograficznego w tamtych regionach, sytuacji naszych aglomeracji. W Polsce będziemy mieli do czynienia z innego rodzaju sytuacją. Wśród odgórnie narzuconej przez Brukselę palety zadań w perspektywie 2020 r. warto wymienić choćby regulowane tam zagadnienia:

- zanieczyszczenia powietrza drobinkami pyłów w ujęciu współczynnika Spostrzeganej Jakości Środowiska wychodzącej z jednej z 838 polskich instalacji objętych od 2013 r. systemem częściowego aukcjoningu w ramach systemu handlu emisjami EU ETS,
- czarnego energy mixu miast,
- uściślenia enumerowania emisji i źródeł spalania na terenie jednostki administracyjnej,
- konieczności dostosowania komunalnych spółek energetycznych pod literę prawa Pakietu klimatyczno-energetycznego oraz nadchodzącej wielkimi krokami implementacji Dyrektywy IPCC,
- wymogu wypełnienia pakietu zasad regulujących sektor non-ETS, jak budownictwo i transport.

Powyższe problematyczne kazusy i ich cele indykatywne zmuszają komórki wykonawcze magistratów do wzmożenia aktywności na tych, sankcjonowanych prawem europejskim, polach. Światowa Rada Energii doradza, jak im podołać przy uwzględnieniu specyfiki miast państw rozwiniętych, które największe zużycie będą odnotowywały w sektorze usług/komercyjnym w przeciwieństwie do aglomeracji krajów Trzeciego Świata, gdzie prym wiódł

będzie sektor przemysłowy. Każda z poniższych sugestii to krok w kierunku redukcji i optymalizacji zużycia energii pierwotnej oraz emisji sankcjonowanych Dyrektywami EU ETS i IPCC.

Przyjrzyjcie się Zasadzie Zipfa

Każdy mieszkaniec odciska na obliczu Ziemi swoją stopę węglową. Robi to w sposób bezpośredni zużywając energię elektryczną i/lub ciepło oraz niebezpośredni, dokonując zakupów konsumpcyjnych. I tak stopa Australijczyka ma rozmiar 30 ton CO_2 rocznie, Chińczyka - 5 ton CO_2, a Polaka - 8 ton CO_2. Z tego też względu, w erze komercjalizacji handlu praw do emisji jednostek EUA oraz degradacji bloków energetycznych epoki Bieruta i zespołów gazowo-parowych w ciepłownictwie, absorpcja nadmiernej ilości stóp węglowych może spowodować przegrzanie budżetu municypalnego, powodując konieczność krótkoterminowego ratowania kasy miasta poprzez sprzedaż aktywów i prywatyzację spółek komunalnych[2] przynoszących miastu stałą dywidendę.

W celu uniknięcia problemów zagęszczenia architektonicznego należy kierować się zasadą sformułowaną przez... amerykańskiego lingwistę George'a Zipfa, który pierwotnie sformułował teorię badającą częstotliwość występowania słów w języku mówionym. Przeformatowana na urbanistyczne realia formuła nakazuje zarządcom terenów miast kontrole rozrostu architektonicznego miast na obrzeżach (*ang. agglomeration externalities*). Ensemble dużych miast w przypadku pozytywnego wpływu na ekonomikę, stopę zatrudnienia habitantów i zaangażowanie transportu publicznego, powinny stanowić większy procent powierzchni aglomeracji w większych jednostkach niźli w mniejszych. Jeżeli sytuacja jest odwrotna, a efekt netto przenosin życia pracowniczego na zewnątrz jest negatywny, gdyż generuje ponadnormatywne koszty - wręcz przeciwnie, należy zmniejszyć metraż aktywności w dużych miastach poniżej pułapu notowanego w mniejszych jednostkach z części peryferyjnych na rzecz względnego centrum.

Skonfrontujcie próg ostrożnościowy rank-size

W czasach wolności przepływu osób zdolność kontroli i znajomość wolumenów ludzi korzystających z zasobów gminy jest sztuką wymagającą strategicznego planowania i gromadzenia danych na temat ruchu osobowego we wszelkich postaciach życia materialnego. Propozycją jest system rank-size. Prosty w swej kontrowersyjnej istocie. Miasta kierujące się tą zasadą w swojej polityce ustanawiają standard optymalizacyjny, który zakłada, iż ich demograficzny rozrost nie może przekroczyć populacji największego miasta w państwie, który staje się dlań benchmarkiem. Działaniem matematycznym jest tutaj iloczyn pozycji rankingowej i liczby ludności danego miasta. Kontrowersyjność tej idei wyraża fakt, iż w Polsce jej założenia spełnia jedynie Kraków, a będąca na trzeciej pozycji Łódź z arytmetycznymi 13 tysiącami mieszkańców mniej, w kategoriach postępu geometrycznego jest degradowana do pozycji źle zarządzanego miasta.

Benchmark: Liczba ludności Warszawy: 1 mln 714 tysięcy.

Przykładowe działanie matematyczne dla Krakowa wg danych GUS (stan na 31.12.2009 r.): 755 tys. x 2 = 1 mln 510 tysięcy (+ 204 tys.).

Przykładowe działanie matematyczne dla Łodzi wg danych GUS (stan na 31.12.2009 r.): 742 tys. x 3 = 2 mln 226. Łódź winna mieć zatem maksimum 571 tys. mieszkańców, by spełnić wymogi rank-size.

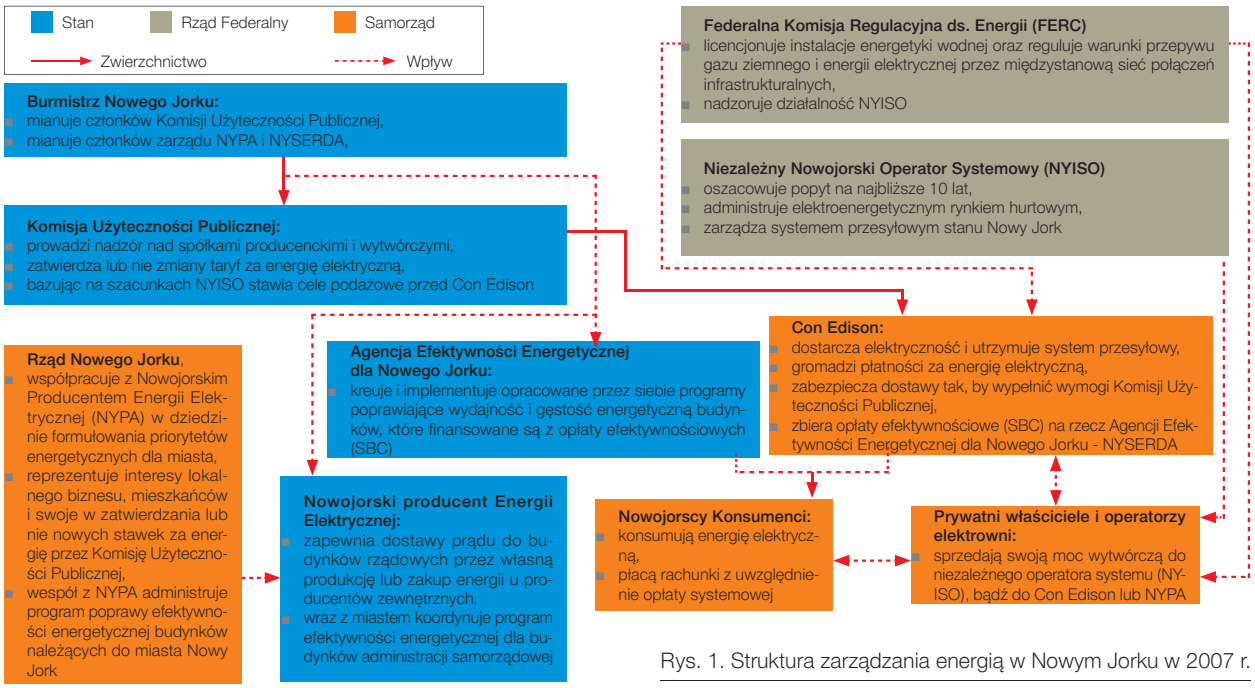
Z tego też względu próg ostrożnościowy rank-size musiałby zostać w tym przypadku wzbogacony o dodatkowy logarytm amortyzujący niekorzystną geometrię, jak choćby ten uwzględniający większą powierzchnię miast mniej zaludnionych. Jest to jednak punkt wyjścia do dyskusji o wpływie zagęszczenia bytu ludzkiego na ekonomię, emisję gazów cieplarnianych oraz stres środowiskowy. Skoro rank-size jest rozpatrywany obecnie w Chinach, to powinien trafić na wokandę również w Polsce. W 2002 r. przeprowadzono studium, gdzie na 73 przebadane państwa w aż w 53 odrzucano tę regułę w jej czystej postaci, tj. bez amortyzacji.

Pójdźcie w ślady Nowego Jorku - założcie OLTPS i pobierajcie SBC

Miasto jako nadrzędne miejsce batalii o egalitaryzm biosfery winno legitymować się jednostką, która zatrudniając osoby o nienagannej wiedzy będące w stałym kontakcie z tętnem życia miejskiego, będzie w stanie narzucać koncepty, które zaowocują przyszłymi oszczędnościami naturalnymi i fiducjarnymi oraz zaskutkuje wzrostem stopy życiowej mieszkańców aglomeracji będących pod jurysdykcją OLTPS (*ang. Office of Long-Term Planing and Sustainability, pol. Biuro Długoterminowego Planowania i Zrównoważonego Rozwoju*) złożonego z architektów, projektantów, specjalistów budowlanych zatrudnionych na umowę zlecenie.

OLTPS jako instytucja miejska o charakterze stałym i co istotne - decyzyjnym, mająca na celu statutowym obserwację, prognozowanie, ekstrapolacje i pozytywną rewizję przyszłych trendów tak, by nie uwstecznić, a wręcz uatrakcyjnić miejskie przestworza kartograficzne przed inwestorami, którzy będą pewni długofalowych trendów wynikłych z prowadzonej polityki sięgającej 20, 30 lat na przód, to sine qua

2) W erze drożejących nośników energii Rada nie zaleca zbywania takich spółek, zaznaczając przy tym, że współpraca w trybie koncesyjnym lub formule PPP jest wskazana.



Rys. 1. Struktura zarządzania energią w Nowym Jorku w 2007 r.

non dla utrzymania zdrowej tkanki życiowej miasta i redukcji kosztów outsourcowania analiz. Nowojorski OLTPS, jeszcze jako komórka niepermanentna wyartykuowała Plan Zrównoważonego Rozwoju dla tego liczącego 8,5 mln osób molocha, zakładający redukcję emisji GHG o 30% do 2030 r. Dziś, już jako instytucja na stałe wpisana w stanowy krajobraz polityczny implementuje, bada i kontroluje jego etapy wdrożeniowe.

Warte napomknięcia jest również inne rozwiązanie stosowane przez samorząd (i nie tylko ten) tego multietnicznego miasta. Koalicja energetyczna ukazana na rys.1 dąży metodą step-by-step do degradacji zużycia energii elektrycznej, znajdując przy tym interes dla każdego z podmiotów poniższego łańcucha. Jednym z elementów jest pobór opłaty efektywnościowej (System Benefit Charge), którą de iure obciążone są Spółki Wytwórcze[3]. Jej wysokość to ryczałt 1,42% dochodu odnotowanego w 2004 r. Suma trafia bezpośrednio do kas NYSERDA - Agencji Efektywności Energetycznej dla Nowego Jorku, która to z kolei przeznacza użyczony kapitał na rozwój takich zagadnień technicznych, jak: kolektory termiczne różnego typu, panele fotowoltaiczne, obróbka gazu śmieciowego, energetyka wiatrowa, biomasa, energia spadu wód, geotermia elektryczna, komórki paliwowe, oświecenie dzienne, rozkład beztlenowy, energia pływów, ciepło oceanów, etanol, metanol, biodiesel. W latach 1998-2011 NYSERDA rozdysponuje sumę akumulowaną 1,89 mld USD.

Kierujcie się współczynnikiem zagęszczenia 50-150 os/ha

Rozbudowany transport publiczny w mieście to jego niewątpliwa wizytówka i marka każdego habitanta. Wniosek płynący z raportu Rady Światowej jest tutaj nieśmiało jednoznaczny: nie należy oddawać tej gałęzi lokalnego biznesu w ręce prywatne. Wskazane jest jednak, by intensyfikować współpracę z czynnikiem prywatnym na różnych płaszczyznach dochodzeniowych tak, by kooperacja przynosiła owoce wzrostu każdej ze stron. Kazus stolicy Meksyku, Mexico City dowiódł, iż po całkowitym oddaniu w ręce niepubliczne komunikacji miejskiej, mieszkańcy tej 23-mln aglomeracji masowo przesiedli się do aut osobowych, gdyż oferta zaproponowana im przez tzw. prywaciarzy ich nie zadowalała - „wycięte" zostały niedochodowe połączenia. Efektem domina wzrósł poziom zanieczyszczenia w mieście, wszak każdy samochód to ok. 340 gCO_2e na 1 km pokonanej trasy. Jeżeli dodatkowo weźmiemy pod uwagę oczywiste następstwo zagęszczenia ruchu pojazdów osobowych w mieście i liczbę zatorów drogowych, emisje możemy śmiało pomnożyć przez 3, gdyż monotonna podjazdówka zamiast realnej jazdy jeszcze bardziej zwielokrotnia niewydajność procesu utylizacji paliwa w silnikach spalinowych.

Transport publiczny nie ma jednakowoż uzasadnienia we wszystkich przypadkach, istnieje ekonomiczna granica racjonalności rozbudowy do monstrualnych rozmiarów sieci połączeń i kanałów spedycji osobowej. Taką granicą jest zagęszczenie ludności.

3) De facto opłacają ją konsumenci.

Niewskazany jest ekspansjonistyczny rozwój transportu publicznego, jeżeli współczynnik konsumpcji ziemi przez obywateli miasta nie mieści się w interwale 50-150 os/ha tzw. terenów built-up-area, czyli tych wykorzystywanych do wszystkich aktywności miejskich - od komunalno-bytowych po komercyjne. Bezkrytyczne powielanie przykładów transportowych w sytuacji, gdy nie mieścimy się w widełkach 5000-15000 osób na km^2 jest prostą drogą do powiększania deficytu budżetu samorządowego.

Jeżeli mieścisz się we współczynniku 50-150 os/ha buduj BRTS

Sprawna spedycja ogromnych ilości osób w popołudniowym szczycie komunikacyjnym to pozytywna łatka, która w sposób ekspresyjny przylega do zarządców gmin. Jeżeli zatem musisz przetransportować sporą rzeszę ludzi na terenach o stałym zagęszczeniu 5000-15000 osób na km^2 stwórz naziemne Bus Rapid Transit System (System Autobusowych Korytarzy Tranzytowych) na wzór korytarzy kolejowych w oparciu o dwu- i czteroprzegubowe pojazdy hybrydowe z systemem regeneracyjnych hamulców, co oszczędza 20-30% energii[4] (fot. 1). Dobrze skalibrowany i atrakcyjny finansowo BRTS udrażnia ruch w sposób ewidentny. Jest również tańszy niż linie tramwajowe. Koszty kapitałowe w przypadku budowy BRTS to, w zależności od wariantu, 2-5 mln EUR za km, podczas gdy jego szynowy odpowiednik drenuje portfel miejski kwotą co najmniej 20 mln EUR za km.

Takie jednoznaczne podejście ma oczywiście swoje wady. Przeciętny tramwaj jest dwa razy dłuższy od popularnych „harmonijek", stąd też legitymuje się on dwukrotnie większą przepustowością. Ponadto psychologowie marketingowi wskazują, że są one postrzegane przez społeczeństwo jako wyższe

Fot. 1. BRTS w chińskim Kantonie, Fot. z raportu: "Energy and Urban Innovation"

rangą, przez co w opinii publicznej miasto zyskuje status bardziej komfortowego i przyjaznego mieszkańcom. Koszty eksploatacyjne pojazdów szynowych są póki co niższe, ta sytuacja może się zmienić wraz z implementacją pełnego aukcjoningu w ramach systemu ETS w 2020 r., wtedy też do każdej MWh trzeba będzie doliczyć średnio 40 EUR. Co więcej, szlaki tramwajowe charakteryzują się stosunkowo dużą ilością zatrzymań/przystanków przez co pojazdy szynowe osiągają średnią prędkość rzędu 15-20 km/h, stąd nie stanowią preferencyjnego typu transportu dla tras długich (Wschód-Zachód, Północ-Południe).

„Paryski Autobus = 30 gram ekwiwalentu ropy na pasażerokilometr vs Paryski samochód osobowy = 55 gram ekwiwalentu ropy na pasażerokilometr"

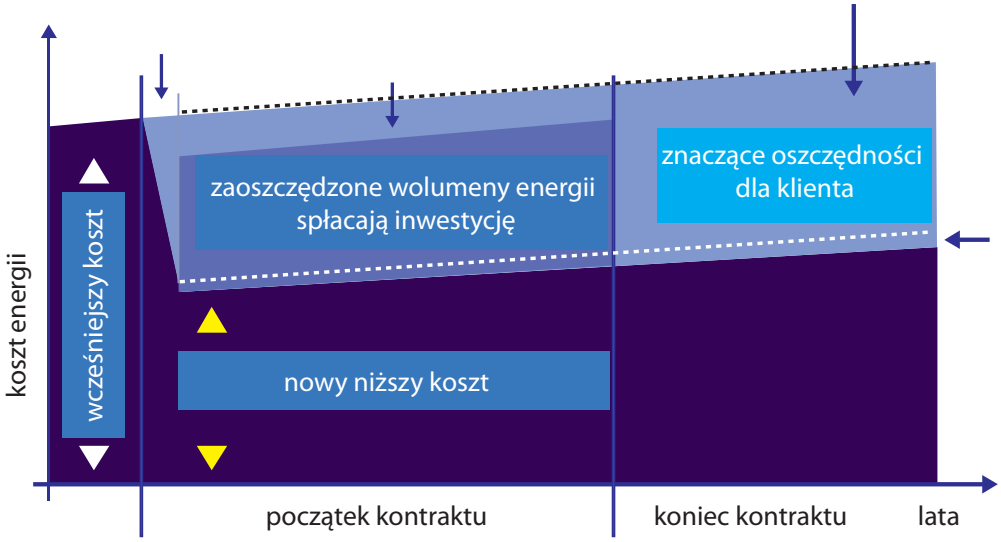
Zastosujcie Third-Party Investment

Z racji tego, że finansowanie w ramach Krajowego Funduszu Termomodernizacyjnego kuleje, a wątłe źródło kredytu termomodernizacyjnego na przestrzeni roku raz po raz wysycha, dla działania efektywnościowego, którego głównym celem jest obniżenie zużycia drożejącej rdr energii na m^2 budynku, zinstytucjonalizujcie technikę finansowania Third-Party Investment i zagospodarujcie morze kapitału prywatnego, który pozwoli zredukować emisję w jednym z segmentów sektora non-ETS (transport, budownictwo, rolnictwo), który łącznie stanowi o 60% wszystkich emisji gazów cieplarnianych w Unii Europejskiej[5]. Zważywszy na wymuszone Traktatem Akcesyjnym jednodekadowe perspektywy wejścia Polski do strefy euro legitymującej się niższymi stopami oprocentowania, ta forma inwestycji kapitału długoterminowego może znaleźć grono swoich entuzjastów w Polsce.

Jej założenia są oparte o ciąg zależności kontraktu pomiędzy wykonawcą prac budowlanych, właścicielem nieruchomości i kapitałodawcą, zakładającego pokrycie kosztów upfrontowych kalibracji budynku do wyższych standardów wydajności energetycznej (wymiana okien z dwuszybowych na trójszybowe, uszczelnienia i likwidacji mostów cieplnych, eliminacja wad konstrukcyjnych, wymiana bojlerów) przez stronę trzecią - Third-Party. W zamian za pożyczkę, strona trzecia otrzymuje zwrot ratalny rzeczonej kwoty wraz zyskiem umownym wypłacanym na przestrzeni obowiązywania kontraktu, naj-

4) Koszt dwuprzegubowca to ok. 350 tys. EUR. Koszt inkrementacyjny w zestawieniu z konwencjonalnym autobusem to 100 tys. EUR, ale otrzymujemy w zamian dwukrotnie większą pojemność przy jedynie 30% większym zużyciu paliw.

5) Na dzień 22.03.2011 stopa procentowa Europejskiego Banku Centralnego to 1%, zaś Narodowego Banku Polskiego aż 3,75%.



Rys. 2. Schemat kontraktu Third-Party Investment (TPI)

Tab. 1. Zestawienie efektów końcowych działalności Agecji Energetycznej Miasta Berlin w formule TPI w 2006 r.

Liczba budynków	Łączna wartość inwestycji	Średnia długość kontraktu	Gwarantowane oszczędności monetarne	Gwarantowane oszczędności energetyczne	Redukcja emisji dwutlenku węgla ton/rok
502	40 milionów EUR	11,8 lat	2,3 milionów EUR	25,75%	57,00 ton/rok

częściej 7-12 lat, który to z kolei zysk pochodzi z kwoty nadwyżki, jaką w innym wypadku podmiot operujący wydałby na całkowity koszt ciepła i energii elektrycznej[6] (rys. 2). Co istotne, jednym z fundamentów umowy jest rozrząd zabezpieczeń pomiędzy wykonawcę prac budowlanych (który daje gwarancję, że jego produkty użytkowane zgodnie z instrukcją przyczynią się do oszczędności energii w dany okresie) i właściciela nieruchomości. Niestety, jedną z pryncypialnych wad techniki TPI jest to, że nie uwzględnia ona kapitałochłonnej, aczkolwiek najbardziej skutecznej formy restauracji energetycznej nieruchomości, tj. izolacji wewnętrznej i zewnętrznej budynków, których to instalacja wydłużyłaby okres zwrotu inwestycji w sposób nieakceptowalny dla dawcy środków pieniężnych.

Metodę TPI stosuje się od połowy lat 90. w Berlinie za pośrednictwem Agencji Energetycznej Miasta Berlin (Berliner Energieagenthur) oraz od 2005 r. w miastach belgijskich poprzez agencję Fedesco. Oba podmioty świadczą usługi na rzecz budynków będących w posiadaniu lokalnej bądź federalnej administracji publicznej. W tab. 1 jest zestawienie z efektów działalności Agencji Energetycznej Miasta Berlin za 2006 r.

Rozpowszechnijcie, śladem Tokio, Środowiskowe Instrumenty Sekurytyzacji Aktywów (ECBO)[7]

Emisje tak jak z definicji są eksterytorialne, tak rozsiane są po wszystkich sektorach życia gospodarczego. Tak jak wielkie koncerny energetyczne nie mają problemów z uzyskaniem środków kredytowych, tak Energetyczne Spółki Komunalne oraz Małe i Średnie Przedsiębiorstwa (MŚP) niejednokrotnie nie są w stanie uzyskać komercyjnych środków na warunkach preferencyjnych z przeznaczeniem na inwestycje prośrodowiskowe służące zdrowiu publicznemu lub ograniczeniu wydatków na energię. MŚP bądź to stoją na straconej pozycji przed obliczem komisji bankowej oceniającej wniosek kredytowy na taką inwestycję lub też spotykają się z odmową z uwagi na zablokowanie długoterminowego kapitału 20-30-letnimi kredytami hipotecznymi. Przedsiębiorcy dzielą również obawy, iż aprecjacja portfolia wierzytelności o nie najwyższym stopniu priorytetowości, podburzy rynkowe fundamenty pod uzyskanie środków pod inne, niezbędne inwestycje, co spowoduje wzrost ryzyka upadłościowego. Dlatego stworzono mechanizm zabezpieczenia aktywów, nie dość popularny w Polsce.

Polega to, jak podtytuł wskazuje, na sekurytyzacji aktywów (kredytów, pożyczek) np. przyszłymi wpływami[8]. Mechanizm ECBO jest trójstronny. Z jednej strony mamy

6) Kwestią absolutnie nadrzędną jest to, by TPI o rzeczywistą redukcję zużycia energii wyrażoną w MJ lub kWh, niźli o formułę kosztów energii wyrażonych w walucie krajowej, wszak może dojść do zjawiska, iż pomimo osiągów znacznego spadku zużycia wolumenów energii jej wyższa cena będzie niwelować zysk umowny. Dlatego tak ważne jest, by w umowie uwzględniać pewien margines wahań cen energii i/lu, jeżeli jest taka możliwość, podpisać na okres obowiązywania kontraktu umowę na dostawy prądu po cenie stałej.

7) Environmental Collateralized Bond Obligation.

reklama

Źródło: www.sekurytyzacja.info

Rys. 3 Przykładowy mechanizm seukyrytyzacji aktywów

inicjatora (zbywcę należności), z drugiej inwestorów nabywających papiery wartościowe wyemitowane pod ów dług. Pomiędzy nimi mieści się Spółka Celowa, która obsługuje wszelkie te czynności. Główną zaletą ECBO, jako finansowego instrumentu pochodnego, jest możliwość zbycia praw do wierzytelności wynikłych z poboru zobowiązań finansowych na spółkę celową oraz właśnie ograniczenie ryzyka upadłości podmiotu dłużnego, co powoduje zwiększenie jego płynności finansowej. Inną zaletą ECBO jest również większa elastyczność negocjacji z inwestorami, np. wydłużenie terminu wykupu papierów wartościowych. Możliwości jest bardzo wiele, zależy to od konstrukcji statutu emisji.

Wnioski

Przeciętny mieszkaniec polskiego miasta konsumuje miesięcznie 4 m^3 wody, 3 GJ ciepła i co najmniej 4 razy miesięcznie wynosi śmieci o gabarycie 120 litrów[9]. Tak się składa, że każda z tych czynności w przeważającej i przerażającej większości jest zapewniana lub absorbowana przy aktywnej asyście spółek komunalnych, które po dziś dzień nie mają ekonomicznego interesu w tym, by ich klienci kupowali mniej. Dotychczasową idylliczną beztroskę zaburzają akty i zobowiązania międzynarodowe wspomniane już w artykule. Pakiet „3x20", Dyrektywa IPCC, czy tląca się na horyzoncie, a obecna jedynie w onzowskich kuluarach zmiana metodologii liczenia emisji CO_2 na bardziej niekorzystną dla krajów-importerów złamie kręgosłup polityce stagnacji. Zaprezentowana paleta propozycji jest dobrym punktem wyjścia dla symetrycznych działań polskich samorządów. Tym cenniejsze, że opiera się ona na doświadczeniach z praktyk municypalnych z całego świata. Od Paryża, po Tokio, Londyn i Nowy Jork, gdzie rodziły się one w różnych kontekstach i talencie aktorów politycznych, tak jak różne są problemy i niesnaski we wszystkich 903 polskich miastach. Wykluczono z tematyki artykułu kwestię edukacji dotyczącej bycia efektywnym, gdyż to zagadnienie stanowi dla autora, jak i Światowej Rady Energii klasyczną oczywistość.

Każde z powyższych zagadnień, jak już to było podkreślane, ma służyć budowie tego, co na szczycie Ziemi w 1992 r. w Rio de Janeiro nazwano zrównoważonym rozwojem. Amortyzacja resursyzmu ferowanego szaleńczym konsumpcjonizmem i ludzkimi jednopokoleniowymi ambicjami, to cel indykatywny. W przypadku jego fiaska, przyjdzie Ci, drogi zarządco, płacić 40 EUR za tonę emisji CO_2 w tej (bezpośredniej) czy innej (niebezpośredniej) formie. □

8) Jest to również doskonała propozycja dla samorządów, które legitymują się stałymi dochodami z podatków, a na których ciąży ustawowy limit zadłużenia na poziomie 60%.

9) Na podstawie rankingu sporządzonego przez dziennik Rzeczpospolita - „Najdroższe miasta w Polsce".

Piotr Dominiak, „Nowa Energia"

Królestwo zeroemisyjne

Dynamikę rozwoju miast pod koniec XIX w. nakręcały turbiny spalinowe oraz coraz bardziej powszechna elektryczność. W wyniku zmian w dziedzinie energetyki rozwój o dynamice ruchu jednostajnego również zmienił swój charakter na ruch niejednostajny przyspieszony. Po ponad stu latach nieustannego zwiększania prędkości zaczęło brakować turbin spalinowych zdolnych do dalszego napędzania miast, a działanie tych istniejących stało się pod wieloma względami uciążliwe. Zbliżająca się obecnie rewolucja energetyczna zwiastuje powrót do korzeni: napędzania podróży wiatrem, urządzeń domowych i przemysłowych obrotowymi kołami wodnymi i spalaniem produktów roślinnych, ogrzewania domów ciepłem z ziemi i powietrza, a wody promieniami słońca. Rewolucja technologiczna nie wymaga wymyślania niczego nowego, ale unowocześnienia i definiowania na nowo metod, które już dawno odkryli nasi przodkowie.

Fot. NE

Klimatyczny pluralizm: wiara, biznes i strach

Szeroki asortyment przedsięwzięć podejmowanych przez brytyjski rząd w celu ochrony przed zmianami klimatycznymi może budzić podziw, ale też podejrzenia. Podejmuje on nie tylko kosztowne projekty związane z inwestycjami w odnawialne źródła energii, przechwytywanie i magazynowanie CO_2, czy szeroko zakrojoną rewitalizację miast w celu zwiększenia ich efektywności energetycznej. Prowadzi także żmudną edukację społeczeństwa, bez której wszystkie inne inwestycje byłyby niezwykle kosztowną wydmuszką. Zresztą, społeczeństwo nie pozostaje mu dłużne i często samo wywiera wpływ, żeby zmiany wprowadzać.

Najdonioślejszy produkt postmodernizmu w obszarze wartości, czyli pluralizm relatywistyczny zaprasza do jednego stołu przedstawicieli wielu narracji tłumaczących rzeczywistość: między innymi tych, którzy z dużą dozą sarkazmu utrzymują, że globalne ocieplenie należy rozpatrywać w kontekście wiary, tych, którzy z pełną powagą przedstawiają niezbite dowody naukowe na antropogeniczne pochodzenie zjawiska, tych, którzy całkiem skutecznie podejmują wysiłek uczynienia ze sprawy motoru napędowego koniunktury gospodarczej świata nie bacząc na dylematy sceptyków i tych, którzy wyrażają troskę o środowisko naturalne, spowodowaną strachem przed kolejną stacją, do której udaje się napędzane silnikiem spalinowym społeczeństwo ryzyka, o budzącej respekt nazwie samozagłada.

Można ulec pokusie konstatacji, że - z kontynentalnego punktu widzenia - istniejąca od niepamiętnych czasów na rubieżach dalekiej północy demokracja i towarzyszący jej wolny rynek, światowe centra finansowe, technologiczne i logistyczne, czy też fakt, że kraj królowej Katarzyny przez wieki łupił bezlitośnie resztę świata powodują, że Wielka Brytania dysponuje dziś odpowiednim kapitałem ludzkim, społecznym, intelektualnym i ekonomicznym, by być światowym liderem w rozwijaniu nowej fali innowacyjności w energetyce i robić na tym dobry biznes.

Ale można też sądzić, że z brytyjskiej - wyspiarskiej - perspektywy, zagrożenie zalania dużej części kraju przez podnoszący się poziom wód morskich, czy zagrożenie innymi nieprzewidywalnymi katastrofami - jest bardziej namacalne niż w Polsce, która wyspą (zieloną) była tylko przez pewien krótki czas. Być może dający się odczuć w dużej części kraju powiew bryzy morskiej powoduje nie tylko uczucie odprężenia spacerowiczów, ale jest także pożywką dla kiełkującego gdzieś w umysłach lęku o przyszłość. Stąd wśród mieszkańców wysp brytyjskich i ich demokratycznych przedstawicieli z pewnością można zaobserwować wiarę w zagrożenie zmianami klimatycznymi. Dla porównania, mieszkańcy naszego kraju i przedstawiciele rządu może nie są w tej materii ateistami, ale o nadanie nam statusu agnostyków można by się śmiało pokusić.

Klimatyczne oświecenie: synergetyka

Jakkolwiek oceniać wpływ człowieka na zmiany klimatyczne, niewątpliwie sama dyskusja nad nimi powoduje istotne zmiany w myśleniu o technologii energetycznej. Wiara i strach są silnymi bodźcami do rozwoju biznesu, ale ten potrzebuje nauki, sprawnego zarządzania i odpowiedzialności. Zdaniem prof. Jana Popczyka z Politechniki Śląskiej, energetyka wchodzi w piątą falę innowacyjności, nastaje era tzw. „postenergetyki", bądź „synergetyki", jak proponuje profesor. Wywodzące się z teorii zarządzania pojęcie synergii dobrze obrazuje to, co może stać się z unowocześnioną branżą: dobrze zorganizowane i współpracujące ze sobą wszystkie elementy systemu są w stanie uzyskać zwielokrotnioną wartość tego, co w sumie uzyskałyby wszystkie te same elementy pracując niezależnie.

Prof. Popczyk wskazuje dwa podstawowe obszary innowacyjności: twardą (technologiczną) i miękką (społeczną, ekologiczną, prawną, zarządczą). Głównym celem tej drugiej jest stymulowanie rozwoju pierwszej.

Innowacyjność twarda ma doprowadzić do masowego wykorzystania takich technologii, jak m.in. pompy ciepła, kolektory słoneczne i ogniwa fotowoltaiczne, samochody elektryczne, ogniwa paliwowe i wodorowe oraz biopaliwowe i biowodorowe, pełne wykorzystanie możliwości energetyczno-utylizacyjnych (w przypadku wszystkich odpadów: rolniczych, przemysłowych i komunalnych) oraz utylizacji procesowego ciepła odpadowego. Używane technologie mają mieć charakter funkcjonalnie zintegrowany, jak np. farmy wiatrowe połączone z ogniwami wodorowymi lub elektrowniami szczytowo-pompowymi. Mają one zapewniać indywidualne i lokalne bezpieczeństwo energetyczne, tak jak wiejskie biogazownie zintegrowane ze źródłem kogeneracyjnym. Ostatecznie energia nie ma być produkowana, ale inteligentnie obracana i zarządzana dzięki takim rozwiązaniom jak: pasywne domy, Smart Grid, czy wirtualne źródła poligeneracyjne.

Jak wskazuje profesor, najważniejszymi obszarami miękkiej innowacyjności będą legislatura i ekonomika. W pierwszym przypadku niezbędne będzie powiązanie systemów wspomagania odnawialnych źródeł energii i procesu redukowania emisji CO_2 oraz koordynacja związanych z tym nowych systemów podatkowych. Drugi przypadek dotyczy nowego profilu ryzyka finansowania innowacyjności, gdzie siła ciążenia przechyli się z ryzyka osobistego na rzecz ryzyka biznesu prywatnego i partnerstw publiczno-prywatnych.

Niezwykle istotną rolę odegra rolnictwo energetyczne, które będzie się rozwijało w wyniku zintegrowanych reform energetyki i rolnictwa, które z kolei pobudzą rozwój innowacji tj.: biotechnologia środowiskowa, wytwarzanie biopaliwa, biometanu i wodoru z biomasy.

Tego typu rozwiązania doprowadzą do zmiany jakościowej w procesach wytwarzania i używania energii - efekt

skali produkcyjnej energii zostanie zastąpiony efektem produkcji seryjnej (w zakresie liczby źródeł i infrastruktury zarządzanych inteligentnymi systemami).

Jednak aby piąta fala osiągnęła sukces, musi być ściśle sprzężona z procesami modernizacyjnymi dużych i małych miast. To one będą podmiotem i przedmiotem innowacyjności. Musi być powiązana także z procesami społecznymi i ekonomicznymi.

Anglia bez węgla

Narodowa bohaterka, Margaret Thatcher, która w latach 80. wygrała wojnę z górniczymi lobby związkowymi i zamknęła wszystkie nierentowne kopalnie (czyli ok. 75% ówczesnej liczby kopalń), wprowadziła kraj na drogę prosperity. Obecnie, jak podaje dr inż. Urszula Lorenz z Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN w Krakowie, Anglia jest jednym z 4 głównych europejskich (unijnych) producentów węgla kamiennego obok Polski, Niemiec i Hiszpanii. Mimo to do 2007 r. 70% zapotrzebowania tego kraju na węgiel pokrywał import, a produkowało się z niego około 38% całej energii. Dziś ten ostatni wskaźnik jest o kilka procent niższy.

Po thatcherowskiej rewolucji przyszedł czas na kolejne rozstanie z węglem. Tym razem ostrze miecza nie jest skierowane na górników, ale na węgiel kopalny i ropę naftową, które będą największymi ofiarami tej wojny. Jednak jako głównego wroga określa się odpad powstały w wyniku spalania tych dwóch surowców. W sukurs sztabowi generalnemu przyjdzie świat nauki, biznes energetyczny, no i oczywiście użytkownicy, którzy pozostałym za całą wojnę będą płacić. Ale ta ich inwestycja ma szansę uzyskać całkiem niezłą stopę zwrotu, przynajmniej dla przyszłych pokoleń. A największym polem bitwy będą miasta.

Brytyjskie Centrum Technologii Alternatywnych opracowało raport Zero Carbon Britain 2030, który prezentuje wiele możliwych dróg, jakimi może podążyć angielskie społeczeństwo, aby osiągnąć stan zeroemisyjnej samowystarczalności energetycznej w perspektywie najbliższych 20 lat. Co ważne z punktu widzenia „sieciowego" i „rozproszonego" charakteru piątej fali innowacyjności - w jego przygotowaniu na drodze licznych konsultacji brała udział szeroka reprezentacja obywateli: organizacje pozarządowe, niezależne think-tanki i ośrodki akademickie. Ocenę tego, jak daleka jest to metoda od tej zastosowanej przez Michała Boniego przy pracach nad dokumentem Polska 2030, który wraz z grupą swoich pracowników w zaciszu gabinetów stworzył wizję dla Polski, pozostawiam czytelnikowi.

Głównym założeniem raportu jest uczynienie z procesu walki z kryzysem ekologicznym systemu tworzenia nowego ładu społecznego i relacji międzynarodowych. Ideowy środek ciężkości leży po stronie szans, a nie zagrożeń i pokonywanie zmian klimatycznych jest prezentowane jako sposób na poprawę jakości życia. Koncepcja zrównoważonego rozwoju uwzględniającego potrzeby ekologiczne, społeczne i ekonomiczne ma stać się praktyką.

Doprowadzenie do sytuacji, kiedy za 20 lat jedna z największych światowych gospodarek, a zarazem jeden z największych światowych emitentów gazów cieplarnianych nie będzie emitować prawie żadnych groźnych zanieczyszczeń, jest celem niezwykle ambitnym, ale lektura raportu daje poczucie, że jednak realistycznym.

Jego autorzy mają pełną świadomość, że do wprowadzenia takich radykalnych i rewolucyjnych zmian nie wystarczy sama technologia i inwestycje w infrastrukturę zeroemisyjnych źródeł energii. Doskonale rozumieją, że taka zmiana może się dokonać jedynie w sytuacji pełnego zaangażowania wszystkich mieszkańców kraju, co musi nieść za sobą znaczące przekształcenia w sposobie organizacji gospodarki i społeczeństwa. Wydaje się, że jest to bardzo prawdopodobne, zważywszy na tradycje brytyjskiej demokracji i społeczeństwa obywatelskiego oraz dotychczasowy, bardzo wysoki poziom partycypacji obywateli w życiu publicznym. Autorzy raportu wskazują kilka alternatywnych możliwości osiągnięcia celu, sugerując potencjalnie najlepsze rozwiązania, odrzucając dogmatyczne wyznawanie jakiejś jedynie słusznej ścieżki.

I tak np. alternatywną dla generującego niezliczone ryzyka rozwoju urbanistycznego ma stać się koncepcja rozwoju obszarów wiejskich, dla których sektor energetyki odnawialnej i rolnictwo ekologiczne mogą być doskonałym lekiem na nękające wieś kłopoty. Zapewne z polskiej perspektywy, zwiększanie procentu ludności mieszkającej i pracującej na roli kosztem demografii miejskiej może wydawać się szaleństwem, ale niewątpliwie ktoś będzie musiał produkować chociażby biomasę, która - zamieniając się rolami z węglem kamiennym czy ropą - ma w niedalekiej przyszłości napędzać miasta.

„Zero Carbon Britain 2030" proponuje jednak inny model rolnictwa od dobrze znanego na całym zachodzie modelu przemysłowego. Wskazując na rosnący wpływ przemysłu rolnego na zmiany klimatyczne stawiany jest postulat zmniejszenia hodowli zwierząt na mięso i zwiększenia areału upraw warzyw i owoców, rozszerzanie roli rolnictwa organicznego m.in. poprzez ograniczenie stosowania sztucznych nawozów, wreszcie pełnego wykorzystania pozostałości produkcji rolnej w formie energetycznej biomasy. Te działania mają być uzupełniane poprzez powszechne wdrożenie procesu sekwestracji węgla, jednak nie w wyniku rozwijania kosztownych i niepewnych z punktu widzenia potencjalnych zagrożeń technologii Carbon Capture and Storage, ale dzięki wykorzystaniu najstarszej na świecie metody sekwestracji poprzez inwestycje w zalesianie. Drzewa mają bowiem zdolność pochłaniania CO_2 i wbudowywania go w swoje tkanki, co przyczynia się do obniżenia sumy gazu w atmosferze. Duże, długo żyjące i umiarkowanie rosnące drzewo może zgromadzić nawet 3 tony węgla, a przy

tym wyprodukować dużą ilość tlenu. Te wszystkie aktywności nie pozostaną obojętne na potrzeby runku pracy i są szansą rozwojową dla wielu obszarów.

Ciekawe koncepcje dotyczą opracowania społeczno-ekonomicznych narzędzi umożliwiających zapobieganie ubóstwu energetycznemu, m.in. przez wprowadzenie „kwot węglowych". Wszyscy mieszkańcy kraju mogliby otrzymać określone ilości dopuszczalnych emisji gazów cieplarnianych, które mogliby kupować albo sprzedawać na wolnym rynku lub samodzielnie je wykorzystywać.

Autorzy raportu wyraźnie wskazują na potrzebę opracowania specjalnego modelu legislacyjno-finansowego, który miałby obejmować wszystkie szczeble władzy oraz wszystkie sektory. Dla nich redukcja emisji CO_2, jeśli tylko będzie się opierała na dobrze zaplanowanych i spójnych działaniach prowadzonych równolegle w wielu obszarach, powinna stać się źródłem wzrostu PKB.

Ekolondyn - perła w koronie

Spośród niespełna 7 mld mieszkańców planety Ziemia, ponad połowa obecnie żyje w miastach. Do 2050 r. populacja naszego gatunku rozmnoży się do 9 mld, a 75% z nich będzie mieszkać w wysoko zurbanizowanych metropoliach. Do 2030 r. zapotrzebowanie na energię elektryczną wzrośnie do 50% w stosunku do dzisiejszego. W tym samym czasie Arabia Saudyjska będzie potrzebowała 50% swoich rezerw ropy do zasilania własnego kraju - efektem będzie spadek PKB tego państwa, a światowy Peak Oil stanie się faktem. Natomiast, jak podaje McKinsey Global Institute już za niespełna 15 lat, 600 największych światowych metropolii będzie wytwarzało 60% globalnego PKB. Pod warunkiem, że uda im się zapewnić bezpieczeństwo energetyczne. W 2025 r. światową czołówkę pod względem poziomu wytwarzanego PKB mają stanowić kolejno Nowy Jork, Tokio, Szanghaj, Londyn i Pekin.

Władze Londynu już od dłuższego czasu realizują politykę zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego i wyeliminowania zanieczyszczeń. Z przeprowadzonych w Anglii badań wynika, że około 45% wszystkich emisji gazów cieplarnianych jest generowane przez budynki (użytkowe i mieszkalne). Stąd kwestie zwiększania ich efektywności energetycznej stanowią bardzo ważny obszar działań. Priorytetem jest podnoszenie i utrzymywanie wysokich standardów budynków. Dobre zarządzanie budynkiem z punktu widzenia jego efektywności energetycznej powoduje - oprócz korzyści środowiskowych - również ekonomiczne: stymuluje koniunkturę w budownictwie, usługach zarządczych i elektrotechnicznych, edukacji ekologicznej, a także podnosi rynkową wartość budynków. Dodatkowo jest niewątpliwą szansą na rewitalizację zdegradowanych części miast, jak np. zdewastowana wcześniej londyńska dzielnica Stratford, gdzie jest rozwijana infrastruktura sportowa (budowa wioski olimpijskiej) w oparciu o współpracę publiczno-prywatną w sposób spełniający ostre rygory efektywnościowe.

Podstawowym problemem gospodarstw domowych jest właśnie nieefektywność energetyczna, a także wysoki koszt budowy nowych, efektywnych budynków. W celu poprawy sytuacji, w Londynie jest realizowany innowacyjny projekt. Po mieście jeździ na rowerach 2000 specjalistów, którzy odwiedzają właścicieli i zarządców budynków. Przeprowadzają z nimi wywiady, wykonują niezbędne pomiary i zastanawiają się wspólnie z mieszkańcami, co można w ich domach poprawić. Ci specjaliści, którzy dokonują oceny efektywności energetycznej są bezstronnymi, prywatnymi doradcami, co ma zagwarantować powodzenie przedsięwzięcia. Podobne działanie jest realizowane w obszarze powierzchni komercyjnych. Dzięki temu londyńscy wykonawcy budowlani posiadają konkretne wytyczne dotyczące energetycznego stanu obiektów, a odwiedzeni mieszkańcy już po pierwszej wizycie mogą samodzielnie przedsięwziąć pewne działania. Prowadzony plan modernizacji musi zawierać rachunek ekonomiczny uwzględniający czas i poziom zwrotu nakładów inwestycyjnych. Pozwala to uzyskać kredytowanie na przeprowadzenie niezbędnych prac i osiągnięcie odpowiednio wysokiego pułapu efektywności. Dotychczas w angielskiej stolicy w pełni zrewitalizowano niespełna 50 dużych publicznych budynków. Dzięki temu rachunki za energię spadły o ponad 1 mln funtów, a nakłady mają się zwrócić do 7 lat. Zastosowany przy tych przedsięwzięciach cały wachlarz środków: od termoizolacji i paneli fotowoltaicznych, poprzez edukację użytkowników i zastosowanie inteligentnych narzędzi zarządzania energią w budynku, pozwalał w niektórych przypadkach osiągnąć nawet 70% spadek zużycia energii.

Boris Johnson, burmistrz Londynu ma swojej wizji rozwoju aglomeracji wpisany zeroemisyjny transport publiczny. Planowane działania są w dużej mierze zbieżne z koncepcją opisaną w raporcie Brytyjskiego Centrum Technologii Alternatywnych. Pomysły płynące z raportu starają się godzić potrzeby nowoczesności, mobilności i środowiska. Przemodelowanie struktury miast będzie się dokonywało w praktycznie wszystkich obszarach ich funkcjonowania, a najistotniejsze zmiany będą dotyczyć transportu. Zwiększenie udziału transportu zbiorowego, zastąpienie transportu towarowego samochodami ciężarowymi przez kolej i włączenie znaczącej części sektora samochodowego do sieci energetycznej, to najważniejsze plany. W aspekcie motoryzacji, jako ciekawostkę można przytoczyć bardzo futurystyczną wizję projektowania samochodów wodorowych sieciową metodą open source, dzięki czemu rozwój tej technologii ma przyspieszyć.

Większa część miast Europy jest już w podeszłym wieku. Muszą one przejść proces gruntownej rewitalizacji, odnowy. Dzięki temu, że są dynamicznymi i chaotycznymi środowiskami, ich struktura nieustannie się zmienia, przeobraża się ich funkcjonalność.

Boris Johnson ma holistyczne podejście do zarządzanego przez siebie miasta. 300 stronicowy podręcznik, jakim jest Strategia Energetyczna Londynu, jest bliski ideom zarówno raportu Zero Carbon Britain 2030, jak i koncepcji piątej fali innowacyjności prezentowanej przez prof. Popczyka. Przyszłość Londynu jest określona jako miasta sukcesu w zielonym, nowoczesnym otoczeniu, przyjaznym środowisku i mieszkańcom.

Długofalowa koncepcja zapewnienia nośników energii opiera się o maksymalną decentralizację źródeł. Zgodnie z londyńską strategią do 2025 r. 25% energii ma pochodzić z lokalnych źródeł. Procesowi osiągania tego pułapu będzie towarzyszyć wdrożenie systemów zdecentralizowanego ogrzewania i znacznego wykorzystania energii ze spalania odpadów.

Planowanie przestrzenne miasta jest dla londyńskich urzędników nierozerwalnie związane ze zdrowiem mieszkańców. Przewidywane w strategii zagrożenia klimatyczne dla miasta to m.in. powodzie, suche i bardzo gorące lata i mroźne zimy. Jednym z najważniejszych - z punktu widzenia jakości życia w mieście - a zarazem trudno mierzalnym i trudnym do przecenienia efektem planowanych i realizowanych już działań, będzie niewątpliwie zmniejszenie ilości zachorowań, powodowanych obecnie życiem w zanieczyszczonym i pełnym szkodliwych substancji środowisku. Pomost pomiędzy jakością i stylem życia, a zrównoważonym rozwojem jest świętym Graalem całej koncepcji. Dysfunkcyjne miasto ma wpływ na emisje CO_2, koszty jakie ponosi środowisko naturalne, problemy zdrowotne ludzi, segregację rasową i degradację ekonomiczną. A nieodpowiednie zagospodarowanie przestrzeni miasta jest powiązane głównie z chorobami płuc i z cukrzycą. Dlatego londyńczycy stawiają sobie za cel taką rekonstrukcję układów komunikacyjnych, aby po mieście można było swobodnie chodzić i przemieszczać się w każde miejsce czystym transportem publicznym. Mieszkańcy Dubaju, którzy są uzależnieni od transportu samochodowego, budują coraz więcej szpitali, ponieważ jego władze źle zaplanowały miasto. A do zanieczyszczenia powietrza trzeba dodać jeszcze hałas, odpady komunalne i ścieki oraz ryzyko zanieczyszczenia i skażenia wody pitnej lub jej deficytów.

Ciekawym rozwiązaniem jest plan wykorzystania drzew w procesie zarówno dekarbonizacji miasta, zmniejszenia jego energożerności oraz poprawy poziomu życia.

Wzrost i funkcjonowanie drzew pełni w mieście kilka podstawowych korzyści: oczyszczanie powietrza, regulacja temperatury, ograniczanie hałasu, ograniczanie spływu powierzchniowego wody. Obniżanie temperatury powietrza jest możliwe dzięki ocienianiu (zarówno np. placów miejskich, jak i budynków) oraz transpirację powietrza. Jedno drzewo wykazuje potencjał chłodzący porównywalny do pracy 5 klimatyzatorów w czasie 20 godzin na dobę. Odpowiednio posadzone i wkomponowane w plan urbanistyczny szeregi drzew pełnią funkcje osłony przeciwwiatrowej, która może obniżać koszty ogrzewania budynków od kilku do kilkunastu procent. 100 drzew jest w

Fot. NE

stanie usunąć nawet do 500 kg zanieczyszczeń pyłowych i gazowych w ciągu roku. Dodatkowo drzewa wydzielają substancje lotne o właściwościach bakteriobójczych, stymulujących procesy oddychania i krążenia, a także regulujących prace układu nerwowego ludzi. Właściwie wkomponowana w przestrzeń miasta roślinność pozwala redukować nawet do 50% odczucia hałasu, a dodatkowo subiektywne odczucie zmniejszenia natężenia tego zanieczyszczenia jest niwelowane przez wrażenia estetyczne. Myszy i szczury są dominującymi zwierzęcymi mieszkańcami miast pozbawionych drzew. Natomiast tereny pokryte co najmniej w 50% przez drzewa i inną roślinność są bogate w różne gatunki ptaków czy wiewiórki.

Działania władz Londynu opierają się na 2 filarach - poprawy infrastruktury i poprawy zachowania się ludzi. Ten drugi aspekt częściowo wynika z odpowiednio zaplanowanej poprawy infrastruktury, ponieważ zmiana form przestrzennych wpływa na procesy społeczne i decyzje mieszkańców. Główną rolę przypisuje się jednak zarządcom nieruchomości, którzy winni kierować funkcjonowaniem budynku zgodnie z projektem, na podstawie którego został zmodernizowany. Zadaniem władz miasta jest natomiast edukacja ludzi, dostosowana do tych projektów.

Budynki zajmowane przez sektor publiczny w Londynie nie wymagały wielkich zmian technologicznych. W większości udało się zwiększyć efektywność o 15-20% za pomocą poprawy infrastruktury. Kolejnym etapem były procesy szkoleniowe, w wyniku których osiągnięto oszczędności podobnej wielkości. Zmiany zachowania na masową skalę będą jednak możliwe dopiero wtedy, gdy użytkownicy i zarządcy budynków finansowo odczują konsekwencje swojego zachowania. Dlatego poważnie rozważany podatek od emisji ma być silną motywacją do zmian.

Największym problemem jest przekonanie do konieczności zmian przedstawicieli sektora prywatnego. Dekarbonizacja budynków jest często wysoce kapitałochłonna, natomiast zwrot poniesionych inwestycji rozłożony w czasie. Skala problemu jest duża, ponieważ większość nieruchomości i przestrzeni w miastach jest w prywatnych rękach. To biznes pełni realną władzę w dzisiejszych miastach, ale sam nie jest w stanie przeprowadzić wielkoskalowej rewitalizacji. Do tego potrzebuje wsparcia polityków, specjalistów różnych dyscyplin oraz użytkowników ich własności.

Totnes: wielkie wyzwanie w malutkiej gminie

Malownicze miasteczko leżące na południowym-zachodzie Anglii (hrabstwo Davon), liczące około 8500 mieszkańców, znane jest na świecie ze swoich walorów turystycznych. Totnes jest także mekką miłośników medycyny alternatywnej, częściowo zamieszkaną przez uczestników ruchu hipisowskiego, częściowo przez intelektualistów, a także przez zmęczonych wielkomiejskim życiem imigrantów wewnętrznych. Taka mieszanka daje tej społeczności mentalną wolność i zdolność do eksperymentowania na samych sobie. Na pierwszy rzut oka życie płynie tam niezmiennie od lat w sielankowym, prowincjonalnym rytmie. Zarozumiali mieszkańcy Londynu, którzy kupują tam sobie wille, są obiektami podejrzanych spojrzeń tubylców. Jednak mimo całej swojej małomiasteczkowości, Totnes jest w skali świata miejscem niezwykłym. Jest pionierem i liderem tz. ruchu *transition towns* (miasto przemian), którego najważniejsze postulaty dotyczą obniżenia zużycia energii i gazów cieplarnianych na poziomie europejskim, co jest odpowiedzią przede wszystkim na zagrożenie globalnym ociepleniem oraz mniejszą podaż taniej i dobrej jakości ropy. Można by powiedzieć, że to w zasadzie nic nadzwyczajnego, coraz więcej miast na świecie obecnie posiada podobne ambicje. Jednak niewiele spośród nich zamierza je realizować w taki sposób, jak mieszkańcy Totnes. Bowiem to mieszkańcy, a nie władze samorządowe, są najważniejszymi pomysłodawcami, planistami i realizatorami wizji przemiany.

Główną ambicją każdego *transition town* jest samowystarczalność, obejmująca zarówno bezpieczeństwo energetyczne, ale także zaopatrzenie w żywność, czy wodę. Pierwszym zaskoczeniem jest 10 000 funtów totnestańskich, znajdujących się w oficjalnym, wewnętrznym obiegu ekonomicznym, których wartość jest równa funtowi brytyjskiemu. Tymi pieniędzmi można się posłużyć w około 100 miejscowych sklepach, które przyłączyły się do ruchu, i za totnestańską walutę oferują lokalne produkty. Dzięki temu ich klienci wiedzą, że kupowany przez nich czosnek przebył niewielkim samochodem dostawczym nie więcej niż 10 km z pobliskiej uprawy, zamiast kilku tysięcy samolotem lub kontenerowcem z uprawy w południowych Chinach. Pozwala to, oprócz oczywistego zmniejszenia zużycia energii m.in. na paliwo, ograniczyć odpływ kapitału do wielkich centrów produkcyjnych za pośrednictwem m.in. korporacyjnych centrów handlowych i zewnętrznych producentów towarów, a także utrzymać się lokalnym drobnym przedsiębiorcom, rzemieślnikom, czy producentom.

Drugim zaskoczeniem jest to, że o wprowadzeniu waluty nie zadecydowały władze, a mieszkańcy. Warunkiem *sine qua non* funkcjonowania *transition town* jest partycypacja obywateli w możliwie jak najszerszym wymiarze. Decydują oni o najważniejszych kierunkach rozwoju i wydatkach gminy. Uczestniczą w kształtowaniu lokalnych polityk rozwojowych i samodzielnie - najczęściej poprzez swoje niez`ależne organizacje - realizują wiele zadań publicznych, uzyskując na to finansowanie z budżetu gminy (czyli de facto własnych podatków). Wszystko odbywa się na drodze bliskiej współpracy z demokratycznie wybranymi władzami.

Ostatecznym celem *transition town* jest relokacja produkcji, dystrybucji i

konsumpcji towarów z potężnych, często monopolistycznych centrów produkcyjnych i logistycznych, do miejsc, gdzie wytwarzanie i spożywanie może odbywać się na bieżąco, nie powodując tym samym strat, nie generując kosztów i skutków ekologicznych transportu, czy nie podlegając spekulacjom handlowym. Dotyczy to tak samo pożywienia, jak i energii. W Totnes realizowane są działania zmierzające do zabezpieczenia dostaw energii z lokalnych źródeł w możliwie jak największym wymiarze. Skrupulatna recyklinacja odpadów i spalanie pozostałych, powszechne wykorzystanie wody deszczowej i ze studni przydomowych, budowanie sprzężonych funkcjonalnie elektrowni wiatrowych z ogniwami fotowoltaicznymi i solarami, biogazownie, mikrohydroelektrownie, uprawy energetyczne i rolnictwo organiczne, pojazdy elektryczne, większa powszechność i dostępność bezemisyjnego transportu publicznego oraz komunikacji pieszorowerowej niż samochodów prywatnych, inteligentne systemy oświetlenia ulic miejskich, maksymalizacja efektywności energetycznej budynków publicznych, prywatnych i gospodarstw domowych, zagospodarowanie przestrzeni miasta wykorzystujące atuty zalesiania i sprzyjające pieszemu i rowerowemu transportowi, a także powszechna edukacja ekologiczna mają sprawić, że do 2030 r. Totnes będzie miastem nie produkującym zanieczyszczeń, samowystarczalnym energetycznie, z rozwijającym się rolnictwem i małą lokalną przedsiębiorczością i zadowolonymi z życia mieszkańcami. Utopia? Synergetyka pozwala sądzić, że niekoniecznie.

Co na to reszta globu?

Te dwa odmienne podejścia w zarządzaniu rozwojem - londyńskie i totnesańskie - odgórne i oddolne pokazują, że dróg do sukcesu jest wiele. Ale zarówno władze Londynu, jak i mieszkańcy Totnes nie poradzą sobie bez innych. Burmistrz Boris Johnson i jego urzędnicy nie poradzą sobie sami bez mieszkańców i przedsiębiorców, dlatego robią wiele w celu ich edukacji i aktywizacji. Z kolei liderzy ruchu *transition town* z Totnes, muszą do swoich koncepcji zachęcać władze i wspólnie z nimi realizować przyjętą strategię.

W przypadku Wielkiej Brytanii zasada myśl globalnie, działaj lokalnie sprawdza się z kilku powodów. Po pierwsze, tamtejsze władze są wybierane w demokratycznych wyborach, a społeczeństwo obywatelskie jest na tyle rozwinięte i świadome, że potrafi z jednej strony kontrolować i wpływać na funkcjonowanie rządzących, a z drugiej strony - samo jest zdolne do podejmowania inicjatyw. Oprócz tego kraj ten dysponuje niezbędnym kapitałem intelektualnym do wymyślania i wdrażania innowacji technologicznych, ekonomicznych, zarządczych, czy legislacyjnych. Na dodatek jego mieszkańcy są jednym z najbogatszych społeczeństw na świecie, dlatego często dużo łatwiej przyjdzie im przełknąć koszty modernizacji i dekarbonizacji budynków, najbliższego otoczenia, całej energetyki.

Osiągnięcie przez którykolwiek kraj, nawet w zglobalizowanym świecie, piątej fali innowacyjności w energetyce wymaga przebycia kolejnych etapów rozwoju. Pierwsze cztery fale innowacyjności technologicznej, to zdaniem prof. Popczyka, kolejno: wynalezienie maszyny parowej, następnie silnika spalinowego, maszyn elektrycznych i wprowadzenie elektroenergetyki, wynalezienie telefonu, radia oraz samolotu silnikowo-śmigłowego. Kolejna fala wiązała się z rozwojem technologicznym spowodowanym II wojną światową i powstaniem na jej potrzeby takich wynalazków jak: samolot odrzutowy, bomba atomowa, podstawy komputeryzacji. Czwarta fala została ustanowiona przez innowacyjność komputerowo-internetową, która nie byłaby możliwa bez powstania Microsoftu, IBM (który wypuścił na rynek pierwszy komputer osobisty), stworzenia strony World Wide Web, a także rozwoju technologii gazowych.

Oczywiście technologie można do kraju importować i wynajmować specjalistów, którzy będą je implementować. Taka sytuacja powoduje jednak większy koszt ich wdrażania w jednym państwie i niższy w innym (w szczególności względem takich wskaźników jak PKB per capita). Obecnie mamy do czynienia z silnym rozwarstwieniem pomiędzy poszczególnymi krajami zglobalizowanej gospodarki. Dodatkowo, wspominany już tutaj pluralizm relatywistyczny, który co prawda dopuszcza do głosu odmienne koncepcje, a nawet walczy o ich prawo do istnienia, nie daje szansy na globalne porozumienie, gdyż jest jednocześnie przyczyną niemożności znalezienia takiego rozwiązania, które gotowe będzie zaakceptować cały świat.

Wnioski

Wyniesienie problemu ochrony klimatu ponad poziom egoistycznych interesów narodów w obecnym świecie, wydaje się raczej niemożliwe. Z bardzo prostej przyczyny. Gdyby wprowadzić prostą skalę pomiaru poziomów rozwoju cywilizacyjnego świata od 1 do 5 (uwzględniającą wszystkie aspekty rozwoju cywilizacyjnego, tj. system społeczno-polityczny, ekonomiczny, poziom PKB, rozwój technologiczny, infrastruktura, ochrona środowiska, społeczeństwo obywatelskie, itd.), to bez specjalnych analiz można stwierdzić, że np. Wielka Brytania, USA, czy Niemcy są na poziomie 5, Chiny, czy Indie gdzieś pomiędzy 3 a 4, część państw azjatyckich na 2, 3, przygniatająca zaś część Afryki na 1 i 2. Nieudolne próby wypracowania przez ONZ kompromisu na kolejnych konferencjach klimatycznych wymagają, żeby wszystkie te kraje uniosły się do poziomu 6 - poziomu interesu ponadnarodowego, interesu globalnego. Wydaje się jednak, że będzie to możliwe dopiero wtedy, gdy wszystkie państwa świata przebrną przez każdy kolejny etap rozwoju cywilizacyjnego. Niemniej jednak zachód i państwa takie jak Wielka Brytania, muszą kroczyć swoim tempem rozwoju i nie mogą czekać na resztę świata. □

Andrzej Jurkiewicz, prezes zarządu, eGIE Sp. z o.o.

AUDYTOR EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ - niezbędny zawód przyszłości

W świetle uchwalanej obecnie przez Sejm RP, Ustawy o efektywności energetycznej, audyt efektywności energetycznej to „opracowanie zawierające analizę zużycia energii oraz określające stan techniczny obiektu, urządzenia technicznego lub instalacji, zawierające wykaz przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej tych obiektów, urządzeń lub instalacji, a także ocenę ich opłacalności ekonomicznej i możliwej do uzyskania oszczędności energii" (art. 3 ppkt. 7 projektu Ustawy).

Wmyśl tej Ustawy audyt energetyczny będzie dokumentem, na podstawie którego nabędziemy np. „świadectwa efektywności energetycznej", czyli prawa majątkowe, które premiują finansowo dostawców i odbiorców energii za jej oszczędzanie.

Dzięki tej Ustawie powstanie wreszcie w Polsce oficjalny zawód „audytora efektywności energetycznej", gdyż do tej pory nie mieliśmy żadnego umocowania prawnego i nazywano nas w aktach prawnych „osobami wykonującymi audyt energetyczny".

Co ciekawe, w myśl tej Ustawy, sporządzenie audytu energetycznego przez jednostki sektora publicznego, samo w sobie stanowi „środek poprawy efektywności energetycznej" (art. 10 pkt. 2 ppkt. 5)... i całkowicie się z tym podejściem zgadzamy!

Kim powinien być audytor energetyczny?

Zastanówmy się więc, kim powinien być audytor energetyczny? Niewątpliwie zawód ten jest zawodem z dziedziny interdyscyplinarnych, gdyż audytor energetyczny powinien być, „po trosze":

- budowlańcem, gdyż musi poznać fizykę budowli i większość technologii budowlanych,
- ekonomistą i bankowcem, gdyż musi umieć wykonać analizy opłacalności przedsięwzięć termomodernizacyjnych i inwestycji energetycznych, a także znać i zaproponować źródła sfinansowania takich przedsięwzięć,
- fizykiem, gdyż musi poznać zasady termodynamiki, elektromagnetyzmu, fizykę materii i procesów fizycznych,
- chemikiem, gdyż musi znać podstawowe właściwości pierwiastków chemicznych, zasady tworzenia się związków chemicznych oraz ich właściwości, przebieg reakcji chemicznych i ich skutków, procesy towarzyszące gazom, cieczom i ciałom stałym,
- ciepłownikiem i gazownikiem, gdyż powinien dokładnie znać techniki i metody ogrzewania, wentylacji i klimatyzacji stosowanych w obiektach budowlanych,
- elektroenergetykiem, gdyż energia elektryczna to najważniejszy rodzaj energii w dzisiejszym świecie,
- mechanikiem, gdyż powinien znać zasady pracy urządzeń, zwłaszcza pod kątem zużywanej energii,
- technologiem produkcji, gdyż będzie miał do czynienia z energią odpadową powstającą w procesach produkcji, którą to energię można często wykorzystać powtórnie,
- ekologiem, gdyż często koniecznym będzie znajomość i obliczenie wielkości i kosztów emisji zanieczyszczeń, a także wskazanie „metody walki" z tymi zanieczyszczeniami,
- prawnikiem, gdyż musi znać większość aktów prawnych związanych z szeroko pojętą energetyką, ochroną środowiska i prawem budowlanym,
- prawie projektantem, gdyż audyt energetyczny jest często wstępem do projektu budowlanego, a tzw. charakterystyka energetyczna budynku, jest wręcz częścią takiego projektu...,
- a także powinien „orientować" się w szeregu innych specjalnościach, których znajomość pomaga w wykonywaniu tego zawodu, np. rolnictwo (np. uprawy energetyczne),

BHP i ppoż., technologie przemysłowe, nowe technologie i trendy w dziedzinie wytwarzania i użytkowania energii.

Opanowanie tak dużego zakresu wiedzy wymaga sporo wysiłku i determinacji od osób, które zdecydują się na uprawianie tego zawodu. W niektórych wypadkach, niezbędna staje się także praktyczna wiedza i doświadczenie. Koniecznym jest więc ciągłe szkolenie osób, które chcą uprawiać ten zawód. Jest to także duże wyzwanie dla wyższych uczelni, gdyż niezbędnym staje się połączenie wielu, czasem odległych od siebie, dziedzin wiedzy. Nie jest to proste w dzisiejszych czasach, gdzie często, zwłaszcza w zawodach technicznych, szkoli się osoby w wąskich specjalizacjach.

Od czego zacząć?

W zasadzie wszystkie przedsięwzięcia modernizacyjne związane bezpośrednio lub pośrednio z energią powinny zacząć się od wykonania audytu energetycznego.

Audyt energetyczny jest często pierwszym dokumentem, na bazie którego sporządzane są inne dokumenty lub analizy. Przykładowo, bez audytu energetycznego nie uzyskamy premii termomodernizacyjnej (remontowej), czy preferencyjnego kredytu lub dotacji z WFOŚiGW lub NFOŚiGW. W wielu przypadkach, do aplikacji po środki z Unii Europejskiej, wymagane jest sporządzenie takiego audytu.

Audyt energetyczny może mieć różną formę i różny zakres. Dla prostych inwestycji lub wstępnej oceny opłacalności danej inwestycji od strony oszczędności kosztów energii, możemy wykonać audyt uproszczony (zwany pre-audytem). Dla przedsięwzięć skomplikowanych lub umów wieloletnich (np. w formule ESCO), audyt musi być opracowany w sposób bardzo dokładny i wszechstronny. W tym wypadku wymagana jest od audytora duża wiedza oraz doświadczenie.

Często warto wykonać audyt energetyczny dla zakładu pracy (audyt przemysłowy). To jeden z trudniejszych audytów, gdyż często wymaga poznania procesów produkcyjnych, zwłaszcza tych energochłonnych.

Przykładowy zakres audytu

Przykładowy zakres audytu przemysłowego obejmuje następujące zadania:

1. wizja lokalna,
2. opis budynków oraz procesów technologicznych zakładu, zwłaszcza pod kątem ich zapotrzebowania na różną formę Energii,
3. opis systemu ogrzewania zakładu (kotłownia, sieci przesyłowe, instalacje i odbiory ciepła),
4. opis sytemu chłodzenia zakładu (wytwornice wody lodowej, sieci i instalacje chłodu, odbiorniki chłodu),
5. opis sytemu sprężonego powietrza (sprężarki, parametry powietrza i jego ilości, odbiory),
6. analizy zużycia za okres ostatnich 2-3 lat:

a) energii elektrycznej,
b) ciepła,
c) chłodu,
d) sprężonego powietrza,
e) paliwa (gazu, węgla, oleju itp.),

7. Analiza zapotrzebowania na:

a) energię do ogrzewania budynków,
b) energię do produkcji ciepłej wody,
c) energię dla wentylacji i klimatyzacji,
d) energię (cieplną, elektryczną i chłodu) dla procesów produkcyjnych,

8. energia odpadowa z procesów technologicznych,
9. analiza efektywności energetycznej dla każdego rodzaju energii,
10. analiza możliwości wykorzystania energii odpadowej z procesów technologicznych,
11. analiza możliwości zastosowania Odnawialnych Źródeł Energii,
12. analiza możliwości zastosowania układów kogeneracji lub trójgeneracji,
13. koncepcje techniczne usprawnień modernizacyjnych,
14. analiza stosowanych taryf i możliwości ich zmian (oszczędności),
15. wybór optymalnego przedsięwzięcia modernizacyjnego pod kątem:

a) zmniejszenia zużycia energii pierwotnej,
b) zmniejszenia kosztów dostawy i zużycia energii,
c) przewidywanych nakładów inwestycyjnych/modernizacyjnych dla każdego z wariantów,

16. analiza opłacalności ekonomicznej poszczególnych wariantów oraz wariantu rekomendowanego,
17. oszacowanie efektów ekologicznych,
18. wnioski końcowe.

Przedstawiony zakres pokazuje jak wieloma dziedzinami zajmujemy się wykonując profesjonalny audyt energetyczny. W wielu przypadkach, dla prawidłowego i kompleksowego wykonania audytu energetycznego, konieczna jest współpraca zespołu specjalistów z różnych dziedzin. Nieodzownym jest włączenie się w te prace także specjalistów zakładu (energetyk, mechanik, technolog, ekonomista).

Wnioski

Efekt wynikający z wykonania audytu nierzadko jest zaskakujący nawet dla samych audytorów. Często udaje się obniżyć ilości zużywanej energii i kosztów związanych z gospodarką energetyczną zakładu o kilkadziesiąt procent, a czasy zwrotu niektórych inwestycji (modernizacji) wynoszą nierzadko kilka miesięcy. Dodajmy do tego, że koszt audytu przemysłowego stanowi zaledwie kilka procent uzyskanych rocznych oszczędności.

Możemy stwierdzić, że wykonanie audytów energetycznych przedsiębiorstw, szkół, urzędów i budynków mieszkalnych to nie tylko nasz obowiązek, ale potrzeba obecnych czasów i najszybciej zwracająca się „inwestycja”. □

Ryszard Mocha, specjalista ds. energetyki rozproszonej, eGIE Sp. z o.o.

MODEL NOWOCZESNEJ I ENERGETYCZNEJ GMINY

Wkraczając w fazę społeczeństwa wiedzy, rozwój gmin jest coraz silniej zdeterminowany przez dostępność do informacji, technologii i niezawodności zaopatrzenia w energię. Ukierunkowanie strategii rozwoju lokalnego rozpocząć można na etapie projektowania Założeń do planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe oraz tworzenia Planów zagospodarowania przestrzennego. Minimalnym wymogiem jest tu nie tyle precyzyjne przewidywanie wszystkich przyszłych inwestycji, ale stworzenie wyobrażenia gminy przez określenie celów i uniknięcie decyzji blokujących rozwój i implementację nowych technologii. Ponadto istotna jest także deklaracja wsparcia inicjatyw pozasamorządowych, aktywizujących lokalną społeczność i zmieniających jej charakter kliencki na prosumencki.

Fot. NE

W obszarze energetyki ogromny potencjał widzi się w rozproszonej energetyce opartej na paliwach gazowych, OZE i energetycznym wykorzystaniu odpadów. Model gminy obejmuje nie tylko wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła, ale także dystrybucję, przesył, świadczenie usług systemowych, inteligentne sieci (smart grid). Integralną częścią są także usługi teleinformatyczne oraz gospodarka odpadami.

Według najnowszych projektów i założeń do Ustawy o utrzymaniu czystości i porządku w gminach zwiększy się kontrola samorządów nad gospodarką odpadami. Gospodarka odpadami w gminie powinna dążyć do minimalizacji udziału odpadów składowanych (szczególnie odpadów biodegradowalnych) i zwiększenia utylizacji i odzysku.

Najpowszechniejszym sposobem odzysku energii z odpadów jest wykorzystanie części biodegradowalnej jako substratów do biogazowi lub poprzez instalację wychwytującą gaz pochodzący z rozkładu składowanych odpadów organicznych. Z kolei spalarnie odpadów dają możliwości wykorzystania energii z większego spektrum odpadów. Jednak spalarnie w małych gminach są inwestycjami nieopłacalnymi, gdyż są to technologie wielkoskalowe, wymagające bardzo dużego strumienia odpadów (szacuje się, że najkorzystniej w miejscowościach powyżej 250-300 tys. mieszkańców).

Oprócz wytwarzania, skupić się należy także na racjonalizacji wykorzystania energii poprzez zabiegi termomodernizacyjne budynków, źródeł oraz infrastruktury i zwiększenie udziału pokrywania zapotrzebowania na ciepło przez wykorzystanie ciepła systemowego. Dzięki temu ograniczy się emisję zanieczyszczeń i zużycie energii pierwotnej.

Trzy modele energetyczne gminy

Wśród gmin zaangażowanych w kreowanie lokalnej energetyki na podstawie istniejących przykładów wyodrębnia się trzy różne modele [1] zróżnicowane m.in. pod względem dominacji stosowanych technologii, zaangażowania samorządu gminnego i lokalnych przedsiębiorstw:

Centra energetyczne [2]

Gmina Gierałtowice w swojej strategii uwzględniła budowę czterech minicentrów energetycznych wykorzystujących gaz ziemny, biogaz i gaz pochodzący z odmetanowania kopalń do zasilania układów kogeneracyjnych. Centra energetyczne będą posiadały możliwość tzw. pracy wyspowej.

W sytuacjach kryzysowych będą miały zdolność utrzymywania zasilania dla ważnych obiektów strategicznych gminy. Ponadto jako źródła ciepła oraz częściowo energii elektrycznej przyczynią się do racjonalizacji gminnej gospodarki elektroenergetycznej oraz realizacji założeń Pakietu energetycznego 3x20.

Centra poprawią niezawodność i efektywność energetyczną, zmniejszą emisję CO_2 i innych zanieczyszczeń oraz doprowadzą do oszczędności energii pierwotnej.

Operatorstwo sieciowe [3]

Gmina Kleszczów stworzyła komunalną sieć elektroenergetyczną - Operatorem Sieci Dystrybucyjnych jest Energoserwis Kleszczów Sp. z o.o. Dzięki bezpośredniemu wyprowadzeniu energii elektrycznej z BOT Elektrowni „Bełchatów" S.A., udało się obniżyć ceny oraz poprawy jakości dostarczanej energii elektrycznej dla mieszkańców z terenu Gminy i podmiotów działających na jej terenie oraz przyszłych inwestorów.

Gminne przedsiębiorstwo infrastrukturalne [4]

W ramach przekształceń spółki ZUT z Zagórza w celu dostosowania działalności do wymagań zmieniającego się lokalnego rynku, zakład przekształcano w przedsiębiorstwo infrastrukturalne. Początkowo podstawą działalności spółki była dystrybucja i handel energią elektryczną, produkcja ciepła dla pobliskich przedsiębiorstw, usługi telekomunikacyjne oraz usługi remontowe. W dalszych latach działalność rozszerzano o usługi komunalne, usługi dostępu do sieci internetowej, handel energią elektryczną, a ostatnio produkcja ciepła na potrzeby co i cwu dla wspólnot mieszkaniowych. Spółka jest przedsiębiorstwem gminnym - w latach 90. gmina przejęła udziały spółki.

Oprócz działań indywidualnych warto podjąć także współpracę z sąsiednimi gminami. Uzyska się przez to wsparcie, możliwość korzystania z doświadczeń pozostałych jednostek oraz zwiększy spektrum możliwości rozwoju.

Autonomiczne Regiony Energetyczne

Rozszerzając pojęcie modelu energetycznego gminy, warto przytoczyć koncepcję Autonomicznego Regionu Energetycznego (ARE) [5] obejmującego zasięgiem nawet kilka gmin. ARE jako przedsiębiorstwo dążyć może do stopniowego zwiększania swojego udziału w pokrywaniu zapotrzebowania na energię gospodarstw domowych i pozostałych podmiotów na obszarze regionu i w

miarę możliwości maksymalnie wykorzystywać potencjał zasobów źródeł energii nie ograniczając się do aktualnego poziomu zapotrzebowania. Przejmie rolę lidera wdrażania instalacji wykorzystujących lokalne OZE na terenie gminy. Efektem działalności ARE może być przekształcenie charakteru gminy na plus-energetyczny, tj. w całkowitym bilansie energetycznym wytwarzającej więcej energii niż wynika z zapotrzebowania.

Gmina plus-energetyczna

Gmina wiejska plus-energetyczna/miasto plus-energetyczne to model energetyczny stanowiący propozycję rozwiązań technologicznych, logistycznych, prawnych oraz ekonomicznych w obszarze gminnej energetyki rozproszonej z uwzględnieniem specyfiki OZE na danym obszarze. Planowanie energetyczne w gminie ma szczególny wpływ na lokalne bezpieczeństwo energetyczne (a nawet) kraju. Uwzględnienie rozwoju rolnictwa energetycznego w planie zaopatrzenia gminy w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe jest krokiem w stronę samowystarczalności energetycznej i tym samym wzrostu bezpieczeństwa energetycznego gminy. W przypadku gmin wiejskich największe możliwości widzi się w wykorzystaniu biomasy (biomasa leśna w gminach o dużym zalesieniu, uprawy energetyczne, biomasa pochodzenia zwierzęcego z większych hodowli zwierząt). Biomasa, jako źródło energii odnawialnej dzięki różnym technologiom konwersji daje dobre możliwości pokrycia części potrzeb energetycznych gminy.

W gminie wiejskiej można przeznaczyć pewne obszary pod uprawy energetyczne, tworząc strefy energetyczne oraz utworzyć centrum energetyczno-paliwowe, w którym byłyby zintegrowane zakłady (instalacje) przetwarzające energię pierwotną biomasy z upraw energetycznych, biomasy odpadowej i z innych źródeł na energię wtórną - elektryczną, ciepło i paliwa transportowe oraz zakłady produkujące stałe paliwa biomasowe (np. pelety). Centrum może stanowić jednostkę wirtualnego źródła poligeneracyjnego (WŹP) i łączyć je z pozostałymi źródłami wytwórczymi.

> Uwzględnienie rozwoju rolnictwa energetycznego w planie zaopatrzenia gminy w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe jest krokiem w stronę samowystarczalności energetycznej i tym samym wzrostu bezpieczeństwa energetycznego gminy

Wykorzystanie własnej biomasy umożliwia dywersyfikację źródeł energii i pozwala lepiej kontrolować i wpływać na proekologiczny rozwój gminy.

Miasto plus-energetyczne charakteryzuje się bardziej zróżnicowaną strukturą zasobów OZE. Zasoby biomasy sprowadzają się przede wszystkim do biodegradowalnych odpadów komunalnych oraz ścieków bytowych (co nasuwa propozycję instalacji biogazowni przy zakładach kompostowni lub oczyszczalniach ścieków). W znacznie większym stopniu wykorzystać należy technologie rozproszonej energetyki.

Wnioski

Przytoczone przykłady modeli gmin charakteryzują się dużym zróżnicowaniem i nie wyczerpują możliwości innych konfiguracji. Powodzenie przedsięwzięć w Gierałtowicach, Kleszczowie, czy Zagórzu świadczy o tym, że warto integrować lokalną energetykę opartą na rozproszonych źródłach z działaniami infrastrukturalnymi w gminie. Osiąga się tu nie tylko korzyści finansowe, ale przy okazji zapewnia lokalne bezpieczeństwo energetyczne, korzystniejsze warunki pokrycia zapotrzebowania na ciepło, energię elektryczną, a przede wszystkim osiąga poprawę jakości życia. Mieszkańcy mają więcej możliwości wpływania na rozwój gminy i nie są zdani na bierny udział w rynku energii dzięki przyjęciu postawy prosumenckiej. Lokalna energetyka rozproszona jest bardziej elastyczna, tzn. o wiele łatwiej dostosowuje się do wymogów zmieniającego się rynku.

Literatura

[1] Popczyk J., 2011: Rozwój innowacyjnej energetyki jako czynnik pobudzenia lokalnej gospodarki. Synteza tradycyjnej energetyki, budownictwa, transportu i rolnictwa oraz infrastruktury Smart Grid i ochrony środowiska. Konferencja „Lokalne aspekty efektywności efektywności energetycznej".

[2] Bargiel J., 2011: Model energetyki gminnej - centra energetyczne współpracujące z systemem elektroenergetycznym na przykładzie Gminy Gierałtowice. Dział profesorski na witrynie www.klaster3x20.pl

[3] Plan rozwoju lokalnego gmin Kleszczów 2005-2012 r.

[4] Hniłka M., 2011: Możliwości rozwoju przedsiębiorstwa infrastrukturalnego i usług dodanych na przykładzie przedsiębiorstwa ZUT w Gminie Zagórz

[5] http://www.eko-gmina.pl/ □

Marta Mastalerska, kierownik działu ds. odnawialnych źródeł energii, eGIE Sp. z o.o.

TWORZENIE AUTONOMICZNYCH REGIONÓW ENERGETYCZNYCH

Dla odbiorcy końcowego bezpieczeństwo energetyczne oznacza przede wszystkim dostępność energii widzianej w dwóch aspektach: ceny oraz jakości infrastruktury technicznej zapewniającej pewność i ciągłość dostaw.

Przez bezpieczeństwo energetyczne państwa, w myśl art. 3 punkt 16 ustawy Prawo energetyczne z 10 kwietnia 1997 r., rozumie się jako: „stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska".

Fot. NE

W myśl ustawowej definicji, Polska powinna dążyć do stworzenia takiego systemu prawno-ekonomicznego który zapewniałby:

- pewność dostaw - realizowaną poprzez dywersyfikację dostaw nośników energii oraz zmianę struktury ich zużycia,
- konkurencyjność - stworzenie wszystkim uczestnikom rynku energii takich samych warunków do działania,
- spełnienie wymogów ochrony środowiska - ograniczenie negatywnego wpływu sektora energetycznego na środowisko przyrodnicze oraz minimalizacja kosztów zewnętrznych.

Wciąż rosnące ceny paliw i energii oraz częste awarie sieci przesyłowych zmuszają odbiorców do poszukiwania alternatywnych dróg pozyskania paliw i energii. Indywidualny odbiorca nie musi pozostawać bierny wobec sytuacji zagrażającej jego bezpieczeństwu energetycznemu. Mechanizmem wspomagającym te przemiany mogą okazać się Autonomiczne Regiony Energetyczne (ARE).

Budowa ARE możliwa jest wówczas, kiedy kilka lub kilkanaście gmin z jednego obszaru decyduje się na współpracę w dziedzinie energetyki. Przedsięwzięcie ARE postrzegać można w dwojaki sposób. Z jednej strony ARE stać się może innowacyjnym i prężnie rozwijającym się, wielozadaniowym przedsiębiorstwem energetycznym, z drugiej zaś strony jest to projekt społeczny, którego celem jest upowszechnienie prawidłowych zachowań ekologiczno-energetycznych. Do prawidłowego funkcjonowania ARE potrzebny jest nie tylko rynek zbytu energii elektrycznej czy ciepła, ale także wykreowanie grupy społecznej - prosumentów, którzy staną się czynnymi uczestnikami rynku, nie tylko w roli odbiorców, ale także producentów energii. Budowanie aktywnych relacji kupna-sprzedaży energii, przyczynią się do wzmacniania pozycji ARE w branży energetycznej, czyniąc z przedsiębiorstwa poważnego gracza na rynku energetycznym. Najbardziej odpowiednią formą organizacyjną ARE są spółki prawa handlowego.

Zadania i rola ARE

Jednym z zadań ARE będzie opracowanie programu rozwoju energetyki odnawialnej na danym terenie, z równoczesnym wykonaniem planu wdrożeniowego. W kolejnych etapach ARE odpowiedzialne będzie za realizację inwestycji oraz jej zabezpieczenie finansowe i prawne. Po zakończeniu inwestycji ARE podejmuje eksploatację instalacji (samodzielnie lub poprzez umowy najmu, czy franczyzy z prosumentem).

Przygotowania do utworzenia ARE rozpoczynają się od rzetelnego zbadania i opisania zasobów energii odnawialnej oraz paliw kopalnych na terenie gmin. Wyniki tych badań są niezbędne podczas ustalania strategii technologicznej ARE.

Rolą ARE będzie wybór oraz określenie najdogodniejszych lokalizacji pod dane inwestycje. Przedsiębiorstwo będzie pełniło rolę dewelopera oraz doradcy przedstawiając inwestorowi gotowe rozwiązania. Poniżej przedstawiono katalog technologii możliwych do wprowadzenia na terenie ARE:

- panele fotowoltaiczne,
- kolektory słoneczne,
- pompy ciepła,
- turbiny wiatrowe i mikrowiatraki,
- mikrokogeneracja,
- biogazownie i mikrobiogazownie,
- małe elektrownie wodne,
- spalanie biomasy,
- biopaliwa,
- produkcja peletów,
- samochód elektryczny.

Wybór technologii

Wybór technologii uzależniony jest od warunków danej lokalizacji. Przed przystąpieniem do wykonania inwestycji należy dokonać dokładnych badań oraz pomiarów wietrzności, ilości promieniowania słonecznego, czy możliwości wykorzystania wód geotermalnych. Przedsiębiorstwo ARE powinno posiadać w swojej strukturze organizacyjnej specjalnie wydzielone zespoły zajmujące się doborem oraz projektowaniem instalacji odnawialnych źródeł energii. Projekty te nie powinny ograniczać się jedynie do prostych, pojedynczych instalacji, lecz proponować tworzenie połączeń (hybryd) kliku źródeł OZE w jedną całość. Przykładem takiego zestawu może być równoczesne zastosowanie ogniw fotowoltaicznych oraz mikroturbin wiatrowych do produkcji energii elektrycznej. Połączenie to umożliwia energetyczne wykorzystanie zarówno dni słonecznych, jak i wietrznych. Sposoby zestawiania źródeł niekonwencjonalnych oraz dobór ich mocy związane będą ściśle z zasobami dostępnymi na danym terenie. Sytuacją, do której należy dążyć, jest takie przekształcenie budownictwa tradycyjnego, aby w jak najkrótszym czasie, tradycyjny odbiorca energii stał się jej producentem (prosumentem). Możliwe jest to poprzez realizację projektów domów plus-energetycznych. Z założenia budynki takie produkują więcej energii niż jej zużywają.

Przedsięwzięciem na większą skalę, jest przekształcenie całych gospodarstw rolnych w obiekty produkujące energię elektryczną, ciepło i paliwa. Dostępność surowców w gospodarstwach rolnych (szczególnie biomasy), jest dużym atutem tych jednostek przemawiającym jednocześnie za możliwością wprowadzenia w nich usprawnienia gospodarki energetycznej. W strategii wykorzystania zasobów OZE, ARE musi uwzględnić również, że poza standardowymi rozwiązaniami technologicznymi, jakie są proponowane innym użytkownikom w gospodarstwach rolnych, możliwość produkcji biogazu (mikrobiogaznie), czy wykorzystanie biomasy odpadowej np. do produkcji peletu.

Cele działania ARE

Przykładowe cele działania ARE:

- przygotowanie i realizacja strategii energetycznej dla obszaru ARE,
- metody optymalizacji kosztów produkcji i dystrybucji nośników energii na terenie działania ARE,
- propagowanie i wprowadzanie nowoczesnych technik i technologii OZE, w tym udział w realizacji przykładowych inwestycji związanych z OZE,
- opracowanie nowych spójnych założeń do planów zaopatrzenia w energię elektryczną, cieplną i paliwa gazowe dla poszczególnych gmin,
- wykorzystanie lokalnych zasobów naturalnych dla produkcji energii,
- wykorzystanie istniejącej infrastruktury technicznej,
- negocjowanie warunków dostawy mediów przez podmioty zewnętrzne (wytwórcy i dystrybutorzy energii elektrycznej, lokalni wytwórcy energii),
- działania na rzecz podnoszenia efektywności wykorzystania nośników energii u wszystkich odbiorców obszaru ARE,
- prowadzenie inwestycji w zakresie podnoszenia efektywności energetycznej na obszarze ARE,
- działalność zmierzająca do zapewnienia różnych form energii własnym odbiorcom z własnych źródeł (możliwie efektywnie i ekologicznie wykorzystanych),
- aktywizacja podmiotów działających na terenie ARE w obszarze energetyki w celu wykorzystania i optymalizacji potencjału technicznego, ekonomicznego i organizacyjnego tych podmiotów,
- przygotowanie i wdrażanie lokalnych sposobów pozyskania paliw i energii (uprawy energetyczne, biogazownie, energia odpadowa procesów technologicznych itp.),
- aktywny udział w pozyskaniu środków finansowych dla ARE oraz podmiotów z terenu ARE w zakresie prowadzenia inwestycji proekologicznych i energooszczędnych,
- prowadzenia stałej akcji szkoleniowej i informacyjnej związanej z oszczędnością energii wśród mieszkańców i podmiotów gospodarczych (instytucjonalnych) działających na obszarze ARE,
- udział w pracach innych instytucji związanych z polityką energetyczną poza obszarem ARE (wpływ na legislację, ustalanie budżetów i polityki wsparcia finansowego, akcje marketingowe).

Dodatkowo ARE powinno:

- reprezentować interesy instytucji samorządowych oraz mieszkańców obszaru ARE wobec podmiotów energetyki zawodowej,
- prognozować rozwój rynków energetycznych oraz wpływać na ostateczny kształt relacji podaż- popyt na energię,
- być inicjatorem i jednostką wdrażającą działalność badawczo-wdrożeniową i innowacyjną z zakresu energetyki,
- doradzać i monitorować proces inwestycyjny dla odnawialnych źródeł energii.

Rola energetyki zawodowej

Wdrażając projekt Autonomicznego Regionu Energetycznego, nie sposób pominąć roli energetyki zawodowej. Należy znaleźć punkt optymalny pomiędzy wykorzystaniem energetyki odnawialnej i konwencjonalnej. Wielkoskalowa energetyka zawodowa musi pełnić rolę głównego dostawcy energii dla obszarów, na których występuje deficyt zasobów energii odnawialnych. Dlatego tak ważna jest dobra współpraca przedstawicieli ARE oraz producentów energii.

Wnioski

Autonomiczne Regiony Energetyczne mają szansę stać się jedynymi podmiotami na rynku energii, których przedmiotem działalności stanie się poszukiwanie punktu optymalnego wykorzystania zasobów energii odnawialnej i paliw kopalnych, jednak istnienie ARE uwarunkowane jest w głównej mierze sposobem prowadzenia polityki energetycznej na poziomie gmin oraz możliwościami współpracy na poziomie międzygminnym. Przygotowania do wdrożenia projektu Autonomicznego Regionu Energetycznego są trudne i bardzo czasochłonne, jednak możliwe korzyści płynące z jego realizacji (zarówno finansowe jak i społeczne), są warte podjęcia tego wysiłku. □

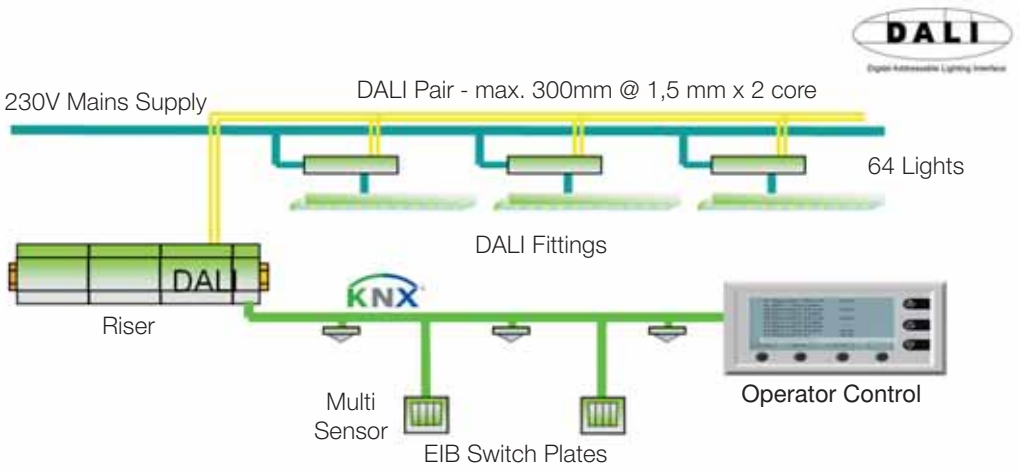
Schneider Electric

Sposoby i systemy sterowania oświetleniem

- klucz do poprawienia efektywności instalacji oświetleniowej i obniżenia rachunków za energię

Instalacja oświetleniowa jest często zapomnianym i niedocenianym obszarem przy okazji detekcji potencjalnych źródeł oszczędności. Dotyczy to zarówno budynków użyteczności publicznej, jak i budynków typowo przemysłowych. W przypadku nowych obiektów podstawowymi krokami, jakie należy podjąć projektując instalację oświetleniową jest zadbanie o odpowiednią jakość i wysoką sprawność opraw oświetleniowych, zastosowanie energooszczędnych źródeł światła (np. świetlówki T5, diody LED) oraz wykorzystanie elektronicznych stateczników EVG.

Fot. NE



Rys. 1. Schemat instalacji sterowania oświetleniem opartej o system DALI

Jeśli mamy do czynienia z obiektami istniejącymi, często wymiana opraw oświetleniowych, źródeł światła, czy stateczników bywa bardzo kosztowna, przez co czas zwrotu inwestycji jest relatywnie długi. Jeśli jednak decyzja zainwestowania w wyszczególnione powyżej elementy dotyczy nowopowstającego obiektu, to inwestor nie powinien się wahać ani chwili i wyrazić chęć ich zastosowania.

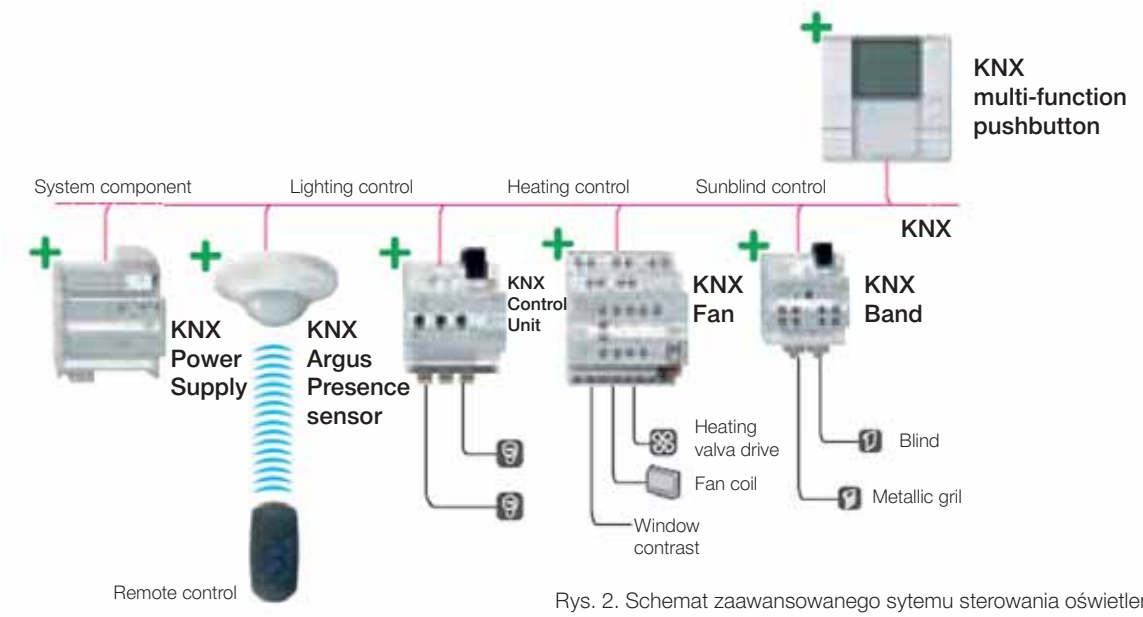
Zupełnie odrębnym rozważaniem powinien być objęty system sterowania oświetleniem. To, w jaki sposób i na jakich zasadach go zbudować - zależy od specyfiki obiektu. Zupełnie inna funkcjonalność pożądana jest w budynkach biurowych, inna w hotelach, inna zaś w halach produkcyjnych lub magazynowych, a jeszcze inną funkcjonalność powinien posiadać system sterowania oświetleniem zewnętrznym.

Największy wachlarz możliwości jest w przypadku budynków biurowych i użyteczności publicznej (tj. urzędy, szkoły). W tego typu obiektach oświetlenie jest jednym z głównych konsumentów energii elektrycznej. Jest to zazwyczaj instalacja bardzo rozbudowana, przez co trudno nią zarządzać i optymalizować jej działanie nie korzystając z urządzeń automatyki. Flagowe rozwiązanie opiera się o system wykorzystujący adresowanie poszczególnych opraw oświetleniowych. Zasada jest następująca: każda oprawa oświetleniowa jest wyposażona w moduł DALI, każdy z tych modułów ma swój adres. Dzięki temu możemy każdą oprawę z osobna nie tylko załączyć lub wyłączyć, ale również regulować strumień świetlny, np. w zależności od czujników natężenia oświetlenia. Oszczędność polega na wykorzystaniu w maksymalnym stopniu naturalnego światła i użyciu optymalnej ilości energii elektrycznej w celu doświetlenia oświetlanej powierzchni do wymaganej przez normę ilości lux/m2. Tego typu rozwiązanie może być przydatne szczególnie w szkołach w salach lekcyjnych, gdzie zazwyczaj w klasach oprawy oświetleniowe montowane są w rzędach równoległych do linii okien. Dzięki regulacji natężenia oświetlenia każdej z opraw osobno mamy możliwość utrzymywania różnych wartości natężenia oświetlenia dla opraw najbliżej okien i innych wartości dla kolejnych oddalonych od okien. Pozwala nam to uzyskać jednolity rozkład natężenia oświetlenia na całej powierzchni jednocześnie oszczędzając energię.

Dla budynków przemysłowych, czy hal magazynowych - system sterowania oświetleniem z reguły jest znacznie prostszy, co determinuje fakt architektury i sposobu użytkowania powierzchni przemysłowych. Zazwyczaj jest to hala bądź kilka hal, czy dużych pomieszczeń połączonych korytarzami. W tego typu obiektach z powodzeniem spełnią swoją rolę czujniki ruchu w korytarzach, które po detekcji w danej strefie ludzi załączają światło na określony czas i po upływie tego czasu oraz nie wykryciu obecności ludzi światło jest wyłączane.

Prostym i skutecznym, acz mającym swoje wady, sposobem jest czasowe sterowanie obwodami oświetleniowymi. To rozwiązanie może dotyczyć jedynie przestrzeni, w których dokładnie znamy godziny przebywania, jak np. hala produkcyjna w fabryce, która prowadzi produkcję w godzinach 7.00-15.00. Wadą tego rozwiązania jest to, że dla przestrzeni, których czas użytkowania jest elastyczny sterowanie czasowe nie sprawdzi się. Dla tego typu obiektów/obszarów najprostszym sposobem sterowania jest zdalne załączanie i wyłączanie z poziomu dedykowanego systemu, bądź systemu zarządzania całym budynkiem z wykorzystaniem stacji komputerowej i odpowiedniego oprogramowania. Wadą i zaletą tego rozwiązania jest to, że jesteśmy zdani na obsługę techniczną obsługującą system nadzoru, a nie na urządzenia automatyki, które znacznie rzadziej zawodzą niż człowiek.

W przypadku oświetlenia zewnętrznego warto przemyśleć racjonalność zastosowania czujników ruchu oraz czujników zmierzchowych. Jeśli oświe-



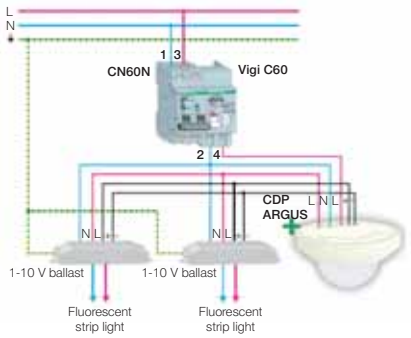
Rys. 2. Schemat zaawansowanego sytemu sterowania oświetleniem z możliwością tworzenia scen świetlnych rozszerzonego o sterowanie roletami i ogrzewaniem w oparciu o urządzenia Schneider Electric wykorzystujące technologię KNX

tlamy zewnętrzne powierzchnie, które pełnią rolę ciągów komunikacyjnych, zastosowanie czujników ruchu jest jak najbardziej celowe i z pewnością przyniesie wymierne korzyści w postaci obniżenia rachunków za energię elektryczną. Jeśli jednak oświetlenie zewnętrzne jest załączane dla celów bezpieczeństwa, np. polepsza parametry pracy systemu monitoringu CCTV, to wskazane jest korzystanie jedynie z czujników zmierzchowych.

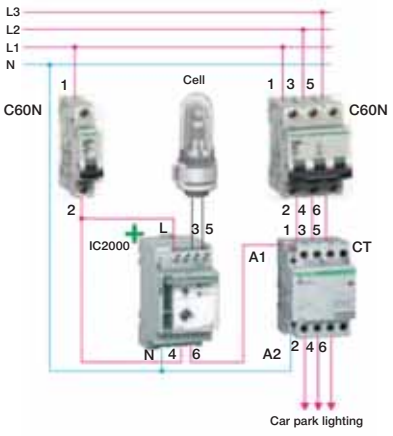
Przed wybraniem jakiegokolwiek z powyżej opisanych rozwiązań prawdopodobnie każdy zada sobie pytanie: jakie oszczędności przyniesie mi taka inwestycja? Odpowiedź na to pytanie nie jest prosta i jednoznaczna. Zależy to od rodzaju obiektu, sposobu użytkowania i wybranego rozwiązania zarządzania instalacją oświetleniową. Z reguły można liczyć na oszczędności w granicach 20-50%. Jedno jest pewne, za duże korzyści płyną z zastosowania odpowiedniego sterowania instalacją oświetleniową, aby przeoczyć ten obszar, jeśli myślimy o oszczędnościach energii elektrycznej.

Na rys. 1. przedstawiono schemat instalacji sterowania oświetleniem opartej o system DALI, gdzie każda oprawa oświetleniowa wyposażona jest w moduł DALI posiadający swój unikalny adres. Dzięki temu i przy użyciu multisensorów (czujniki ruchu oraz natężenia oświetlenia), mamy możliwość sterowania natężeniem każdej z opraw, co znacząco wpływa na zmniejszenie zużycia energii elektrycznej. Dzięki sensorom (niestandardowym łącznikom oświetleniowym) mamy możliwość przejścia na tryb sterowania ręcznego.

Rozwiązanie przedstawione na rys. 2 nie tylko wpływa na oszczędność energii, ale również na komfort użytkowników. System polecany do przestrzeni reprezentacyjnych, jak sale konferencyjne czy pokoje managerów. □



Rys. 3. System sterowania natężeniem oświetlenia z wykorzystaniem czujnika ruchu i natężenia oświetlenia ARGUS produkcji Schneider Electric



Rys. 4. Prosty system sterowania obwodami oświetleniowymi w oparciu o urządzenia Schneider Electric wykorzystujący czujnik ruchu bądź czujnik zmierzchowy oraz timer. Znajduje zastosowanie dla oświetlenia zewnętrznego np. parkingi

Daria Kulczycka, dyrektor Departamentu Energii i Ochrony Klimatu,
Polska Konfederacja Pracodawców Prywatnych Lewiatan

Ustawa o efektywności energetycznej i co dalej?

Wszystko wskazuje na to, że do czerwca 2011 polski r. Parlament uchwali, a Prezydent RP podpisze, ustawę o efektywności energetycznej będącą wdrożeniem Dyrektywy WE z 2006 r. (2006/32/WE) w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych. Projekt, nad którym debatował Sejm był 16 wersją ustawy. Ustawa wejdzie w życie prawdopodobnie we wrześniu 2011 r., a ma obowiązywać jedynie do grudnia 2016 r. Powinna zagwarantować zrealizowanie przez Polskę indykatywnego celu oszczędności energii, tj. obniżenie do 2016 r. co najmniej o 9% średniorocznego krajowego zużycia energii. Okresem odniesienia są lata 2001-2005.

Mnogość regulacji wspomagających efektywność

Gdy w Polsce debatujemy ciągle nad sposobami wdrożenia dyrektywy z 2006 r., Unia Europejska (w tym Polska) przyjęła w 2007 r.[1] nowy, także nieobligatoryjny cel: zmniejszenie o 20% zużycia energii pierwotnej w stosunku do prognoz na 2020 r.

Ten cel jest jednym z trzech celów Polityki klimatyczo-energetycznej UE, słynnych „3x20" na 2020 r. Pozostałe dwa (już obligatoryjne) cele, to obniżenie emisji gazów cieplarnianych o 20% oraz wzrost do 20% udziału odnawialnych źródeł energii w energii pierwotnej.

To nie koniec unijnych inicjatyw legislacyjnych

W marcu br. Komisja Europejska przedstawiła do konsultacji społecznych komunikat pt. (Nowy) Plan Efektywności Energetycznych 2011(COM(2011) 109 final) (PEE 2011)[2]. Dokument zawiera założenia nowej Dyrektywy o efektywności energetycznej. Następnymi krokami zaanonsowanymi przez Komisję są: przyjęcie w 2011 r. projektu nowej Dyrektywy (zawierającej nowelizację Dyrektywy o usługach energetycznych oraz Dyrektywy o promocji Kogeneracji, tzw. CHP), przyjęcie nowych instrumentów z zakresu eko-wzornictwa i etykiet energetycznych, uruchomienie inicjatyw Inteligentne Miasta i Wspólnoty, a także propozycje narzędzi finansowych wspierających poprawę efektywności i wydajności energetycznej, które już w 2011 r. staną się przedmiotem debat budżetowych Nowej Perspektywy Finansowej.

Dokumenty te ukażą się zapewne w trakcie polskiej Prezydencji w Radzie UE. Polska ma więc niepowtarzalną szansę nadawania tonu debacie o racjonalizacji zużycia energii w UE. Miejmy jednak nadzieję, że zaangażowanie i przekonanie Rządu będzie większe, niż przy wdrażaniu krajowych przepisów w zakresie efektywności energetycznej.

1) 7224/1/07 REV 1: Konkluzje Prezydencji Rady 8/9 marca 2007. Cel został potwierdzony w czerwcu 2010 przez Radę (17/6/2010 Nr: EUCO 13/10).

2) http://ec.europa.eu/energy/efficiency/action_plan/doc/20110308_efficiency_plan_act_en.pdf.

Pierwszy wniosek, który się nasuwa z analizy PEE 2011 - niezbędna będzie nowelizacja krajowej Ustawy o efektywności energetycznej. Nasza ustawa jest zdecydowania za mało ambitna w stosunku do potrzeb poprawy wydajności!

Potrzeba regulacji wspomagających poprawę efektywności energetycznej

Sens poprawy efektywności energetycznej wydaje się tzw. oczywistą oczywistością. W interesie zarówno wytwórców, jak i odbiorców Energii, leży oszczędność energii, a w istocie ograniczenie kosztów energii, szczególnie uzasadnione w sytuacji stałego wzrostu cen energii. Gdyby uczestnicy rynku energii podejmowali samoistnie niezbędne działania, to wszelkie regulacje zachęcające, czy obligujące do poprawy efektywności energetycznej byłyby zbędne. Niestety, z ocen Komisji Europejskiej wynika, że we wszystkich krajach UE bodźce rynkowe oraz dotychczasowe instrumenty wspomagające okazały się zbyt słabe, aby doprowadzić do oczekiwanej oszczędności energii: jeśli nie zostaną podjęte dodatkowe działania, to poprawa efektywności na szczeblu UE wyniesie w 2020 r. jedynie połowę 20% celu.

Z wykonanego dla KE opracowania Instytutu Frauenhofer'a[3] wynika, że może być nawet gorzej: przy obecnie obowiązujących regulacjach w obszarze efektywności energetycznej, UE zmniejszyłaby zużycie energii do 2020 r. jedynie o ok. 3%. Eksperci Instytutu postulują, aby regulacjami dotyczącymi efektywności energetycznej objąć również wytwórców energii, a nie tylko odbiorców końcowych.

Konkludując, nie można liczyć na samoistną poprawę efektywności i niezbędne są kolejne regulacje i instrumenty w istocie wymuszające oszczędność zużycia energii po stronie odbiorców i wytwórców.

Zanim przejdziemy do analizy barier blokujących oszczędzanie energii - przypomnienie dlaczego oszczędzać warto.

Dlaczego poprawa efektywności energetycznej jest potrzebna i możliwa?

Z wielu argumentów należy przytoczyć najistotniejsze w kontekście wejścia w życie regulacji wymuszających ograniczanie gazów cieplarnianych i związanych z tym wzrostem cen energii elektrycznej i ciepła:

- ceny energii w UE już są bardzo wysokie, bo o 23% wyższe niż w USA oraz o 200% wyższe niż w Chinach. Dalszy wzrost cen energii może zaważyć na pozycji konkurencyjnej europejskiego przemysłu na rynkach światowych, dlatego też wszelkie działania ograniczające zużycie energii na potrzeby procesów produkcyjnych są niezbędne dla utrzymania pozycji europejskiego biznesu. Odnosi się to w szczególności do branż energochłonnych.
- już dziś 8% polskich gospodarstw domowych znajduje się poniżej poziomu ubóstwa energetycznego,
- ze względu na wysokie ryzyko regulacyjne wstrzymanych zostało wiele decyzji inwestycyjnych w polskim sektorze energetycznym. Konsekwencją tego mogą być niedobory energii po 2013 r. Przy braku połączeń trans granicznych, nie będzie możliwości importu energii elektrycznej, a także gazu z innych niż rosyjski kierunków. Dlatego też trzeba bezwzględnie poprawiać wydajność energetyczną, po stronie popytu i podaży, aby zminimalizować ryzyko braku energii, ale także zmniejszyć kosztowne potrzeby rozbudowy mocy wytwórczych.

Na ile możemy poprawić efektywność energetyczną w Polsce?

Z prognoz Komisji Europejskiej wynika, że Polska może poprawić swoją efektywność energetyczną u finalnych odbiorców energii do 2020 r. o 6,8% wdrażając średnio ambitną politykę efektywnościową lub o 10,9%, jeśli wdroży się ambitne narzędzia do poprawy efektywności energetycznej.[4]

Jedną z przyczyn większej energochłonności gospodarki Polski jest opóźnienie technologiczne. W ciągu ostatnich 10 lat energochłonność spadła o 30%, jednakże w dalszym ciągu jest ponad dwa razy wyższa od średniej dla UE.[5]

Według Krajowej Agencji Poszanowania Energii w przemyśle wystarczy zoptymalizować zarządzanie produkcją, racjonalnie użytkować energię oraz inwestować w odpowiedni sprzęt, by zaoszczędzić w sposób zerowo- lub niskokosztowy 15-30% energii.

Olbrzymim potencjałem ograniczenia zużycia energii dysponuje budownictwo, które zużywa ponad 30% energii finalnej. Większość z 5,8 mln polskich budynków (mieszkalnych i publicznych) ma bardzo niski standard energetyczny. Spośród 4,7 mln budynków mieszkalnych 63% znajduje się na wsi. 86% z nich pochodzi sprzed 1988 r., a ich standard energetyczny jest dwu-trzykrotnie niższy od obecnie obowiązujących polskich norm, a wielokrotnie niższy od standardów obowiązujących w Niemczech i Szwecji, a więc w krajach o zbliżonym klimacie. Z badań Krajowej Agencji Poszanowanie Energii wynika, że pełna termomodernizacja przyczynia się przeciętnie do zmniejszenia kosztów ogrzewania o 50%.

Mimo tak wielu zalet wynikających z podnoszenia efektywności energetycznej przedsiębiorcy i prywatni odbiorcy energii często nie oszczędzają energii.

3) http://ec.europa.eu/energy/efficiency/studies/doc/2009_03_15_esd_efficiency_potentials_final_report.pdf.

4) Ibidem.

5) Energochłonność pierwotna PKB obliczana w cenach stałych (toe/1.000€) jest dla Polski kilkukrotnie wyższa od wartości tego wskaźnika dla krajów rozwiniętych: 2,8 razy większa od średniej EU-27 i 3,2 razy większa od średniej energochłonności krajów tzw „starej Unii EU-15".

Dlaczego?

Przyczyny są świadomościowe (brak wiedzy), ekonomiczne (relatywnie niewielka korzyść, lub długi okres zwrotu nakładów, ograniczenia kadrowe) lub po prostu finansowe.

Znakomita większość firm przyznaje, iż rezultaty prowadzenia działań poprawiających efektywność energetyczną są dla nich finansowo korzystne, ale tylko ok. 1/5 z nich mierzy te rezultaty. Zmierzone oszczędności energii w wyniku poczynionych działań sięgają do 10% w ok. połowie takich Firm, a w pozostałych są jeszcze większe. Jednakże ogromna większość badanych firm w Polsce (78%) nie ma i nie rozważa wprowadzenia żadnego systemu zarządzania energią, co wymagałoby opomiarowania, a w konsekwencji zapewniałoby kontrolę i możliwości optymalizacji jej zużycia.

Wydaje się, że w przemyśle wyczerpały się proste możliwości poprawy efektywności energetycznej, a na dodatkowe inwestycje w tym obszarze niewiele przedsiębiorstw się decyduje bez dodatkowego wsparcia finansowego, ponieważ:

- w pierwszej kolejności przedsiębiorcy inwestują w niezbędne dla prowadzenia działalności obszary i technologie,
- zarządy są skupione na podstawowej działalności biznesowej i pomijają drugorzędne w ich przekonaniu kwestie zarządzania energią,
- brak jest świadomości, wiedzy i wsparcia finansowego dla działań związanych z poprawą efektywności - są to główne bariery dla MSP,
- jest niewystarczająca liczba konsultantów i ekspertów w zakresie efektywności energetycznej.

W przypadku przedsiębiorstw energetycznych, które nie są objęte Dyrektywą o efektywności energetycznej, złudne okazało się natomiast przekonanie, że wystarczająco skutecznymi narzędziami zarządzania wydajnością będą nadzór właścicielski, nadzór regulatora oraz system handlu uprawnieniami do emisji, który także został pomyślany jako stymulator wzrostu efektywności. Przyczyny takiego stanu są złożone, ale należą do nich z pewnością brak konkurencji na rynku energii oraz przedłużający się proces prywatyzacji i restrukturyzacji energetyki.

A jeśli chodzi o konsumentów, to według badań przeprowadzonych przez TNS OBOP[6] Polacy wciąż jeszcze mało wiedzą o oszczędzaniu energii. Nie jesteśmy świadomi między innymi tego, że urządzenia pozostające w trybie stand-by wciąż pobierają energię. Aż 25% badanych rzadko wyłącza telewizor lub komputer, całkowicie - z funkcji stand-by, a 22% nie robi tego nigdy. Jednocześnie respondenci deklarują gotowość do zmiany swoich zachowań. Ponad połowa Polaków byłaby skłonna zmienić swoje przyzwyczajenia, żeby zmniejszyć zużycie energii. Pytani o motywy energooszczędności, badani wskazują przede wszystkim na powody ekonomiczne, 15% ankietowanych powołuje się na ekologię.

Polska ustawa o efektywności energetycznej, a Plan Efektywności Energetycznej 2011 (PEE 2011)

Ustawa o efektywności energetycznej wprowadza system białych certyfikatów, zgodnie z którym ok. 1300 przedsiębiorstw sprzedających energię elektryczną, ciepło i gaz odbiorcom końcowym, ma obowiązek corocznie przedstawiać prezesowi URE świadectwa efektywności energetycznej, stanowiące dowód zrealizowania określonych przedsięwzięć efektywnościowych lub wnieść opłatę zastępczą. Świadectwo efektywności energetycznej trzeba zakupić na przetargach organizowanych przez URE oddzielnie dla trzech kategorii przedsięwzięć zwiększenia efektywności energii: przez odbiorców końcowych, przez urządzenia potrzeb własnych przedsiębiorstw energetycznych lub zmniejszenia strat w przesyle energii elektrycznej, gazu lub ciepła.

Lista przedsięwzięć obejmuje m.in. izolację instalacji przemysłowych, przebudowę lub remont budynków, modernizację oświetlenia, odzysk energii w procesach przemysłowych, modernizację lokalnych sieci ciepłowniczych, ograniczenie strat sieciowych.

Przetargi mają służyć wyborowi przedsięwzięć najbardziej efektywnych kosztowo. Koszty zakupu białych certyfikatów powiększą cenę energii. Ocenia się, że wzrośnie ona z tego tytułu o 1,5-2%.

System nastawiony jest na relatywnie duże przedsięwzięcia: oszczędności muszą wynosić co najmniej równowartość 10 ton oleju ekwiwalentnego średniorocznie (ok. 11.5 kWh) dla pojedynczego przedsięwzięcia lub sumie przedsięwzięć tego samego rodzaju. Odpowiada to np. wymianie 800 żarówek.

Ustawa wprowadza nowy zawód audytora efektywności energetycznej.

Ustawa przewiduje także specjalne zadania dla jednostek sektora publicznego dotyczące oszczędzenia zużycia energii, promocji efektywności energetycznej i prowadzenia działań informacyjnych i edukacyjnych. Zobowiązuje sektor publiczny do sporządzania okresowych audytów energetycznych, ale nie nakłada obligatoryjnych wskaźników oszczędności energii. Nałożenie takich celów proponował pierwotnie Minister Gospodarki, ale na skutek protestów Ministra Finansów, zapisy te zostały usunięte. Z uwagi na wymaganą skalę projektów inwestycyjnych, jednostki sektora publicznego mają ograniczoną możliwość zgłaszania swoich przedsięwzięć w przetargach, co ogranicza ich możliwość pozyskania środków na sfinansowania projektów, a tym samym spełniania faktycznej, a nie tylko pozornej roli propagowania działań w zakresie efektywności energetycznej.

6) Badania TNS OBOP na zlecenie RWE w ramach programu „Świadoma energia".

Ustawa nie zabrania, ale też nie promuje rozwoju przedsiębiorstw typu ESCO, nastawionych na realizację projektów oszczędzania energii.

A co przewiduje Plan Efektywności Energetycznej 2011?

Budynki

Komisja ocenia, że największe możliwości poprawy efektywności energetycznej leżą w budownictwie. Plan zawiera instrumenty przyśpieszające procesy renowacji budynków publicznych i prywatnych, poprawy efektywności urządzeń gospodarstwa domowego. Wzmacnia wzorcową rolę sektora publicznego proponując obligatoryjne cele renowacji budynków publicznych i wprowadzając kryteria efektywności energetycznej do wydatków publicznych.

I tak Komisja proponuje, aby sektor publiczny był zobowiązany corocznie do odnowienia co najmniej 3% powierzchni swoich budynków i to do poziomu 10% najlepszych krajowych zasobów.

Komisja promuje także rozwój w sektorze publicznym „Energy Performance Contracting" (umowa o wynik energetyczny) - modelu realizacji przedsięwzięć, gdzie strona trzecia zapewnia finansowanie zidentyfikowanych usprawnień oraz gwarantuje zmniejszenie zużycia energii w obiektach publicznych. Oszczędności służą do pokrycia nakładów inwestycyjnych. Stosowne regulacje powinny być przedstawione w bieżącym roku.

Komisja przewiduje także promocję usług firm ESCO oraz umożliwienie im dostępu do finansowania. Za szczególnie ważne zadania Komisja uznała ograniczenie ciepła zużywanego na ogrzewanie budynków. Komisja będzie także propagować inicjatywę Inteligentnych Miast i Wspólnot.

Przemysł

20% energii zużywana jest przez przemysł. W ocenie KE, postępy europejskiego przemysłu w poprawie efektywności energetycznej były największe, ale ciągle istnieją dalsze możliwości poprawy. Komisja proponuje krajom członkowskim wprowadzenie zróżnicowanych instrumentów adresowanych do MSP (wszechstronna informacja, ulgi podatkowe itp.) do dużych firm (obowiązkowe regularne audyty energetyczne), a ponadto zapowiada rozważenie wprowadzenia eko-standardów dla urządzeń przemysłowych, takich jak: pompy, kompresory, motory przemysłowe, itp. Za godne rozpowszechnienia uznaje także dobrowolne umowy pomiędzy przemysłem, a rządem dotyczące poprawy efektywności energetycznej.

Transport

Transport zużywa 32% finalnej energii i jest to sektor, w którym zużycie energii będzie rosło najszybciej. Propozycje zmniejszenia zużycia paliw przez transport znajdą się w Białej księdze transportu.

Konsumenci

47% konsumentów nie wie ile energii zużywa. Pomocą w osiągnięciu oszczędności w zużyciu energii przez gospodarstwa domowe będzie dostarczenie im informacji. Przydatne w tym względzie będą inteligentne liczniki, rozwój technologii informatycznych oraz usług ESCO. Równolegle podwyższane będą standardy urządzeń elektrycznych stosownych w domach.

Czy realizacja tych przedsięwzięć pozwoli na osiągnięcie celu 20% oszczędności energii przez UE?

Komisja chce ocenić postępy w 2013 r. Gdyby okazało się, że osiągnięcie celu jest mało prawdopodobne, to zaproponuje wprowadzenie celów obligatoryjnych dla poszczególnych krajów z uwzględnieniem ich punktu startu i wykonanych już działań.

Jak przemysł ocenia PEE 2011?

Popieramy utrzymanie wzorcowej roli sektora publicznego polegającej na obowiązkowej modernizacji budynków administracji oraz budynków użyteczności publicznej. Działania sektora publicznego będą miały charakter edukacyjny dla społeczeństwa, ale również wzmocnią impuls dla potencjału rynku usług i technologii wspierających efektywność energetyczną. Niezależnie od roli sektora publicznego, również przedstawiciele biznesu oraz społeczności lokalne powinny podejmować działania obniżające emisyjność budynków.

Widzimy również uzasadnienie dla wprowadzenie obowiązkowych audytów dla dużych przedsiębiorstw. Uważamy, że działanie takie może być stymulujące dla niektórych przedsiębiorców w zakresie dalszej poprawy efektywności energetycznej. Popieramy również promocję dobrowolnych porozumień pomiędzy przemysłem, a rządem dotyczące poprawy efektywności energetycznej oraz usługi ESCO, pomimo tego, że do tej pory polski Rząd nie był wcale takimi działaniami zainteresowany.

Wnioski

PEE 2011 zawiera szereg konkretnych działań legislacyjnych, które powinny zostać wprowadzone w kolejnych latach. Ogromna większość propozycji Komisji Europejskiej jest godna uwagi i słuszna. Należy jednak dokonać bardzo dokładnej analizy skutków wdrożenia tych regulacji jeszcze na etapie ich tworzenia, tak aby stworzyć optymalne rozwiązania rzeczywiście wspierające poprawę efektywności energetycznej w różnych obszarach życia społecznego. Konieczne jest pozostawienie pewnej elastyczności działania na szczeblu krajów członkowskich. □

mgr inż. **Andrzej Małkiewicz**, główny specjalista, energetyk miejski,
mgr inż. **Agnieszka Rauk**, Miejski Zespół Energetyki, Urząd Miejski w Sosnowcu

Test energetyczny

jako metoda służąca ograniczaniu zużycia energii cieplnej w obiektach municypalnych

Racjonalne gospodarowanie energią cieplną w obiektach municypalnych może być źródłem dużych oszczędności budżetowych. Dlatego gminy coraz częściej decydują się na przeprowadzenie, nierzadko kosztownych, modernizacji budynków, które mają na celu zmniejszenie zużycia ciepła. Jednak często okazuje się, że cząstkowa modernizacja obiektu nie przynosi oczekiwanych efektów w postaci zmniejszonych wydatków na ogrzewanie budynków. Przyczyn tego stanu rzeczy jest wiele, a jedną z nich jest brak wiedzy, jakie wielkości wpływają na wysokość opłat ponoszonych na energię cieplną.

Fot. NE

Konstrukcja taryfy energetycznej sprawia, że całkowity koszt ciepła w znacznym stopniu zależy od trafnego określenia tzw. mocy umownej. Jeśli moc umowna zostanie ustalona na zbyt niskim poziomie, dystrybutor ciepła nalicza kary z tytułu jej przekroczenia. Jeśli natomiast wielkość mocy została przeszacowana - ponosi się z tego tytułu niepotrzebne koszty. Prawidłowe obliczenie mocy cieplnej wymaga znajomości m.in. wymiarów przegród budowlanych i ich właściwości termicznych, krotności wymiany powietrza, sprawności instalacji grzewczej, sposobu eksploatacji. Jej wyliczenie jest więc domeną audytorów energetycznych. Ponieważ zlecenie wykonania audytu energetycznego to wydatek od kilku do kilkunastu tysięcy złotych, dlatego gminy na ogół decydują się na ich wykonanie tylko w tych przypadkach, gdy zamierzają wykonać kompleksową termomodernizację za pomocą środków finansowych pochodzących z dotacji, bądź kredytu. Należy zwrócić uwagę, że problem właściwego określenia mocy umownej pojawia się każdorazowo, gdy zostanie wykonana częściowa termomodernizacja budynku.

Alternatywnym sposobem wyznaczenia mocy cieplnej jest test energetyczny, polegający na pomiarze ciepła pobranego w czasie trwania testu, określenia tzw. mocy chwilowej oraz przeliczenie jej na warunki, wynikające z zaszeregowania budynku do właściwej strefy klimatycznej. Metoda ta została wykorzystana z powodzeniem przez Miejski Zespół Energetyki w Sosnowcu do wyznaczenia mocy cieplnej dla większości obiektów municypalnych.

Miasto Sosnowiec posiada ponad 140 ogrzewanych obiektów municypalnych, spośród których tylko w kilku została przeprowadzona częściowa lub całkowita termomodernizacja. Natomiast w ostatnich 3 latach, kosztem wielomilionowych nakładów finansowych, dokonano wymiany okien w kilkudziesięciu placówkach dydaktyczno-oświatowych. Na podstawie monitoringu energetycznego obiektów stwierdzono, że wymiana okien nie przyniosła oczekiwanego efektu ekonomicznego, w postaci obniżenia wydatków ponoszonych na ogrzewanie tych budynków. Dlatego też podjęto decyzję o przeprowadzania testów energetycznych, których celem będzie określenie wielkości mocy umownych dla obiektów municypalnych.

Przeprowadzenie testu to przedsięwzięcie o charakterze organizacyjnym, więc przy jego przygotowaniu należy wziąć pod uwagę różnorodne warunki i okoliczności, mogące mieć wpływ na jego przebieg. Planując wykonywanie testów oparto się na następujących założeniach:

- test zostanie przeprowadzony w warunkach, gdy prognozy pogody przewidywać będą, że średnia dzienna temperatura powietrza przez 3 kolejne dni będzie niższa niż -10°C,
- test będzie wykonywany corocznie, jeśli zaistnieją określone wyżej warunki pogodowe,
- test zostanie przeprowadzony jednocześnie we wszystkich obiektach, a powiadomienie administratorów obiektów o terminie jego rozpoczęcia i zakończenia zostanie przekazane drogą mailową,
- odczytami liczników ciepła oraz pomiarem nośników ciepła wraz z odnotowaniem godziny odczytu i pomiaru zajmować się będą administratorzy obiektów,
- administratorzy obiektów zobowiązani zostaną do przekazywania raportów z pomiarów ciepła lub jego nośników oraz dodatkowych informacji, które mogły mieć wpływ na wyniki testu, np. informacje o wyłączeniu ogrzewania w części budynku, o niedogrzaniu pomieszczeń, itp. Przekazywanie ww. informacji odbywać się będzie za pomocą poczty elektronicznej,
- dla celów obliczeniowych przyjęto, że w czasie trwania testu średnia temperatura wewnętrzna we wszystkich obiektach wynosi +20°C, za wyjątkiem przypadków, gdy w czasie testu na terenie obiektu prowadzony był pomiar temperatury za pomocą rejestratorów,
- średnia dzienna temperatura powietrza zostanie przyjęta na podstawie pomiarów prowadzonych na terenie Sosnowca przez PEC SA,
- dla opracowania wyników testu należy zaprogramować w arkuszu Excela odpowiednie tabele, pozwalające na sprawne wykona-

Tab. 1. Placówki, w których miało miejsce rażąco duże zawyżenie mocy cieplnej

Nr obiektu	Obiekt	Adres	Moc umowna [kW]		
			Bieżąca [kW]	Wg testu [kW]	Oszczędność[kW]
105	Zespół Szkół Ogólnokształcących nr 14	ul. Kisielewskiego 4b	943	529,7	413,3
126	Publiczna Szkoła Podstawowa nr 42	ul. Prusa 253	1 079	682,4	396,6
140	Zespół Szkół Projektowania i Stylizacji Ubioru	ul. Grota Roweckiego 64	1 000	493,5	506,5
142	Zespół Szkół Architektoniczno-Budowlanych	ul. Braci Mieroszewskich 42	420	308,4	111,6
			993	313,4	679,6
147	Zespół Szkół Technicznych	ul. Legionów 9	1 116	711,3	404,7

nie obliczeń oraz sporządzanie różnorodnych analiz,

- moc cieplna w okresie testu zostanie obliczona zgodnie z wzorem:

$$P = Q*1000/(24*3,6)\ [kW]\ (1)$$

- przeliczenie dziennej mocy cieplnej na moc umowną (dla t=-20°C) zostanie dokonane wg wzoru:

$$P_{max} = P*\Delta t_{max}/\Delta t\ [kW]\ (2)$$

gdzie:

Q - zużycie energii cieplnej [GJ],

Δt - różnica między temperaturą wewnętrzną, a średnią dzienną temperaturą zewnętrzną w trakcie testu,

P - moc chwilowa obliczona na podstawie testu energetycznego,

Δt_{max} - różnica między temperaturą wewnętrzną, a minimalną temperaturą zewnętrzną, dla III strefy klimatycznej (-20°C),

P_{max} - moc umowna, obliczona na podstawie wyników uzyskanych w trakcie testu.

Pierwszy test przeprowadzony został w dniach 25-27 stycznia 2010 r., kiedy średnia dzienna temperatura powietrza wynosiła od -14,7°C do -13,4°C i objęto nim 64 placówki dydaktyczno-oświatowe. Test ten wykazał, że w większości budynków zamówiona moc cieplna była znacznie zawyżona, w stosunku do istniejących potrzeb. W tab. 1 przedstawiono placówki w których miało miejsce rażąco duże zawyżenie mocy cieplnej.

Równocześnie okazało się, że w 5 placówkach dydaktycznych moc umowna została w nieznacznym stopniu zaniżona, przy czym zaniżenie to wyniosło łącznie 103,6 kW. Na podstawie uzyskanych wyników, dla budynków objętych testem, moc zamówiona została obniżona o łączną wartość 7,3 MW, co pozwoliło zmniejszyć wydatki na ogrzewanie o kwotę 680 tys. zł.

Skorygowanie mocy umownej spowodowało ograniczenie przez dystrybutorów ciepła, maksymalnego przepływu czynnika grzewczego, przez zamontowanie odpowiedniej kryzy, bądź zmianę nastawy na zaworze zasilającym. Należało zatem oczekiwać, że ograniczenie przepływu spowoduje w przyszłym sezonie grzewczym zmniejszenie zużycia ciepła, zwłaszcza w okresach niewielkiego poboru mocy. Takie przewidywanie jest w pełni uzasadnione, gdyż obiekty gminne nie posiadają au-

Tab. 2. Placówki, w których poprawa w zakresie zmniejszenia poboru ciepła była największa

Nr obiektu	Obiekt	Adres	Sezon grzewczy 2009/2010		Sezon grzewczy 2010/2011		Porównanie wyników	
			$SD_{2009/2010}$	$Q^R_{2009/2010}$	$SD_{2010/2011}$	$Q^R_{2010/2011}$	$Q^K_{2009/2010}$	ΔQ
94	Zespół Szkół Ogólnokształcących nr 2	ul. Czeladzka 58	2 121,9	4 053,0	2 209,6	3 848,0	4 220,5	372,5
98	Zespół Szkół Ogólnokształcących nr 7	ul. Gwiezdna 2	2 209,7	2 680,0	2 285,1	935,0	2 771,4	1 836,4
140	Zespół Szkół Projektowania i Stylizacji Ubioru nr 1	ul. Grota Roweckiego 64	2 170,2	2 292,0	2 198,9	1 845,0	2322,3	477,3
155	Przedszkole Miejskie nr 12	ul. Mościckiego 26a	2 155,2	329,0	2 327,8	203,0	355,3	152,3
175	Przedszkole Miejskie nr 44	ul. Lubelska 49	2 155,2	977,0	2 353,6	705,0	1 066,9	361,9

Tab. 3. Obiekty, dla których przekroczenie mocy jest szczególnie wyraźne

Nr obiektu	Obiekt	Adres	Moc umowna [kW]		
			2010/2011	Wg testu	Oszczędność
3	Urząd Miejski w Sosnowcu	ul. 3 Maja 33	1 100	688,7	411,3
10	Teatr Zagłębia	ul. Teatralna 4	200	141,4	58,6
21	Miejska Biblioteka Publiczna - Biblioteka Główna	ul. Kościelna 11	600	286,7	313,3
56	Miejski Ośrodek Sportu i Rekreacji - Hala Sportowa „Zagórze"	ul. Mieroszewskich 91	400	218,2	181,8
147	Zespół Szkół Technicznych	ul. Legionów 9	290	181,7	108,3

Tab. 4. Przykładowe obiekty, dla których powtórzono test energetyczny

Nr obiektu	Obiekt	Adres	Moc umowna [kW]			
			2009/2010	2010/2011	Wg testu	Oszczędność
125	Podstawowa nr 39 im. gen. Zygmunta Berlinga	ul. Lubelska 51	720	573	473,8	99,2
133	Gimnazjum nr 15	ul. Ostrogórska 21	478	427	308,3	118,7
140	Zespół Szkół Projektowania i Stylizacji Ubioru nr 1	ul. Grota Roweckiego 64	1 000	500	342,4	157,6
148	Zespół Szkół Elektronicznych i Informatycznych	ul. Jagiellońska 13	1 500	1 500	1 287,7	212,3
147	Przedszkole Miejskie nr 54	ul. Kalinowa 115	211	181	112,0	69,0

tomatyki cieplnej, zawory grzejnikowe są w większości niesprawne, więc regulacja ilości ciepła realizowana jest za pomocą tabeli regulacyjnej, stosowanej przez dystrybutora ciepła. Aby sprawdzić w jakim stopniu obniżenie mocy cieplnej wpłynęło na zmniejszenie poboru ciepła, porównano zużycie energii w sezonach grzewczych 2009/2010 i 2010/2011. Na potrzeby niniejszego opracowania do porównania użyto ilość ciepła pobraną w ww. sezonach grzewczych w okresie od początku sezonu grzewczego do końca stycznia roku następnego. Aby zniwelować wpływ warunków klimatycznych na wynik końcowy (ΔQ) do porównania zamiast rzeczywistego zużycia ciepła $Q^{R}_{2009/2010}$ użyto skorygowanego zużycia ciepła, $Q^{K}_{2009/2010}$ obliczonego wg wzoru (3):

$$Q^{K}_{2009/2010} = Q^{R}_{2009/2010} \cdot \frac{SD_{2010/2011}}{SD_{2009/2010}} \quad (3)$$

$$\Delta Q = Q^{R}_{2010/2011} - Q^{K}_{2009/2010} \quad (4)$$

gdzie:

$SD_{2010/2011}$ i $SD_{2009/2010}$ - oznaczają odpowiednio stopniodni od początku sezonu grzewczego 2010/2011 lub 2009/2010 do końca stycznia roku następnego.

Obliczenia wykazały, że w większości obiektów nastąpiło istotne zmniejszenie poboru ciepła od kilku do kilkudziesięciu procent, a sumaryczne obniżenie zużycia energii wyniosło ponad 10 000 GJ. W tab. 2 przedstawiono placówki, w których poprawa w tym zakresie była największa.

Stosownie do przyjętych założeń test energetyczny został powtórzony w roku bieżącym i miał miejsce w dniach od 22 do 25 lutego 2011 r., kiedy to średnia dzienna temperatura powietrza wynosiła od -10,5°C do -6,5°C. Testem objętych zostało 119 obiektów w tym placówki dydaktyczne, obiekty sportowe, przychodnie zdrowia, obiekty kultury oraz pomocy społecznej. Podobnie jak w przypadku poprzedniego testu okazało się, że w większości badanych jednostek występuje znaczne przekroczenie mocy umownej w stosunku do istniejących potrzeb.

W tab. 3 przedstawiono obiekty, dla których przekroczenie mocy jest szczególnie wyraźne. Wstępne wyniki tegorocznego testu wskazują, że możliwe będzie obniżenie mocy umownej na łączną wartość 8,3 MW. Dokładne wartości zostaną ustalone w konsultacji z administratorami obiektów, po uwzględnieniu okoliczności mogących mieć wpływ na wyniki testu.

Należy zwrócić uwagę, że dla zdecydowanej większości budynków, dla których powtórzono badania uzyskane wyniki potwierdzają trafność decyzji o zmniejszeniu mocy umownej, natomiast w kilku przypadkach istnieją dalsze możliwości jej ograniczenia. Ten stan rzeczy można wyjaśnić tym, że wskutek ograniczenia przepływu czynnika grzewczego, nastąpiło zmniejszenie temperatury wewnątrz obiektu (zmniejszenia stopnia przegrzania), co ujawniło się w postaci zmniejszenia poboru ciepła, a tym samym zmniejszenia poboru mocy. W tab. 4 przedstawiono przykładowe obiekty, dla których powtórzono test energetyczny.

Wnioski

Wyniki uzyskane przez Miejski Zespół Energetyki w Sosnowcu wskazują, że poprzez wykonywanie testów energetycznych można uzyskać znaczne oszczędności, wskutek ograniczenia umownej mocy cieplnej oraz zmniejszenie zużycia ciepła. Ze względu na to, że zastosowanie tej metody wymaga jedynie wysiłku organizacyjnego i nie wiąże się z ponoszeniem nakładów finansowych można ją polecić wszystkim, którzy mają trudności z określeniem energochłonności budynków, a jednocześnie - na drodze bezinwestycyjnej - zamierzają spowodować zmniejszenie kosztów ogrzewania budynków. □

Rozmowa z **Jackiem Uhrynem**,
managerem ds. akwizycji w Grupie Fortum

Inwestycje TPOK

- jak budować akceptację społeczną?

Fot. NE

Projekty związane z termicznym przekształcaniem odpadów komunalnych, a także i inne duże inwestycje wymagają akceptacji społecznej. Jakie działania muszą być podjęte, aby dialog był skuteczny?

Akceptacja społeczna to kluczowy element dla sukcesu tego typu inwestycji. Każda duża inwestycja skupia emocje i zainteresowanie otoczenia i społeczności, której bezpośrednio dotyczy. Termiczne zakłady utylizacji odpadów w szczególny sposób się z tym wiążą, a wynika to z wielu czynników. Po pierwsze, bez takiej akceptacji i zaangażowania społeczności lokalnej, nie ma możliwości, aby taka instalacja powstała. Nikt nie jest w stanie takiej inwestycji przeprowadzić wbrew lokalnej społeczności. Po drugie, nawet z dużą akceptacją jest to pewnego rodzaju wyzwanie i przedsięwzięcie, gdyż inwestycje te są bezpośrednio związane z gospodarką odpadami, która się odbywa w danym rejonie i wymaga zaangażowania lokalnych władz oraz partnerów.

Akceptacja jest na pewno pierwszym warunkiem koniecznym do rozpoczęcia całej procedury inwestycji, ale też nie wystarczającym. W wielu miejscach w Polsce mamy do czynienia z akceptacją takich projektów, jednak one jeszcze mimo wszystko nie powstały, gdyż wymagają dodatkowo odpowiednich działań administracyjnych i informacyjnych. Jest to uświadomienie danej społeczności o odpowiedzialności za to co się dzieje w jej obszarze, w taki sposób, aby cały proces nie tylko zakończył się akceptacją i stwierdzeniem „Tak, chcemy, aby ta inwestycja powstała". Ważne jest również to, aby tak skonstruować taki przepływ całego strumienia odpadów komunalnych, aby dana instalacja stała się jednym z elementów całego systemu gospodarki odpadami w danym rejonie.

W jaki sposób odbywa się proces akceptacji i przygotowanie do dialogu oraz edukacji społeczeństwa?

Zwiedzanie instalacji w warszawskim ZUSOKu
w ramach III konferencji TPOK 2011 zorganizowanej przez Nową Energię

Trzeba przyznać, że temat akceptacji dotyczy wielu obszarów, gdyż instalacje TPOK, czyli elektrociepłownie opalane odpadami komunalnymi, to bardzo skomplikowane zagadnienie, które łączy w sobie przedsięwzięcia z zakresu typowo inżynierskiego, energetyki, gospodarowania paliwami, gospodarki energią powstającą w tych instalacjach oraz całej obsługi samej instalacji. Trudno docierać z tak szczegółową i specjalistyczną wiedzą do poszczególnych mieszkańców. Dlatego władze gminne i miejskie są właściwym pierwszym kontaktem i inicjatorem takiego procesu. Władze mają bardziej generalny obraz tego, co się dzieje w gminie, poprzez sprawowanie swojej funkcji i są zazwyczaj pierwszym inicjatorem takich działań.

Obserwując nasze gminy w Polsce, można powiedzieć, że społeczeństwo które się rozwija, czyli konsumuje, rozwija również produkcję odpadów komunalnych. Możemy odpady traktować jako duży problem lub jako wielką szansę - tak jak to widać na przykładzie innych społeczeństw. Odpady mają swoją wartość, jeżeli w odpowiedni sposób na nie spojrzymy. Odpady to paliwo porównywalne do innych paliw, które są wykorzystywane w elektrociepłowniach. Takich argumentów należy użyć informując i edukując społeczeństwo.

Każda społeczność jest inna i ma inne wartości, doświadczenia, historię.

Reprezentanci, którzy są wybierani w wyniku wyborów, znają najlepiej potrzeby i uwarunkowania miejscowe i najlepiej potrafią rozpocząć dyskusję opartą na rzetelnych argumentach. Jeśli chodzi o dialog społeczny, to można powiedzieć, że to są umiejętności rozmowy dwóch stron. Władze lokalne mają bardzo dobre zdolności komunikacyjne i zrozumienie lokalnych potrzeb, a dialog to pierwszy element, który powinien nastąpić, aby proces akceptacji społecznej się rozpoczął. Jest to pewnego rodzaju dojrzałość, świadomość władz lokalnych o możliwościach lepszych rozwiązań dla gospodarki odpadami niż składowanie ich na składowiskach, jak to ma miejsce obecnie w 90%.

Jak ocenia Pan świadomość polskich gmin w tym zakresie?

Same przepisy narzucają obowiązek szukania innych rozwiązań gospodarowania odpadami, niż ich składowanie. Z naszych obserwacji wynika, że wiele gmin jest już świadomych i same od siebie chcą taki proces rozpocząć. Wiedzą również, że muszą realizować inwestycje, gdyż wynika to z uwarunkowań prawnych.

Jesteśmy na etapie realizacji naszych zobowiązań przedakcesyjnych, które dają nam z jednej strony możliwości skorzystania z pewnych źródeł dofinansowania konkretnych inwestycji, a z drugiej - są to też obowiązki w zakresie ograniczania możliwości składowania odpadów biodegradowalnych o 65% w perspektywie do 2020 r. - w porównaniu do 1995 r. Sytuacja ta powoduje, że gminy muszą aktywnie poszukiwać takich rozwiązań, aby nie ponosić kar, jeśli nie będziemy spełniać zobowiązań, na które się wcześniej zgodziliśmy.

Myślę, że nastąpiła bardzo pozytywna zmiana, w stosunku do tego co miało miejsce 3-5 lat temu. Wtedy zadawano sobie pytanie: czy warto i należy inwestować w zakłady termicznego przetwarzania odpadów? Obecnie dyskusja opiera się na pytaniu: jak dobrze przeprowadzić taką inwestycję? Jest to zasadnicza zmiana w podejściu do całej sprawy. Widać już pewnego rodzaju przełamanie oraz podstawę do nadziei, że ten proces będzie kontynuowany.

Jak wygląda współpraca Grupy Fortum z gminami?

Mamy bardzo dobry kontakt z gminami, z racji tego, że naszym naturalnym rynkiem są systemy ciepłownicze. Jesteśmy obecni w Polsce od kilku lat. Wiele instalacji z dużych miast jest nam znanych, poprzez osobiste wizyty i oceny możliwości potencjalnej prywatyzacji. Osobiście mam wiele kontaktów ze specjalistami z gmin z dobrą znajomością nowoczesnych systemów gospodarki odpadami. Wspólnie zgadzamy się co do jednego: zarówno gminy, jak i potencjalni partnerzy prywatni, czy też z obszaru energetyki, są gotowi do poukładania gospodarki odpadami w swoim regionie tak, aby uzyskać takie wskaźniki, jakie uzyskują nasi sąsiedzi. Mam tutaj głównie na myśli niski procent odpadów składowanych na składowiskach.

Zgadzamy się również co do tego, że niezbędne są zasadnicze zmiany w zakresie prawnym. Obecnie największą zauważalną przeszkodą w uruchomieniu tej całej procedury nie jest tak naprawdę brak akceptacji społecznej, ale są to tzw. przeszkody typowo biznesowe, wynikające z nieuregulowanego statusu prawnego odpadów.

Rozmawiając z naszymi partnerami, osobami odpowiedzialnymi za gospodarowanie odpadami w gminach, widzimy, że świadomość technologii, korzyści i zalet takiej instalacji nad innymi rozwiązaniami jest bardzo duża i są oni gotowi do podjęcia tych działań.

Równie ważnym czynnikiem akceptacji jest wynik finansowy prowadzenia inwestycji.

Trudno, aby gminy, które muszą działać racjonalnie w oparciu o zatwierdzane budżety, decydowały się na projekty „marzenia". Obecnie bez własności strumienia odpadów i bez zdecydowanej możliwości decydowania przez gminy za to co będzie się z tymi odpadami działo, wszelkie projekty napotykają na przeszkody typowo finansowe. Trudno jest je skalkulować w sposób racjonalny, gdyż planowane inwestycje to elektrociepłownie, gdzie obecnie nie można zagwarantować paliwa. Tak samo wygląda to i przy innych inwestycjach, gdzie nie buduje się elektrowni wodnych, tam, gdzie nie ma rzek, elektrowni węglowych - gdzie nie ma dostępu do węgla, elektrowni gazowych - gdzie nie ma dostępu do paliwa gazowego. Tak samo nie będzie się budowało elektrociepłowni opalanych odpadami tam, gdzie nie ma gwarancji dostępu do tego paliwa. Wierzę, że ustawa dotycząca własności odpadów zostanie uchwalona w połowie br. i to spowoduje początek wielu projektów.

Moim zdaniem, wiele gmin jest dobrze przygotowanych do tego typu inwestycji. Posiadają raporty, analizy, i oceny wpływu różnych technologii na otoczenie. Została wykonana ogromna praca w okresie ostatnich 2-3 lat. Szkoda by było gdyby ten wysiłek i osiągnięcie tej świadomości w gminach w jakiś sposób zostało zaprzepaszczone. Potencjał i gotowość do działania jest bardzo duża.

Jakich można użyć konkretnych argumentów merytorycznych dla społeczności lokalnych, przemawiających za budową elektrociepłowni TPOK?

Do różnych ludzi docierają różne argumenty i w różnym stopniu. Naszym zdaniem, polskie społeczeństwo działa bardzo racjonalne, a ekonomia nie jest obszarem nowym. Świadomość gospodarowania społeczeństwa w sposób efektywny jest wysoka, a w gminach - nawet bardzo wysoka. Dlatego moim zdaniem społeczeństwu najpierw nale-

Fot. NE

ży przedstawiać argumenty związane z korzyściami lokalnymi, związanymi z zastosowaniem danego rozwiązania, a wszelkie argumenty związane z aspektami prawnymi, technicznymi powinny być przedstawiane w kolejnym etapie.

W większości dużych miast w Polsce mamy sieciowe systemy ciepłownicze, gdzie 80-90% ciepła jest produkowana najczęściej z węgla lub też z gazu. Powoduje to zużycie paliw kopalnych oraz emisję związków mających negatywny wpływ na środowisko naturalne. Rośnie również emisja niebezpiecznych związków w transporcie, kiedy musimy dostarczać paliwo węglowe do elektrociepłowni z odległych miejsc.

Powyższe argumenty jednak nie do końca mogą przemawiać w perspektywie lokalnej. Dlatego kolejnym argumentem, który możemy użyć jest to, że transport dowożący odpady funkcjonuje w każdym mieście. Nie zwiększamy więc przez to emisji, nie ma konieczności dowożenia odpadów z dużej odległości, jak to ma miejsce w przypadku węgla. Musimy wziąć pod uwagę aspekt typowo higieniczny.Termiczna utylizacja odpadów, poprzez bardzo wysoką temperaturę powoduje likwidację organizmów chorobotwórczych, które znajdują się w odpadach składowanych w różnych częściach miasta.

Odpady, to również energia.

Tak, dlatego mieszkańcy powinni sobie zadać pytanie: po co sprowadzać paliwo z odległych miejsc, kiedy energię mamy na miejscu i możemy ją dobrze wykorzystać nawet w 90%? Może to mieć również duży wpływ na obniżenie dotychczasowej ceny energii cieplnej. Nasz kraj cały czas się rozwija, dlatego też cały czas wzrasta zapotrzebowanie na energię.

Myślę, że ważnym argumentem jest też ograniczanie objętościowe odpadów. W procesach termicznej utylizacji otrzymujemy szlakę, która ma również przemysłowe i budowlane zastosowanie. Produkt uboczny ze spalania odpadów nie ma takiej charakterystyki jak odpady, które składujemy, więc nie wydziela nieprzyjemnego zapachu. O tych kwestiach należy cierpliwie dyskutować i informować, aby mieszkańcy mieli możliwość ich wysłuchania i podjęcia decyzji bez presji.

Z obserwacji widzę, że akceptacja społeczna w tym zakresie jest duża, ale widoczny jest element nazywany syndromem nimb, co oznacza „zgadzam się, ale nie pod moim oknem". Wynika to z tego, że zakłady TPOK są postrzegane przez mieszkańców jako sortownie. Są również porównywane do składowisk odpadów. Nie jest to właściwy obraz, ale jest uzasadniony z prostego względu. Nie mamy w Polsce przykładów, którymi moglibyśmy się pochwalić. Takie możliwości są za granicą. Jest wiele miast, które są wybierane przez Polaków jako miejsce podróży zagranicznych, a mają na swoim terenie zazwyczaj kilka zakładów. Nie powoduje to zniechęcenia do zwiedzenia np. Paryża, Wiednia, czy Stokholmu, gdzie na terenie miasta funkcjonują zakłady TPOK, a ich wpływ na otoczenie jest podwójnie pozytywny. Po pierwsze, odpady mają uregulowany przepływ do instalacji, która spełnia bardzo wysokie normy emisyjne - wyższe od norm dla elektrociepłowni opalanych paliwami kopalnymi. Po drugie, zazwyczaj są to obiekty bardzo ciekawe architektonicznie.

Czy wspomniany syndrom nimb występuje tylko przy inwestycjach związanych z termiczną utylizacją odpadów?

Występuje on zazwyczaj przy każdej dużej inwestycji, jak np. budowa autostrady, elektrowni, basenu, itd. Trzeba na pewno dać określony czas drugiej stronie na zapoznanie się z argumentami merytorycznymi.

W przeszłości mieliśmy do czynienia z dużą liczbą protestów w zakresie inwestycji związanych z energetyką konwencjonalną. Obecnie jednak władze gminne, jak i mieszkańcy podchodzą do tego zupełnie inaczej i cieszą się, że na ich terenie będzie prowadzona inwestycja, która niesie za sobą miejsca pracy, podatki, daje stabilny budżet w długim okresie czasu.

Czy działania skandynawskie w zakresie akceptacji społecznej można przełożyć bezpośrednio na nasz kraj, czy jednak mentalność Polaków jest zupełnie inna?

Wbrew pozorom nasze społeczeństwa są bardzo do siebie podobne. Myślę, że dla Polaków skandynawski model społeczeństwa jest bardzo atrakcyjny, jednak w zakresie gospodarki odpadami dzieli nas 30 lat doświadczeń. Jeśli spojrzymy na statystykę z lat 60.-70. w zakresie gospodarki odpadami w krajach skandynawskich, była ona wówczas bardzo podobna do naszej, czyli gospodarka oparta na paliwach kopalnych z dużym wykorzystaniem węgla, czy też ropy naftowej. 70-80% odpadów trafiało na składowiska. Społeczeństwo skandynawskie otrzymało szansę jednak trochę szybciej niż polskie na podjęcie decyzji o zastosowaniu nowoczesnych rozwiązań z zakresu gospodarki odpadami.

Widoczne jest też duże podobieństwo jeśli chodzi o Szwecję w zakresie systemów ciepłowniczych, gdyż 50% energii cieplnej służącej do ogrzewania domów jest centralizowanych w systemach ciepłowniczych, zarówno w Polsce, jak i w Szwecji. W Szwecji produkuje się do 5 mln ton odpadów komunalnych, natomiast w Polsce - 12 mln ton w ciągu roku. W Szwecji ok. 15% produkowanej energii pochodzi z odpadów komunalnych, natomiast w Polsce - 0,1%. W Szwecji ok. 10% odpadów trafia na składowiska, natomiast w Polsce - 90%. W Szwecji jest 35 instalacji TPOK, w Polsce jest 1, pomimo potencjału jaki mamy. Widać różnicę pomiędzy tymi dwoma rynkami, jednak 30 lat wstecz rynek szwedzki był bardzo podobny do naszego. Struktura wykorzystania odpadów komunalnych za granicą zmieniała się bardzo dynamicznie w ciągu tych ostatnich lat. Wskazuje to, że jedyną różnicą, jaka jest widoczna pomiędzy wskazanymi krajami, to różnica czasu, którą musimy pokonać.

Obecnie mamy do dyspozycji dobre sprawdzone przez ostatnie 20-30 lat technologie, które są wysokosprawne, pozwalają na odzysk do 90% energii z odpadów i nie mają negatywnego wpływu na środowisko naturalne. Nie musimy popełniać błędów, jakie popełniali nasi sąsiedzi i to stawia nas w bardzo komfortowej sytuacji.

Czy proces akceptacji społecznej jest z założenia procesem długotrwałym?

Myślę, ze jest to zarówno proces długotrwały, jak i dynamiczny. Długotrwały – dlatego, że mieszkańcy potrzebują dużo czasu na przemyślenie pewnych argumentów. Nie powinni być do tego zmuszani. Wiedza powinna być przekazywana w różny sposób, nie tylko poprzez konferencje prasowe, radio, telewizję, ale również poprzez różnego rodzaju raporty i publikacje doświadczeń, które mamy z innych rynków. Natomiast dynamiczny dlatego, że jest w Polsce kilka projektów, które starają się o dofinansowanie. Dlatego jest tam wymagane dynamiczne wsparcie i szybka reakcja. Podjęte decyzje muszą być dobre dla obydwu stron, gdyż tylko wtedy taka inwestycja ma szansę istnieć przez następne 2-3 pokolenia.

Można powiedzieć, że nasze społeczeństwo jest na tzw. dorobku, chcemy szybko przeprowadzić inwestycje, podobnie jak nasi sąsiedzi. Powoli zaczynamy doceniać jednak czynnik czasu. Miasto i inwestor, jako równorzędni partnerzy muszą mieć czas na ustalenie szczegółowych warunków współpracy. Projekty, które w długiej perspektywie nie mają silnych podstaw finansowych w zakresie planów i kalkulacji, nie mają racji bytu. Ważne jest to, aby społeczność nie musiała subsydiować inwestycji, jako wynik nieprzemyślanych decyzji poprzedniego pokolenia.

Nasza Grupa jest tutaj dobrym partnerem, aby dostarczyć wiedzę i rzeczowe przykłady z innych tego typu projektów. Mamy odpowiedni dystans do tego i możemy dostosować tempo do danej sytuacji. □

Rozmawiała: Justyna Szyndler

Fot. NE

ZUSOK w Warszawie zgodnie z zapisami statutowymi bierze czynny udział w edukacji ekologicznej społeczeństwa

Edyta Piłat, Jednostka Certyfikująca UDT-CERT

System zarządzania energią, czy warto?

Minął już ponad rok od zatwierdzenia i publikacji normy PN-EN 16001:2009, stanowiącej podstawę systemu zarządzania energią. Powstaje pytanie, czy warto inwestować czas i środki finansowe przedsiębiorstwa we wdrożenie akurat tej właśnie normy? Czy wdrożenie ISO 9001 nie jest wystarczające? Dodatkowo, jeśli w naszym przedsiębiorstwie wdrożyliśmy ISO 14001 i dbamy o środowisko, to jesteśmy już firmą „Eko". Pilnujemy zyskowności naszych przedsięwzięć, inwestujemy, tniemy zbędne koszty, panujemy nad wszystkimi aspektami dotyczącymi zarządzania w naszej firmie. Czy rzeczywiście nad wszystkimi? Jak wygląda nasza efektywność energetyczna?

Zgodnie z zapisami Dyrektywy 2006/32/WE oraz projektu rozporządzenia o efektywności energetycznej, efektywność energetyczna to stosunek uzyskanej wielkości efektu użytkowego danego obiektu, urządzenia technicznego lub instalacji, w typowych warunkach ich użytkowania lub eksploatacji, do ilości zużytej przez ten obiekt, urządzenie techniczne lub instalację energii, niezbędnej do uzyskania tego efektu.

Jakie działania można by podjąć, żeby podnieść efektywność energetyczną i uzyskać oszczędność energii?

Przede wszystkim należy wdrożyć w przedsiębiorstwie system zarządzania energią elektryczną, który nada ramy organizacyjne dążeniu do ciągłej poprawy efektywności użytkowania energii, ułatwiając jednocześnie spełnienie uwarunkowań prawnych i innych wymagań, które przedsiębiorstwo powinno spełniać w tym zakresie. W normie uwzględniono wszystkie czynniki wpływające na zużycie energii, które mogą być monitorowane przez przedsiębiorstwo i na których wielkość ma ono wpływ.

Ważne jest to, że norma może funkcjonować niezależnie albo może być zintegrowana z innymi systemami zarządzania. Firmy, które wdrożyły ISO 9001 będą miały ułatwione zadanie, gdyż norma PN-EN 16001 uzupełnia normę ISO 9001. Niewątpliwą zaletą wynikającą z wdrożenia normy PN-EN 16001 jest poprawa efektywności energetycznej oraz wprowadzenie właściwego nadzoru nad systemem zarządzania energią w organizacji. Do podstawowych korzyści wynikających z wdrożenia normy PN-EN 16001 należy redukcja zużycia energii, a co się z tym wiąże: zmniejszenie jej kosztów oraz redukcja emisji gazów cieplarnianych. Warto tutaj wspomnieć, że trwają również prace nad zatwierdzeniem i opublikowaniem normy ISO 50001 „Energy management systems - Requirements with guidance for use".

Norma PN-EN 16001:2009 daje gotowe rozwiązania w zakresie m.in. następujących zagadnień:

- systematyczne i systemowe zarządzanie energią i redukcją emisji gazów cieplarnianych,
- redukcja wydatków związanych z energią,
- tworzenie systemów i procesów niezbędnych do doskonalenia efektywności użytkowania energii,
- promocja efektywnego użytkowania energii w organizacji.

Układ normy PN-EN 16001 jest zbliżony do układu normy ISO 14001, co znacznie ułatwia implementację systemu zarządzania. Jednakowa struktura obu norm ułatwia ich wspólne stosowanie.

Reasumując, wdrożenie normy PN-EN 16001:

- pozwala firmie rozwijać i wdrażać cele związane z efektywnym wykorzystaniem energii,
- to odwołanie się do odpowiednich wymagań prawnych,
- uwzględnia informację dotyczącą znaczących aspektów związanych z energią.

Normę PN-EN 16001 można stosować we wszystkich organizacjach, bez względu na ich wielkość i rodzaj. Jednostka Certyfikująca Systemy Zarządzania UDT-CERT zachęca swoich obecnych i przyszłych klientów do wdrożenia systemu zarządzania energią oraz do przeprowadzenia procesu certyfikacji. □

Monika Jarzemska, Punkt Kontaktowy Programu Inteligentna Energia - Europa przy Krajowej Agencji Poszanowania Energii S.A.

Wsparcie jednostek samorządowych w ramach programu Inteligentna Energia - Europa

Popularność Porozumienia między burmistrzami stale rośnie. Coraz więcej samorządów lokalnych i regionalnych z całej Europy i nie tylko, przyłącza się do wspieranej przez Komisję Europejską inicjatywy na rzecz przeciwdziałania zmianom klimatycznym. Do inicjatywy europejskich samorządów przystąpiło dotychczas 11 polskich miast i gmin.

Samorządy działają na rzecz klimatu

Porozumienie między burmistrzami jest formalnym zobowiązaniem zrzeszonych w nim samorządów do przekroczenia wyznaczonych przez Unię Europejską celów 2020 r. odnośnie redukcji emisji CO_2. Jest to również platforma wymiany doświadczeń i promocji dobrych praktyk w zakresie zrównoważonej polityki energetycznej. Na stronie porozumienia można znaleźć m.in. wiele przykładów ciekawych rozwiązań związanych z wykorzystaniem nowych efektywnych energetycznie technologii.

Porozumienie między burmistrzami miało być z założenia inicjatywą 40 miast. Popularność inicjatywy przerosła jednak oczekiwania jej inicjatorów potwierdzając wolę i gotowość samorządów lokalnych do podejmowania zintegrowanych działań na rzecz ochrony klimatu. Na początku kwietnia sygnatariuszami Porozumienia było 2376 samorządów. W Polsce sens realizacji działań w obrębie tej struktury dostrzegło dotychczas 11 miast, do których należą Bielawa, Bielsko-Biała, Dzierżoniów, Ełk, Gdynia, Kraków, Lubianka, Niepołomice, Raciechowice, Stare Juchy i Warszawa. Każde z nich musi opracować i przedstawić *Plan działań na rzecz zrównoważonej polityki energetycznej*, który wskaże w jaki sposób doprowadzą do zamierzonej redukcji CO_2.

Nowe instrumenty finansowe

W odpowiedzi na ogromną popularność inicjatywy Komisja Eu-

ropejska, dbając o jej powodzenie, uruchamia nowe instrumenty, które zapewnią samorządom lokalnym i regionalnym niezbędne wsparcie merytoryczne i finansowe w procesie planowania i realizacji działań w obrębie zrównoważonej polityki energetycznej. Do dyspozycji sygnatariuszy pozostają krajowe struktury wspierające. W Polsce jest to Polska Sieć Energie Cites, Biuro Porozumienia między burmistrzami w Brukseli oraz Centrum Wspólnych Badań (Joint Research Center), opiniujące dostarczone przez miasta i gminy Plany. Istotne wsparcie stanowi grupa instrumentów finansujących pomoc techniczną na opracowanie programów inwestycyjnych.

W 2009 r. w ofercie finansowej Komisji Europejskiej w ramach programu „Inteligentna Energia - Europa" (IEE) pojawił się pierwszy z instrumentów wsparcia technicznego o nazwie ELENA (obecnie EIB-ELENA). Instrument ten został uruchomiony przy współpracy z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym w celu mobilizacji dużych inwestycji w efektywność energetyczną i odnawialne źródła energii (OZE). Cel ten realizowany jest poprzez udzielanie władzom lokalnym, regionalnym, bądź innym instytucjom publicznym - niezbędnego wsparcia finansowego, a opcjonalnie także merytorycznego, w zakresie kompleksowego planowania inwestycji. Poziom dofinansowania to 90% kosztów kwalifikowanych, do których zalicza się różne formy wsparcia konieczne do opracowania projektów inwestycyjnych. Priorytetem tego instrumentu są działania w obszarze szeroko pojętej efektywności energetycznej i OZE, w tym także sektora transportu. Wsparcie na pomoc techniczną przyznawane jest w kolejności podpisywania kontraktów na zasadzie „kto pierwszy, ten lepszy". Od grudnia 2009 r. do dyspozycji beneficjentów uwolniono łącznie 49 mln. euro. W 2011 r. w odpowiedzi na głosy samorządów, które nie były w stanie zaplanować w swoich budżetach inwestycji przekraczających swoją wartością 50 mln euro, w ofercie programu pojawiły się dwa nowe instrumenty wsparcia technicznego - typu ELENA - przeznaczone dla projektów inwestycyjnych o wartości poniżej 50 mln euro.

> W odpowiedzi na ogromną popularność inicjatywy Komisja Europejska, dbając o jej powodzenie, uruchamia nowe instrumenty, które zapewnią samorządom lokalnym i regionalnym niezbędne wsparcie merytoryczne i finansowe w procesie planowania i realizacji działań w obrębie zrównoważonej polityki energetycznej

Nazwy instrumentów pochodzą od nazw instytucji finansowych, które będą odpowiedzialne za ich wdrażanie tj. KfW-ELENA we współpracy z niemieckim Państwowym Bankiem Rozwoju KfW oraz CEB-ELENA we współpracy z Bankiem Rozwoju Rady Europy. Tegoroczne budżety nowych instrumentów przeznaczone na ich uruchomienie oraz sfinansowanie pierwszych projektów wynoszą odpowiednio 8 i 3 mln euro.

Udział samorządów w projektach IEE

Tegoroczny konkurs programu IEE dobiega wprawdzie końca 12 maja, ale kolejna szansa przyłączenia się do międzynarodowych projektów z obszaru efektywności energetycznej i odnawialnych źródeł energii pojawi się już na początku przyszłego roku. Dziś samorządy mogą skorzystać z możliwości oferowanych im w ramach projektów realizowanych z udziałem beneficjentów z Polski.

W 2010 r. ruszyło 5 projektów, w ramach których polskie władze lokalne mogą uzyskać różnego rodzaju wsparcie w procesie planowania i realizacji działań w obrębie zrównoważonej polityki energetycznej.

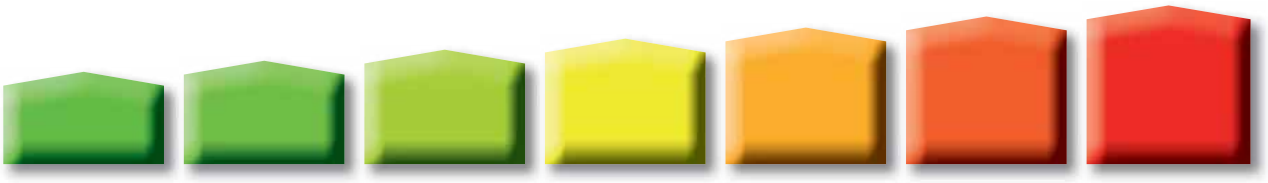
Jednym z takich projektów jest realizowany przez Krajową Agencję Poszanowania Energii projekt come2CoM, w ramach którego 7 samorządów uzyska bezpośrednie wsparcie przy opracowaniu Planów działań na rzecz zrównoważonej polityki energetycznej, a co najmniej 60 zostanie przeszkolonych w tym zakresie. Inne projekty wspierające samorządy w procesie planowania i realizacji polityki energetycznej realizowane są przez Agencję Rozwoju Regionalnego z Bielsko-Białej (City_SEC), Polską Sieć Energie Cites (Energy for Mayors), Urząd Miasta w Bielsko-Białej (ENGAGE), Bałtycką Agencję Poszanowania Energii (ENNEREG).

Zachęcamy do współpracy przy realizacji wyżej wymienionych przedsięwzięć, ponieważ w ramach dofinansowania z Unii Europejskiej oferują pomoc w realizacji konkretnych przedsięwzięć i dysponują wsparciem merytorycznym międzynarodowych zespołów eksperckich. Być może dzięki zainicjowanym w ten sposób przedsięwzięciom Państwa gmina lub region stanie się liderem działań na rzecz poprawy efektywności energetycznej. □

W sprawie projektów oraz instrumentów wsparcia technicznego zapraszamy do kontaktu z Krajowym Punktem Kontaktowym prowadzonym przez Krajową Agencję Poszanowania Energii S.A.

ENERGOOSZCZĘDNY BUDYNEK

- technologie, produkty, rozwiązania podnoszące efektywność energetyczną



Dziś nowoczesny budynek oznacza przede wszystkim budynek energooszczędny, taki który zużywa mniej energii od budynków budowanych w tradycyjnych technologiach, przyjazny środowisku, wykorzystujący najnowocześniejsze technologie.

Mówiąc o rozwiązaniach podnoszących efektywność energetyczną w budynkach powinno się zacząć od konstrukcji. Przemyślany projekt, dobór odpowiednich materiałów, sposób ocieplenia, czy wybór okien o dobrych właściwościach cieplnych oraz sposób ich montażu, to podstawowe kroki, które należy wykonać, aby nasz obiekt stał się budynkiem energooszczędnym.

Kolejnym istotnym aspektem jest dobór rozwiązań technologicznych, tj. źródeł ciepła i chłodu, czy sposobu zasilania i oświetlenia. Powinna być przeprowadzona analiza możliwości wykorzystania nowoczesnych rozwiązań, jak pompy ciepła, czy źródeł energii wiatrowej lub słonecznej. Dbałość o wykorzystanie wysokosprawnych urządzeń z zakresu, chłodnictwa, ogrzewnictwa, wentylacji, oświetlenia, czy instalacji elektrycznych jest nieodzowne. Warto wiedzieć, że w budynkach około 30% energii zużywane jest przez silniki, a koszt zakupu silnika oraz jego serwis stanowią niewielką część ogólnych kosztów w stosunku do kwoty, jaką pochłonie koszt zakupu energii. Rozpatrując okres 15 letniej pracy silnika koszt zakupu energii elektrycznej stanowi statystycznie 97% całkowitych poniesionych kosztów. Oprócz inwestycji w dobrej jakości silniki powinno się zainwestować w przemienniki częstotliwości nimi sterujące (popularnie zwane falownikami), które potrafią ograniczyć zużycie przez silnik energii elektrycznej do 50%. Należy również zwrócić uwagę na kompensację energii biernej poprzez zastosowanie baterii kondensatorów (zastosowanie baterii kondensatorów pozwala zniwelować do zera rachunek za energię bierną), czy inteligentnym zarządzaniu energią w przypadku jej zaniku poprzez systemy SZR (system załączania rezerwy). Istotnym elementem są stacje transformatorowe. Zainwestowanie w wysokosprawne transformatory zwraca się nawet po roku.

Musimy mieć świadomość, że nawet najnowocześniejsze i wysokosprawne urządzenia mechaniczne nie spełnią swojej roli, jeśli nie są w odpowiedni sposób sterowane. Zarządzanie w inteligentny sposób wentylacją, węzłem cieplnym, węzłem chłodu, czy oświetleniem - gwarantuje nam optymalne wykorzystanie technologii, w którą zainwestowaliśmy na etapie budowy. Aby to uczynić, niezbędne nam będą urządzenia i rozwiązania składające się na nadrzędny system BMS (Building Management System):

- urządzenia automatyki (tj. czujniki, zawory, siłowniki, falowniki, etc.),
- sterowniki swobodnie programowalne (urządzenia, które realizują algorytmy regulacji oraz zbierają sygnały monitoringu),
- stacja operatorska wraz z systemem nadzoru (dedykowany system zaimplementowany na komputerze klasy PC, z poziomu którego operator ma wgląd w instalacje techniczne budynku).

To, czego oczekujemy od nadrzędnych systemów sterowania, to przede wszystkim zmniejszenie kosztów eksploatacyjnych budynku. Poprzez zastosowanie centralnego systemu sterowania instalacjami HVAC (heating, ventilation, air conditioning), instalacją oświetleniową i monitoringu energii uzyskujemy następujące korzyści:

- zmniejszamy niezbędną ilość obsługi technicznej budynku,
- jesteśmy w stanie odpowiednio wcześnie rozpoznać stany awaryjne lub zapobiec ich skutkom,
- w racjonalny sposób uelastyczniamy gospodarkę energetyczną budynku.

Niestety, rzeczywistość pokazuje, że w większości przypadków posiadacze systemów BMS nie potrafią z nich korzystać. Systemy nadzoru są oknem na część techniczną budynku. Oknem, przez które uważny obserwator powinien nieustannie wypatrywać możliwych do przeprowadzenia prac modernizacyjnych w celu usprawnienia działania i obniżenia kosztów eksploatacji budynku. Usprawnienia powinny obejmować m.in. budowanie harmonogramów

Rys. 1. Trihal - wysokosprawny transformator Schneider Electric

czasowych pracy urządzeń, zmiany algorytmów sterowania i nastaw, analizowanie i wykorzystywanie funkcji diagnostycznych, co szybko i sprawnie niweluje skutki awarii lub jej zapobiegnie. Umiejętność wykorzystania wygenerowanych raportów oraz analiza trendów zmiennych wielkości (choćby temperatury), to podstawowe umiejętności jakimi powinien legitymować się pracownik obsługi systemu BMS.

Niezwykle ważnym, ale ciągle niedocenianym aspektem budowania energooszczędnego budynku jest rozbudowany system opomiarowania. Pomiary powinny dotyczyć wszelkich mediów, tj. prąd elektryczny, woda, gaz. Odpowiadając na pytanie: jakie korzyści mogą płynąć z zainstalowania wielu liczników na obiekcie? - warto wspomnieć przede wszystkim o bezcennej możliwości budowania wiedzy na temat tego gdzie, kiedy i w jakich ilościach energia jest zużywana. Nie posiadając zaawansowanego systemu monitoringu nie wiemy, gdzie zużywamy najwięcej energii i dlaczego oraz nie potrafimy dostrzec stanów anormalnych. Właściwie uniemożliwia nam to postęp w poprawie bilansu energetycznego w budynku.

Pozytywnym zjawiskiem jest coraz częstsze poszerzanie funkcjonalności systemów BMS o monitoring elektroenergetyczny. Możliwość zdalnego wysterowania wyłączników, układów SZR,

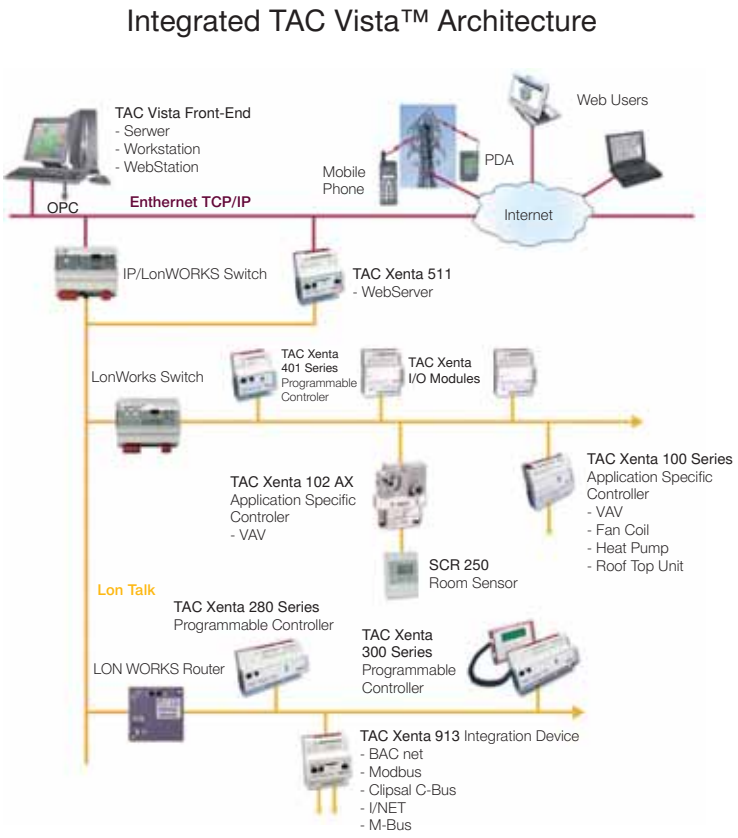
Rys. 2. Varset - bateria kondensatorów wraz z automatyką Schneider Electric, służąca do kompensacji mocy biernej

czy monitorowanie stanów aparatów elektrycznych i UPS-ów pozwala na usprawnienie działań podczas awarii lub wykryciu stanu tuż przed awarią. Podobnie w przypadku analizatorów sieci elektrycznej, które oprócz podstawowych funkcji jak pomiar zużycia energii przez poszczególne obszary w budynku bądź poszczególnych najemców, potrafią przekazać nam informacje choćby na temat jakości dostarczanej energii elektrycznej.

W budynku obok instalacji HVAC obszarem, na który mamy realny i znaczący wpływ poprzez zaawansowane systemy sterowania, a który generuje duże zużycie energii, jest instalacja oświetleniowa, zarówno wewnętrzna, jak i zewnętrzna. Podstawowym krokiem ku zmniejszeniu zapotrzebowania energii przez instalację oświetleniową jest zastosowanie wysokiej klasy opraw oświetleniowych (efektywny odbłyśnik, energoosz-

Rys. 3. Altivar - przemienniki częstotliwości Schneider Electric

czędne źródło światła, elektroniczny statecznik, etc.). Następna decyzja powinna dotyczyć zastosowania systemów sterowania oświetleniem. Mogą to być systemy oparte o KNX czy DALI, które oprócz funkcjonalności zdalnego załączania i wyłączania oferują poprawę komfortu poprzez zintegrowane sterowanie scenami świetlnymi z roletami, czy ekranami w salach konferencyjnych, bądź pokojach biurowych.

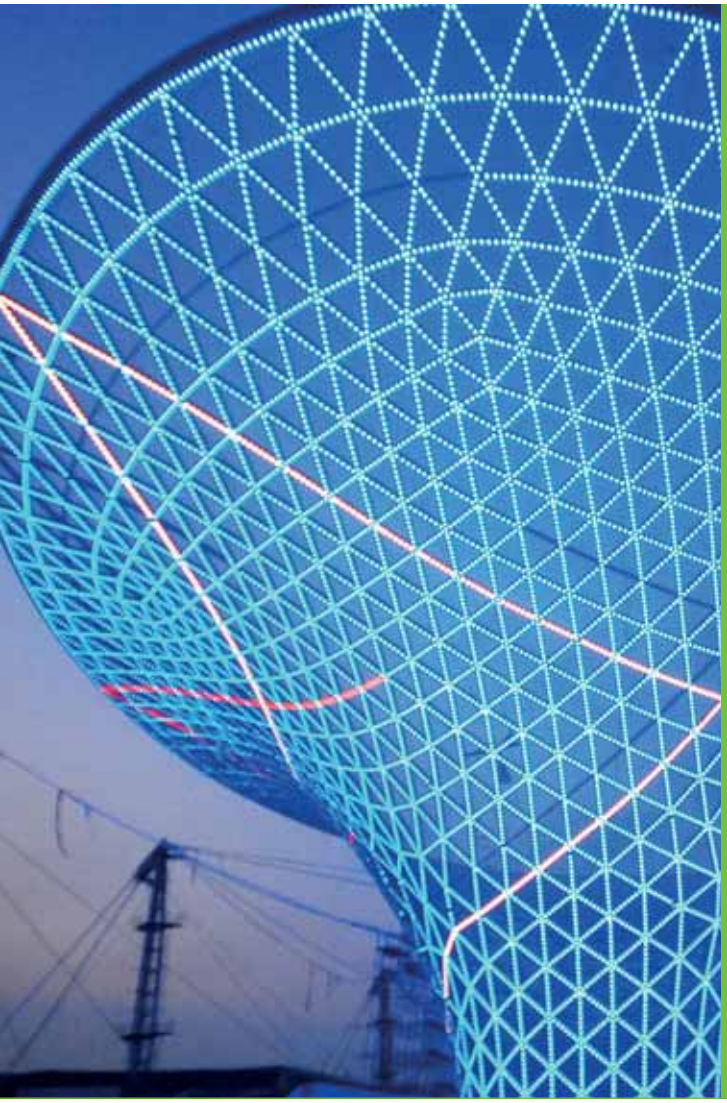


Rys. 4. „Tac Vista" - schemat strukturalny system nadzoru Schneider Electric

Podstawową cechą tych systemów, która bezpośrednio wpływa na obniżenie rachunków za energię elektryczną, jest możliwość sterowania natężeniem oświetlenia z wykorzystaniem czujników ruchu, obecności, czy luksomierzy. Jest to jednak kosztowne rozwiązanie. Tańszym, prostszym acz generującym mniejsze oszczędności jest zastosowanie sterowania centralnego (np. z poziomu BMS), rozszerzone o sterownie lokalne z wykorzystaniem czujników. Zdalne automatyczne załączanie, wyłączanie i monitoring oświetlenia, czy zastosowanie czujników ruchu w ciągach komunikacyjnych i na klatkach schodowych eliminuje czynnik ludzki, który jest dominującą przyczyną zwiększonego zużycia energii przez instalację oświetleniową.

Energooszczędny budynek w dobie nieustannie rosnących cen energii przestaje być jedynie medialną wizytówką inwestorów, ale przede wszystkim potrafi przynieść realne oszczędności dla użytkowników i zwiększyć atrakcyjność budynku, co ma bezpośrednie przełożenie na zyski właścicieli. W najbliższym czasie najemca poszukujący przestrzeni biurowej będzie bacznie zwracał uwagę na koszta eksploatacyjne. Właściciele budynków, które nie były budowane zgodnie z ideą efektywności energetycznej będą musieli przykuć uwagę potencjalnych klientów np. obniżeniem czynszu, co będzie miało bezpośrednie przełożenie na zyski. Z kolei inwestorzy użytkujący wybudowane przez siebie budynki poszukując redukcji kosztów własnych będą żałowali, że nie zainwestowali wcześniej w energooszczędne rozwiązania w swoim budynku. □

Schneider Electric



FOCUS ON CUSTOMER VALUE

WARTOŚĆ DLA KLIENTA
SKUTECZNE ROZWIĄZANIA
PARTNERSKA WSPÓŁPRACA

WWW.INFOVIDEMATRIX.PL

INFOVIDE-MATRIX
FOCUS ON CUSTOMER VALUE

UDT-CERT

Twoje bezpieczeństwo, nasz certyfikat

UDT-CERT – to Jednostka Certyfikująca działająca według europejskich norm, posiada akredytacje PCA w zakresie certyfikacji systemów zarządzania, wyrobów i osób. UDT-CERT dysponuje dużym potencjałem ludzkim w postaci 600 ekspertów i audytorów w 29 oddziałach na terenie całej Polski oraz w Centralnym Laboratorium Dozoru Technicznego. Szeroki zakres działalności, wysokie kwalifikacje i kompetencje pracowników oraz najwyższa jakość świadczonych usług pozwoliły UDT-CERT stać się marką znaną w Polsce i za granicą.

Certyfikacja systemów zarządzania

- 110 własnych audytorów na terenie całej Polski
- certyfikacja systemów zarządzania wg norm:
  - PN-EN ISO 9001:2009, PN-EN ISO 14001:2005
  - PN-N-18001:2004/ OHSAS 18001:2007, PN-EN ISO 3834:2007, PN-EN 16001:2009, PN-ISO/IEC 27001:2007, PN-EN ISO 22000:2006, HACCP

Ocena zgodności - oznakowanie CE

- największa jednostka notyfikowana w Polsce (nr 1433)
- notyfikacja do 12 dyrektyw

Certyfikacja wyrobów

- certyfikacja wyrobów na zgodność z dokumentami określonymi przez klienta
- możliwość znakowania wyrobów znakiem UDT-CERT

Badania i ekspertyzy techniczne

- 900 rzeczoznawców na terenie całej Polski
- własne laboratorium badawcze

Certyfikacja osób

- najszersza oferta w Polsce w zakresie certyfikacji personelu badań nieniszczących
- ośrodki egzaminacyjne na terenie całej Polski
- certyfikacja spawaczy, zgrzewaczy metali i tworzyw, lutowaczy, laminerów i klejaczy
- certyfikacja osób obsługujących i konserwujących urządzenia techniczne

100 lat
1911-2011

Centrum Certyfikacji i Oceny Zgodności UDT-CERT
Biuro: Al. Jerozolimskie 136, budynek Eurocentrum - IV pietro
Tel. 22 57 22 111; Fax 22 57 22 143, 57 22 129, e-mail: cert@udt-cert.pl; www.udt-cert.pl