

Potencjalne skutki pakietu klimatyczno-energetycznego dla ciepłownictwa i odbiorców ciepła

(Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie)

Autor: Bogusław Regulski

Dbłość o ochronę środowiska naturalnego jest jednym z fundamentalnych celów stawianych sobie w działaniu wspólnotowym przez kraje członkowskie Unii europejskiej. Można rzec, że obok rozwoju wolnego rynku w relacjach biznesowych i swobody przepływu kapitału, ekologia jest trzecim filarem wspierającym rozwój gospodarek i społeczeństw Wspólnoty.

Tak istotne dowartościowanie problemu ochrony środowiska nie jest przypadkowe.

U podstaw, bardzo intensywnych obecnie starań o istotną poprawę stanu środowiska naturalnego, stoi jednak problem zagwarantowania Europie bezpieczeństwa energetycznego. To ze smutnych doświadczeń kryzysu energetycznego lat 70-tych bierze się dzisiejsza walka o klimat, a biorąc pod uwagę wszystkie wspólne dla ochrony klimatu mechanizmy, jest to praktycznie walka o wszystko co z klimatem i bezpieczeństwem energetycznym się łączy.

Rozwijające się do tej pory (i zapewne w przyszłości po wyjściu z kryzysu) gospodarki i społeczności licznej grupy krajów europejskich potrzebują energii na utrzymanie tego co mają na dzisiaj i co będą miały w przyszłości. Tymczasem nie jest tajemnicą, że Wspólnota europejska nie jest w stanie, wykorzystując posiadane nośniki energii pierwotnej, w pełni zaspokoić swoich potrzeb energetycznych.

Stąd też problem zabezpieczenia długofalowego bezpieczeństwa energetycznego dla rozwijającej się dynamicznie Unii europejskiej był rozpatrywany już wielokrotnie i pod różnymi aspektami. Powstawały raporty, listy i księgi, uchwalono szereg europejskich aktów prawnych dotyczących rynków energii (liberalizacja rynków energii elektrycznej i gazu), wytyczono pierwsze kierunki zmian w technologii wytwarzania energii i jej wykorzystania (kogeneracja, efektywność energetyczna budynków, ograniczanie emisji gazów cieplarnianych). Wszystko po to, aby poprzez zrationalizowanie wykorzystania energii na różnych etapach, spowolnić apetyty energetyczne, zmniejszyć uzależnienie energetyczne Europy od innych, poprawić w ten sposób jakość samowystarczalności energetycznej, a w konsekwencji zmniejszyć negatywny wpływ technologii europejskich na środowisko naturalne.

Pakiet 3x20

W marcu roku 2007, po raz pierwszy pojawiła się w Europie mocno skonkretyzowana koncepcja kompleksowego rozwiązania problemów energetyczno-klimatycznych Europy i świata. Istotnym dla końcowego efektu tej koncepcji scenarzystą stał się tzw. globalny efekt cieplarniany, którego potencjalne, negatywne dla świata i Europy skutki, stały się główną siłą napędową w walce politycznej o jak najefektywniejsze i jak najszybsze wdrożenie powstałej koncepcji, okrzykniętej powszechnie jako europejski pakiet energetyczno-klimatyczny, zwany potocznie **pakietem 3x20**.

Konkludując pragmatyczny sens przyjętej koncepcji oznacza ona walkę o ochronę klimatu poprzez intensywne zabiegi w zakresie drastycznego, a jednocześnie w miarę neutralnego dla gospodarki i społeczeństwa Europy, obniżenia zużycia energii, i to w każdej postaci.

Dzisiaj, to znaczy w połowie 2009 roku, już dokładnie wiemy, z czego składa się **pakiet** i jakich obszarów dotyczy. Ostateczne decyzje polityczne zostały przyjęte na szczycie Rady Europejskiej w dniach 11-12 grudnia ubiegłego roku, natomiast Parlament Europejski aktu tego dokonał w dniu 17 grudnia ub. roku.

W sumie, w skład przyjętego pakietu weszły cztery dyrektywy, jedna decyzja i jedno rozporządzenie.

- dyrektywa w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych,

- dyrektywa zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych,
- dyrektywa w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla,
- dyrektywa dotycząca monitorowania i ograniczania emisji gazów cieplarnianych pochodzących z wykorzystania paliw transportowych,
- decyzję w sprawie starań zmierzających do realizacji celu wspólnotowego związanego z redukcją emisji gazów cieplarnianych,
- rozporządzenie w sprawie nowych norm emisji dla samochodów,

Zakres przyjętych dokumentów sprowadza się do zrealizowania następujących celów minimalnych, wyznaczonych do osiągnięcia w roku 2020:

- Obniżenie emisji gazów cieplarnianych, w tym emisji CO₂, o **20%**, a dodatkowo czynienie usilnych starań o zwiększenie redukcji emisji w przyszłości nawet do 50% w roku 2050 w stosunku do roku 1990;
- Poprawę efektywności energetycznej poprzez redukcję zużycia energii końcowej o **20%**;
- Zwiększenie udziału energii ze źródeł odnawialnych średnio do **20%** całkowitego zużycia energii, dla Polski wyznaczony cel został określony na 15%;
- Uzyskanie 10% udziału energii odnawialnej w paliwach transportowych.

Jedną z generalnych reguł przyjętych w scenariuszu realizacji celów nakreślonych w pakiecie jest zasada solidarności pomiędzy krajami oraz potrzeba zrównoważonego rozwoju gospodarczego we Wspólnocie, uwzględniającego w ocenie wysiłków i efektów faktyczny stan poszczególnych gospodarek wyrażony wartością PKB na mieszkańca oraz racjonalnie mierzoną opłacalność ponoszonych wysiłków inwestycyjnych. Dla wsparcia działań w tym obszarze rozwiązania pakietu przewidują szereg mechanizmów elastycznych, umożliwiających szeroką współpracę gospodarczą krajów Wspólnoty pomiędzy sobą a także z innymi krajami.

Pakiet - kto i jak ?

Realizacja ustaleń pakietu 3x20 obejmuje przede wszystkim cały wachlarz obszarów aktywności gospodarczej, szczególnie w krajach Wspólnoty, które mają stać się liderem w światowej walce ze zmianami klimatycznymi. Do tychże obszarów zaliczone zostały bezpośrednio:

- Wszelkie gałęzie przemysłu,
- Energetyka,
- Ciepłownictwo i ogrzewnictwo,
- Wszelki transport, w tym lotniczy i morski.

Pośrednio w realizacji postanowień pakietu włączyć się mają społeczności poprzez wsparcie mentalne i podnoszenie świadomości słuszności wdrażania działań w każdym z tych obszarów.

W każdym ze wskazanych obszarów aktywności gospodarczej działania zmierzające do zrealizowania założeń nakreślonych w pakiecie nacechowane muszą być przede wszystkim dbałością o jak najwyższą efektywność i jakość stosowanych technologii.

Zadanie to sprowadza się w dużym uproszczeniu do spełnienia następujących wymogów:

- Energię w każdej formie należy produkować z najwyższą możliwie do uzyskania sprawnością, umożliwiającą maksymalne wykorzystanie posiadanej energii pierwotnej pod dowolną postacią, z wykorzystaniem technologii ograniczającej emisję szkodliwych substancji do atmosfery;
- Procesy produkcyjne w przemyśle należy prowadzić z maksymalną efektywnością wykorzystania zarówno surowców niezbędnych do produkcji jak też energii niezbędnej dla ich realizacji;
- Energię pod każdą postacią należy oszczędzać, a także wykorzystywać ją jak najbardziej efektywnie na każdym etapie jej drogi: w przesyłaniu, dystrybucji i u odbiorców, bez względu na przeznaczenie;

- Energia jest też konsumowana w transporcie wszelkiego rodzaju i również w tym obszarze należy maksymalnie zracjonalizować jej wykorzystanie;
- Dotychczas stosowane tradycyjne surowce energetyczne stawać się będą coraz bardziej cenne a ich dostępność trzeba zagwarantować dla przyszłych pokoleń, dla tego w procesy energetyczne należy włączyć energię odnawialną i inne , nowe technologie wytwarzania energii;
- Podstawowym bezpośrednim i pośrednim konsumentem energii pod każdą postacią jest każdy z nas, stąd też należy podnieść znacząco jego świadomość ekologiczną i energetyczną, dzięki czemu będzie możliwe wsparcie mentalne społeczeństwa dla realizacji postawionych w pakiecie celów.

Pakiet 3x20 a ciepłownictwo w Polsce

Ciepłownictwo i ogrzewnictwo, jako ważne elementy gospodarki energetycznej każdego z krajów Wspólnoty, niewątpliwie stają się bardzo istotnymi graczami w grze o sukces wdrożenia założeń pakietu. Na tym polu realizowane będzie klasyczne 3x20, tj obniżenie emisji , poprawa efektywności energetycznej oraz osiągnięcie odpowiedniego udziału energii odnawialnej. Każde z tych zadań wiąże się z określonymi działaniami a co za tym idzie również skutkami.

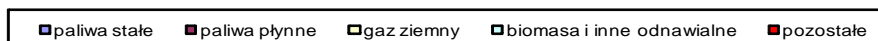
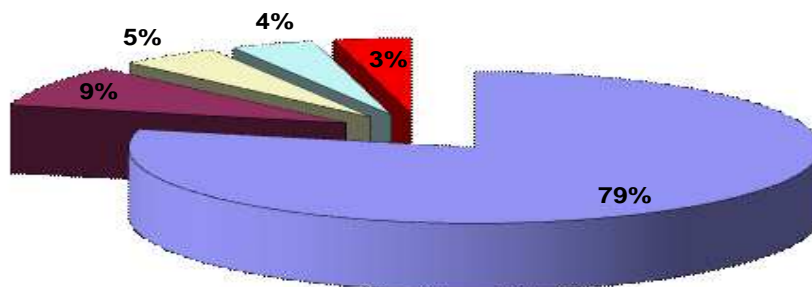
Na tle innych krajów europejskich polska gospodarka energetyczna, z racji takiego a nie innego standardu technologicznego i paliwowego, ma w punkcie wyjścia bardzo trudną sytuację. W warunkach polskich, rozwiązania pakietu klimatycznego istotnie wpłyną nie tylko na sektory energetyczne ale również pośrednio na wszystkie sektory gospodarki, o czym wielokrotnie w ostatnim czasie wskazywały zarówno analizy merytoryczne, opinie różnych ekspertów, jak również wypowiedzi działaczy gospodarczych i polityków.

W skład szeroko pojętego sektora energetycznego wchodzi również zaopatrzenie w ciepło, które w podobny sposób odczuje znacząco skutki rozwiązań pakietu.

Na początek próba odpowiedzi – dlaczego pakiet 3x20 będzie w polskim ciepłownictwie trudny do zrealizowania?

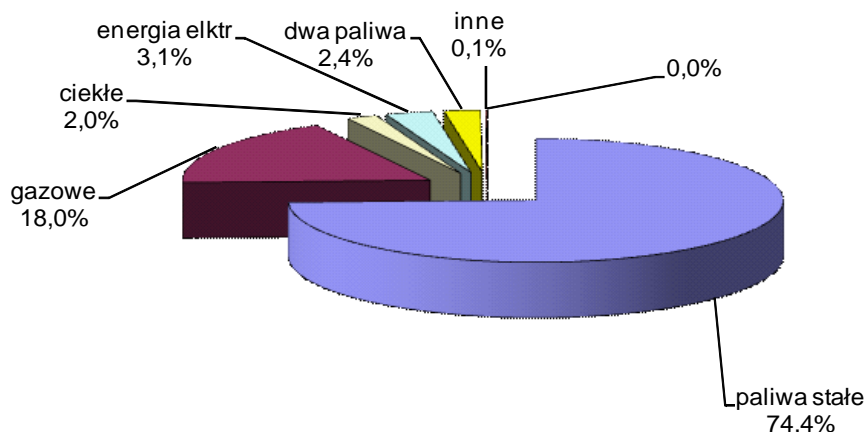
Tak jak cała branża energetyczna, model zaopatrzenia w ciepło w naszym kraju opiera się na węglu. I to nie tylko w zaopatrzeniu zbiorowym czyli ciepłownictwie systemowym, ale również indywidualnym.

Według danych Urzędu Regulacji Energetyki udział węgla, jako surowca do wytwarzania ciepła, w przedsiębiorstwach ciepłowniczych wynosi prawie 80%.



Rysunek 1. Struktura zużycia paliw w ciepłownictwie sieciowym w roku 2007 ¹

Natomiast w indywidualnych gospodarstwach domowych udział paliw stałych przekracza dzisiaj nadal 70%. Pomimo, iż dane badawcze pochodzą z Narodowego Spisu Powszechnego z roku 2002, to większych zmian w strukturze konsumpcji paliw w tej grupie badawczej na przestrzeni ostatnich lat nie zanotowano. Obecnie należy przyjąć, że nieznacznie zmniejszył się udział paliw stałych na rzecz gazu ziemnego i tzw innych, w którym pojawiła się energia odnawialna z biomasy lub ciepło z pomp ciepła.



Rysunek 2. Struktura źródeł pochodzenia ciepła dla ogrzewania indywidualnego mieszkań ²

Taka struktura paliw pierwotnych w zbiorowym i indywidualnym zaopatrzeniu w ciepło to poważne wyzwanie związane ze zrealizowaniem tej części pakietu, który wiąże się ze zwiększeniem udziału energii odnawialnej w ogólnym zużyciu energii, gdyż oczekiwana dywersyfikacja zużywanych paliw musi w tym układzie również wprowadzenie tychże paliw przewidzieć.

W świetle generalnych celów pakietowych pozycja wyjściowa ciepłownictwa w Polsce jest bardzo zła. Oparcie się na paliwach stałych w obszarze zbiorowego zaopatrzenia w ciepło już tylko z punktu widzenia emisji CO₂ oznacza dokonanie znacznego skoku technologicznego w dziedzinie zredukowania emisyjności produkcji ciepła. Wymaga to nie tylko zmiany podejścia do technologii wytwarzania ciepła, czyli poprawę sprawności produkcji ciepła i znaczny postęp w dziedzinie rozwoju kogeneracji – skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, ale również drastycznej zmiany struktury wykorzystywanych do tego celu paliw na mniej emisyjne.

Dla porównania – średni wskaźnik emisyjności produkcji ciepła w Polsce w instalacjach klasycznych, w istniejącej strukturze paliwowej wynosi około 115 kg CO₂/GJ wyprodukowanego ciepła. Klasyczne instalacje węglowe osiągają wskaźniki średnie zbliżone do 120 kg CO₂/GJ. Gdy tymczasem w przypadku gazu ziemnego jest to tylko około 63 kg CO₂/GJ. A co mówić o paliwach odnawialnych, który emisyjność określona dla celów wynikających z założeń pakietowych ma wartość 0!

W takiej sytuacji, gdy porównamy dane np. z duńskich systemów ciepłowniczych, gdzie średni wskaźnik emisyjności produkcji ciepła dla małych instalacji kształtuje się na poziomie około 30 kg

¹ Energetyka ciepła w liczbach 2007 – URE 2008

² Narodowy Spis Powszechny – GUS 2003

CO₂/GJ !!! a dla dużych około 55 kg CO₂/GJ, widzimy jak mocno musimy się wysilić aby przynajmniej w części zredukować dzielącą nas różnicę standardów działania systemów zaopatrzenia w ciepło. W dziedzinie technologicznej jest również wiele do poprawy.

Wysokie nawęglenie sektora zbiorowego zaopatrzenia w ciepło oznacza również problem z pozostałymi, oprócz CO₂, zanieczyszczeniami do atmosfery. Pochodnymi do Pakietu regulacjami są rozwiązania wynikające z obowiązującej jeszcze Dyrektywy 2001/80/WE w sprawie ograniczenia emisji z dużych źródeł spalania oraz w przyszłości, z nowej Dyrektywy o emisjach przemysłowych. Rozwiązania projektowanej Dyrektywy stawiają przed instalacjami węglowymi bardzo rygorystyczne wymagania dotyczące dopuszczalnych poziomów standardów emisyjnych dla SO₂, NO_x i pyłów.

Kolejnym elementem naszej nieciekawej pozycji wyjściowej dla uzyskania pełnego sukcesu pakietowego wynika z jakości stosowanych technologii energetycznych w procesach wytwarzania energii, w tym ciepła. W Polsce jedynie około 16% energii elektrycznej jest produkowane w procesie kogeneracji, w Danii prawie 60%, jeśli zaś chodzi o ciepło to w systemach ciepłowniczych naszego kraju jest około 60% ciepła z instalacji kogeneracyjnych, zaś w Danii ponad 80%. Duńskie systemy ciepłownicze dostarczają ciepło do ponad 60% gospodarstw domowych, natomiast w Polsce do ogółem 40%, z czego w miastach do około 60%.

W powyższych porównaniach specjalnie użyłem przykładu duńskiego, gdyż w przypadku tego kraju, jak w rzadko którym, zbiorowe zaopatrzenie w ciepło jest porównywalne do działania systemów ciepłowniczych w naszym kraju i na tej podstawie możemy w miarę poprawnie zdiagnozować sytuację polskiego ciepłownictwa w obliczu wyzwań stawianych nam przez rozwiązania pakietu 3x20. Oczywiście jest, że tak dużego skoku „cywilizacyjnego” pod wpływem pakietu na dzisiaj nie wykonamy, ale musimy w znaczący sposób zredukować jego dystans.

Efektywność energetyczna

Jedną ze składowych pakietu 3x20 jest element poprawy efektywności energetycznej wykorzystania energii. Rozwiązania prawne dotyczące tego obszaru Unia europejska przyjęła już w roku 2006 Określone zostały one w Dyrektywie 2006/32/WE w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych. W Dyrektywie tej został wtedy wskazany pierwszy cel indykacyjny związany z oszczędzaniem energii końcowej na minimalnym poziomie 9% w roku 2016. Ustalenia z marca 2007 wskazały nowy cel do zrealizowania w roku 2020 – tj wzrost poprawy efektywności energetycznej do poziomu aż 20% .

Z dyrektywy 2006/32/WE wynikają obszary aktywności, które wiążą się z realizacją postawionych celów, jakimi są:

- działalność podmiotów dostarczających środki poprawy efektywności energetycznej,
- działalność dystrybutorów energii, operatorów systemu dystrybucji oraz przedsiębiorstw prowadzących detaliczną sprzedaż energii. (poszczególne Państwa Członkowskie mogą jednak wyłączyć z zakresu stosowania niektórych zapisów Dyrektywy małych dystrybutorów, małych operatorów systemu dystrybucji oraz małe przedsiębiorstwa prowadzące detaliczną sprzedaż energii);
- zachowania odbiorców energii.

Dla wsparcia efektywności końcowego wykorzystania energii konieczne jest zrealizowanie następujących zadań:

- stworzenie mechanizmów pośrednich umożliwiających świadome realizowanie celów związanych z poprawą efektywności wykorzystania energii przez odbiorców energii poprzez:
 - a) zapewnienie odpowiedniej oferty dostawy energii odbiorcom końcowym oraz promowanie konkurencyjnych cenowo usług energetycznych; albo...
 - b) zapewnienie odbiorcom końcowym dostępności do odpowiedniej wiedzy na temat sposobu wykorzystywania energii (audyty) lub bezpośrednich środków poprawy efektywności energetycznej (technologie) ; albo ...
 - c) bezpośrednie finansowanie działań pro- efektywnościowych.

- zapewnienie istnienia lub ustanowienia dobrowolnych umów np. branżowych poprawy efektywności lub innych instrumentów rynkowych, takich jak „białe certyfikaty”, o skutku równoważnym .

Jak należy rozumieć poszczególne elementy przedstawionych działań?

Usługi energetyczne – działania przedsiębiorstw w zakresie realizowania na rzecz odbiorców końcowych inwestycji lub czynności mających na celu zarządzanie i racjonalizację popytu na energię.

Białe certyfikaty – mechanizm majątkowy mający na celu wynagrodzenie przedsiębiorstwa realizującego działania związane z poprawą efektywności energetycznej poprzez możliwość ich generowanie i obrót na wolnym rynku.

Dobrowolne umowy - świadome zobowiązania przedsiębiorstw, grup przedsiębiorstw lub branż charakteryzujących się wysoką energochłonnością do wzrostu efektywności energetycznej swojej działalności w zamian za określone ulgi lub przywileje (np. zwolnienia lub ulgi podatkowe itp.)

Ważnym elementem działań proefektywnościowych są systemy racjonalizacji dostaw energii. Z treści preambuły dyrektywy możemy wyczytać, że *„dystrybutorzy energii, operatorzy systemu dystrybucji oraz przedsiębiorstwa prowadzące detaliczną sprzedaż energii mogą poprawić efektywność energetyczną we Wspólnocie, jeżeli będą oferować usługi energetyczne obejmujące efektywne wykorzystanie energii, w takich obszarach jak zapewnienie komfortu termicznego w pomieszczeniach, ciepłej wody do użytku domowego, chłodzenia, produkcji towarów, oświetlenia oraz mocy napędowej. Maksymalizacja zysków tych przedsiębiorstw staje się zatem bardziej związana ze sprzedażą usług energetycznych dla możliwie jak największej liczby klientów, niż ze sprzedażą możliwie jak największej ilości energii dla poszczególnych klientów. Państwa Członkowskie powinny starać się unikać zakłóceń konkurencji w tej dziedzinie w celu zapewnienia równego zakresu działań wszystkim dostawcom energii; mogą one jednakże przekazać to zadanie krajowym organom regulacyjnym”*.

Dyrektywa zakłada też, że poszczególne państwa członkowskie przy wdrażaniu Dyrektywy mają możliwość nałożenia obowiązku świadczenia usług energetycznych na dystrybutorów energii, operatorów systemów dystrybucji lub przedsiębiorstwa prowadzące detaliczną sprzedaż energii.

Biorąc powyższe pod uwagę docelowy system taryfikowania wspomnianych powyżej przedsiębiorstw nie będzie zawierał zachęt do powiększania wolumenu jednostek sprzedawanej lub dystrybuowanej energii w myśl zasady określonej w Dyrektywie: *„dla skuteczniejszego oddziaływania taryf i innych uregulowań dotyczących energii sieciowej na efektywność końcowego zużycia energii, powinno się usunąć nieuzasadnione zachęty do zwiększania ilości przesyłanej energii.”* Zastąpi je dążność do wykreowania nowego typu usługi pod postacią uzyskania jak najwyższej jakości komfortu energetycznego przy minimalizacji kosztów jego zapewnienia.

Krótko mówiąc, wdrożenie pakietu w obszarze poprawy efektywności, w przypadku przedsiębiorstw ciepłowniczych oznacza przejście z powiększania ilości na poprawianie jakości, wymierzanego standardem sprzedaży komfortu ciepła w „m²”, tak jak to miało miejsce przed transformacją gospodarczą.

Ale dla ciepłownictwa systemowego, konfrontacja z mechanizmami poprawy efektywności w obszarze odbioru ciepła oznacza znalezienie złotego środka na zdyskontowanie efektów oszczędnościowych w systemach ciepłowniczych.

Pakietowy wskaźnik 20% poprawy efektywności oznacza między innymi obniżenie dotychczasowego zużycia ciepła przez istniejące obiekty stanowiące rynek odbioru, o wskazane 20%. W polskich warunkach wiąże się to między innymi ze znacznymi inwestycjami bądź w obszarze pozyskiwanie coraz to nowych odbiorców, bądź w technologie związane z przesyłem i dystrybucją ciepła, mającymi na celu zlikwidowanie nieefektywnych energetycznie i rynkowo systemów dostawy ciepła.

Efektywność odbioru energii w budownictwie.

Największy potencjał poprawy efektywności zużycia energii w ciepłownictwie kryje się w dzisiejszych i przyszłych odbiorach ciepła. Uregulowania unijne kładą bardzo duży nacisk na obniżanie zużycia

ciepła na cele grzewcze. Dyrektywa 2002/91/EC PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY EUROPY z dnia 16 grudnia 2002 r. dotycząca jakości energetycznej budynków została wprowadzona celem wypromowania poprawy efektywności energetycznej budynku we Wspólnocie Europejskiej, biorąc pod uwagę zewnętrzne i wewnętrzne warunki budynku i opłacalność przedsięwzięć.

Ze względu na zaszczości historyczne struktura materii budowlanej w naszym kraju nie należy do najbardziej energooszczędnych. Większość budynków powstało w okresie lat siedemdziesiątych i osiemdziesiątych, w technologii tak zwanej wielkiej płyty, która charakteryzowała się bardzo wysoką energochłonnością, i to nie tylko na etapie jej wytwarzania. Średni wskaźnik sezonowego zużycia energii kształtował się dla tych technologii na poziomie 220 – 270 kWh/m²rok, gdy tymczasem dzisiejsze technologie pozwalają na uzyskanie powszechnie wskaźników zużycia energii na poziomie 60 – 80 kWh/m²rok. Szacuje się, że średni wskaźnik sezonowego zużycia energii na cele ogrzewania dla całej masy budowlanej w Polsce wynosi dzisiaj około 170 kWh/m²rok, gdy tymczasem w podobnie położonych meteorologicznie krajach np. w Szwecji lub Danii spadł już dawno poniżej 100. Jak widać potencjał obniżenia zużycia energii na potrzeby ogrzewania budynków w naszym kraju jest jeszcze bardzo duży.

Skala oszczędności w naszym przypadku będzie więc znaczna, gdyż przy przytoczonym wyżej średnim wskaźniku zużycia ciepła w budynkach mieszkalnych w Polsce wolumen poprawy efektywności wykorzystania ciepła do ogrzewania we wszystkich gospodarstwach domowych może sięgnąć nawet 100 PJ rocznie, co może oznaczać, że nawet z uwzględnieniem rozwoju rynków ciepła, których energetyczny standard wykorzystania ciepła będzie coraz niższy (już dziś wynosi on około 80 kWh/rok/m² i maleje), w roku 2020 zapotrzebowanie na ciepło spadnie zamiast zgodnie z trendami rozwojowymi wzrosnąć.

Obszar działań związanych z poprawą efektywności wykorzystywania energii w budynkach dotyczyć będzie ich właścicieli i administratorów. Działania te związane będą z poprawą izolacyjności termicznej budynków, czyli izolacyjnością przegród zewnętrznych, stolarki okiennej i drzwiowej a także racjonalizacją konsumpcji ciepła przez użytkowników budynków zarówno dla potrzeb ogrzewania jak też ciepłej wody i pokrywania innych potrzeb. Dotyczyć one będą przede wszystkim istniejącej materii budowlanej, gdyż wszystko co nowe, z natury stawianych im już dzisiaj coraz bardziej rygorystycznych warunków związanych z ich budową, będzie w przyszłości do tychże rygorystycznych warunków dostosowane.

Oczywistym jest, że działania te wiązać się będą z koniecznością poniesienia określonych kosztów związanych z podjętymi w tym zakresie inwestycjami. Pocięszające jest jednak to, że w obszarze poprawy efektywności zużycia ciepła dla potrzeb budynków, uzyskane oszczędności energii w bardzo dużym stopniu zdyskontują przewidywane wzrosty cen energii, co w końcowym rozliczeniu może mieć neutralny wpływ na stan budżetów związanych z utrzymaniem odpowiedniego standardu życia użytkowników budynków.

I na koniec rozważań o poprawie efektywności energetycznej na rynku odbioru energii należy wskazać na bardzo istotne nowum, determinujące zmiany w sposobie działania przedsiębiorstw dostarczających ciepło i ich obecnych i przyszłych odbiorców.

W zakresie poprawy efektywności wykorzystania energii końcowej duży nacisk zostanie położony na szerokie wprowadzenie usług energetycznych obejmujących dostawę nie tylko ciepła w postaci komfortu cieplnego i ciepłej wody, ale również dostawę energii elektrycznej, gazu czy produktów naftowych jak również innych usług związanych z zarządzaniem budynkiem. W tym przypadku w obszarze ciepłownictwa wiązać się to będzie z kreowaniem popytu na ciepło w budynkach poprzez szerokie spektrum działań technicznych i edukacyjnych. To wizja, która wymaga istotnej przebudowy sposobu prowadzenia działalności ciepłowniczej, a przede wszystkim systemu legislacji i regulacji tej działalności.

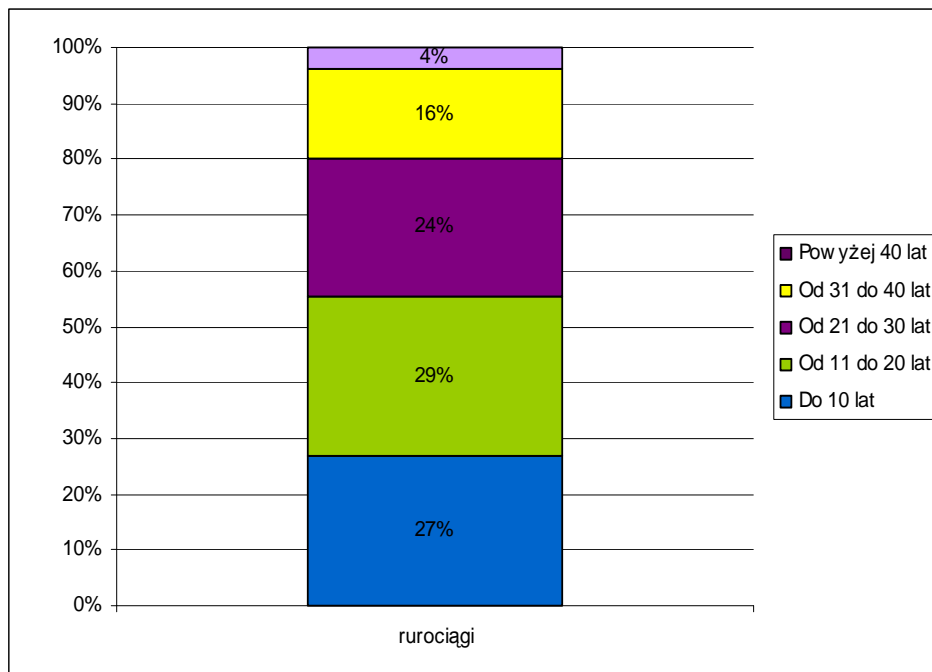
Przesył i dystrybucja ciepła.

Szykujące się znaczące zmiany w sposobie konsumpcji ciepła przez tzw rynek odbioru ciepła spowodują, że dla utrzymania wysokiej jakości świadczenia usług zaopatrzenia w ciepło konieczne

jest i będzie bieżące i efektywne technicznie dostosowywanie systemów produkcji, przesyłu i dystrybucji ciepła do zmieniających się warunków na tymże rynku.

Podstawowym problemem z jakim spotkamy się dzisiaj w sektorze ciepłowniczym w obszarze poprawiania efektywności energetycznej, jest stan techniczny i technologiczny systemów przesyłowych i dystrybucyjnych. Nadal, prawie połowa sieci ciepłowniczych w naszym kraju jest starsza niż 20 lat, czyli była budowana w okresie niskiej kultury technicznej budowy systemów ciepłowniczych, z wykorzystaniem technologii tradycyjnej kanałowej lub napowietrznej. Stan ten obrazują diagramy struktury wiekowej i technologii systemów ciepłowniczych, którą opracowano w IGCP na podstawie danych z próbki 25% przedsiębiorstw zrzeszonych w IGCP, według stanu z września 2008 roku.

Między innymi, ze struktury wiekowej wynika niedostosowanie hydrauliczne systemów ciepłowniczych do dzisiejszych i przyszłych warunków dostawy ciepła. Z racji „optymistycznej” polityki rozwojowej w przeszłości polskie systemy ciepłownicze są bardzo mocno przewymiarowane i mają w związku z tym zbyt wysokie straty przesyłu ciepła.

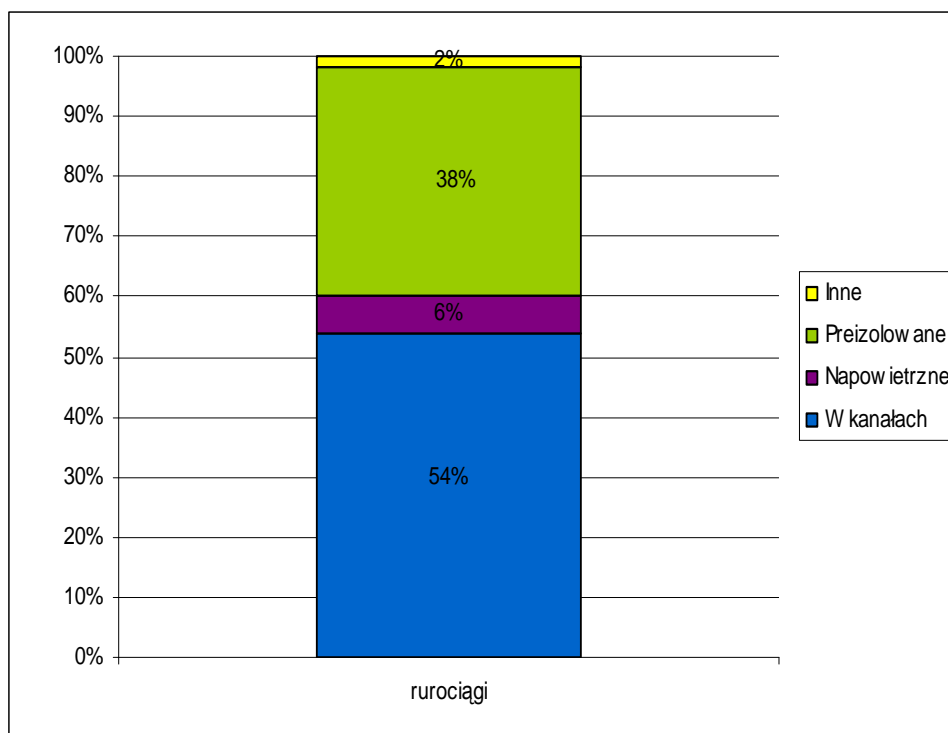


Rysunek 3. Struktura wiekowa sieci ciepłowniczej (w %)

Stałe i efektywne obniżanie strat w przesyśle i dystrybucji ciepła jest jedną z podstawowych zasad wzrostu efektywności energetycznej, wynikających z Dyrektywy dla grupy przedsiębiorstw działających w dziedzinie przesyłu i dystrybucji ciepła.

Z danych URE (potwierdzonych również przez IGCP) wynika, że średnie straty ciepła na odcinku od źródła ciepła do odbiorcy wynoszą około 12%. Wchodzą w to przede wszystkim straty w przesyśle rurociągami oraz straty ciepła wynikające ze sprawności transformacji ciepła w węzłach wymiennikowych.

Dla poprawy jakości przesyłania i dystrybucji ciepła, wpisującej się w kanony działań poprawiających efektywność energetyczną z tego obszaru, konieczne będą działania na rzecz poprawy jakości izolacyjności termicznej i sprawności hydraulicznej ciepłociągów, co powinno być zrealizowane poprzez odpowiednie przebudowanie systemów ciepłowniczych, pod kątem utrzymania optymalnych parametrów hydraulicznych z jednoczesnym wykorzystaniem nowoczesnych technologii rur preizolowanych lub podobnych.



Rysunek 4. Struktura technologii wykonania sieci ciepłowniczych (w %)

Dla uzyskania tego samego efektu w obszarze transformacji ciepła konieczne jest stosowanie wysokiej jakości rozwiązań technicznych węzłów ciepłych, uwzględniających przede wszystkim charakterystykę i dynamikę konsumpcji ciepła przez instalacje odbiorcze, oczekiwaną wysoką sprawność przetwarzania poszczególnych parametrów termodynamicznych czynników grzewczych a także wysoką jakość materiałów zastosowanych do ich konstrukcji.

Poprawę efektywności energetycznej w obrębie przesyłu i dystrybucji ciepła i innych form energii, z racji specyficznej konstrukcji kosztów działalności, opartej w przeważającej części na kosztach stałych generowanych przede wszystkim przez majątek trwały, należy wspierać poprzez odpowiednie mechanizmy regulacyjne premiujące wzrost efektywności w celu zagwarantowania sensu inwestycji w tym zakresie. Z racji wskazanej specyficznej konstrukcji kosztów działalności przedsiębiorstw przesyłowo-dystrybucyjnych wskazane jest, aby dla poprawienia atrakcyjności inwestycji w dziedzinie poprawy efektywności energetycznej systemów dostarczania energii przewidziano dodatkowe zewnętrzne wsparcie finansowe w postaci odpowiednich funduszy.

Efektywność wytwarzania ciepła.

Rozwój działań nad poprawą efektywności energetycznej wiąże się również ze znacznym zwiększeniem nacisku na jakość produkcji energii. Jednym z podstawowych narzędzi w tym zakresie jest produkcja energii elektrycznej i cieplnej w skojarzeniu. O ważności problemu niech świadczy fakt, iż idea ta doczekała się w Europie specjalnego traktowania w przyjętych już dużo wcześniej regulacjach prawnych opisanych w *Dyrektywie 2004/8/WE z dnia 11 lutego w sprawie promowania kogeneracji*. Dzięki dążeniom do zrealizowania postanowień tej Dyrektywy będziemy w stanie uzyskać jeden z podstawowych celów ideowych Pakietu w postaci lepszego wykorzystania energii pierwotnej paliw.

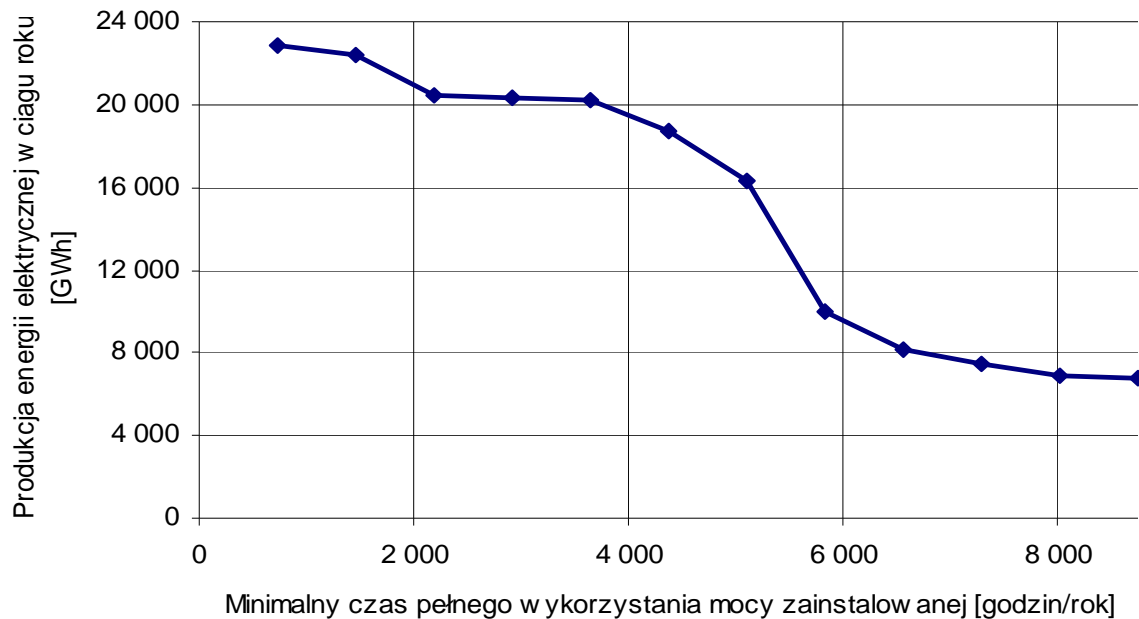
Rozwój kogeneracji to również promowanie produkcji energii w oparciu o źródła rozproszone różnej wielkości, co w rezultacie prowadzi do uzyskania kolejnego celu efektywnościowego jakim jest obniżenie strat energii w procesie jej przesyłania do odbiorców.

Z przytoczonych na wstępie informacji wynika, że w polskim systemie wytwarzania ciepła dla potrzeb sieci ciepłowniczych nadal dominuje tradycyjna metoda produkcji ciepła, oparta na klasycznych

kotłach ciepłowniczych, w których wytwarza się tylko ciepło. Co prawda udział ciepła pochodzącego, w zbiorowym zaopatrzeniu w ciepło, z tzw elektrociepłowni, wynosi około 60%, jednak dotyczy to jedynie nielicznego kręgu dużych aglomeracji miejskich w naszym kraju.

Tak więc, dla uzyskania znaczącej poprawy efektywności wykorzystania energii pierwotnej w produkcji ciepła w naszym kraju, niezbędne jest wprowadzenie technologii kogeneracyjnych na tym właśnie obszarze.

Według wielokrotnie sporządzanych analiz ilość istniejących systemów ciepłowniczych, w których nie stosuje się kogeneracji, i wynikający z tego rynek energii cieplnej, pozwala już dzisiaj na powstanie nawet do około 3000 MW nowych mocy elektrycznych.



Rys. 5 Szacowany potencjał produkcji energii elektrycznej przy zastosowaniu kogeneracji w systemach ciepłowniczych³.

Technologia kogeneracyjna pozwala na zaoszczędzenie od 25 do 30% paliwa pierwotnego. W praktyce oznacza to, że dla wytworzenia tej samej ilości energii elektrycznej i ciepła w procesie skojarzonej produkcji potrzeba o wspomniane 25-30% mniej paliwa niż w procesach rozdzielonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej. W konsekwencji uzyskujemy mniejsze, praktycznie w tej samej proporcji, zanieczyszczenie środowiska naturalnego, np. emisją CO₂ czy też innymi gazami cieplarnianymi, i to bez względu na rodzaj zastosowanego paliwa. Rozwój kogeneracji to również krok w kierunku poprawy bezpieczeństwa energetycznego w skali makro i mikro, ze szczególnym znaczeniem dla powstających w ten sposób lokalnych rynków energii cieplnej i elektrycznej. I wreszcie to także sposób na zracjonalizowanie kosztów dostawy ciepła do odbiorców, gdyż dzięki wysokiej efektywności procesu łatwiej jest uzyskać korzystne poziomy cen ciepła na rynku. A dzięki istniejącym i planowanym systemom wsparcia rozwoju kogeneracji możliwe jest, mimo koniecznych do poniesienia wysokich nakładów inwestycyjnych, prawie neutralne stosowanie szerokiego wachlarza paliw, w tym energii odnawialnej.

Energia odnawialna w ciepłownictwie.

Jak można zaobserwować na przedstawionym wcześniej rysunku 1, wykorzystanie energii odnawialnej w ciepłownictwie systemowym w naszym kraju jest jeszcze niewielkie (około 4%) .

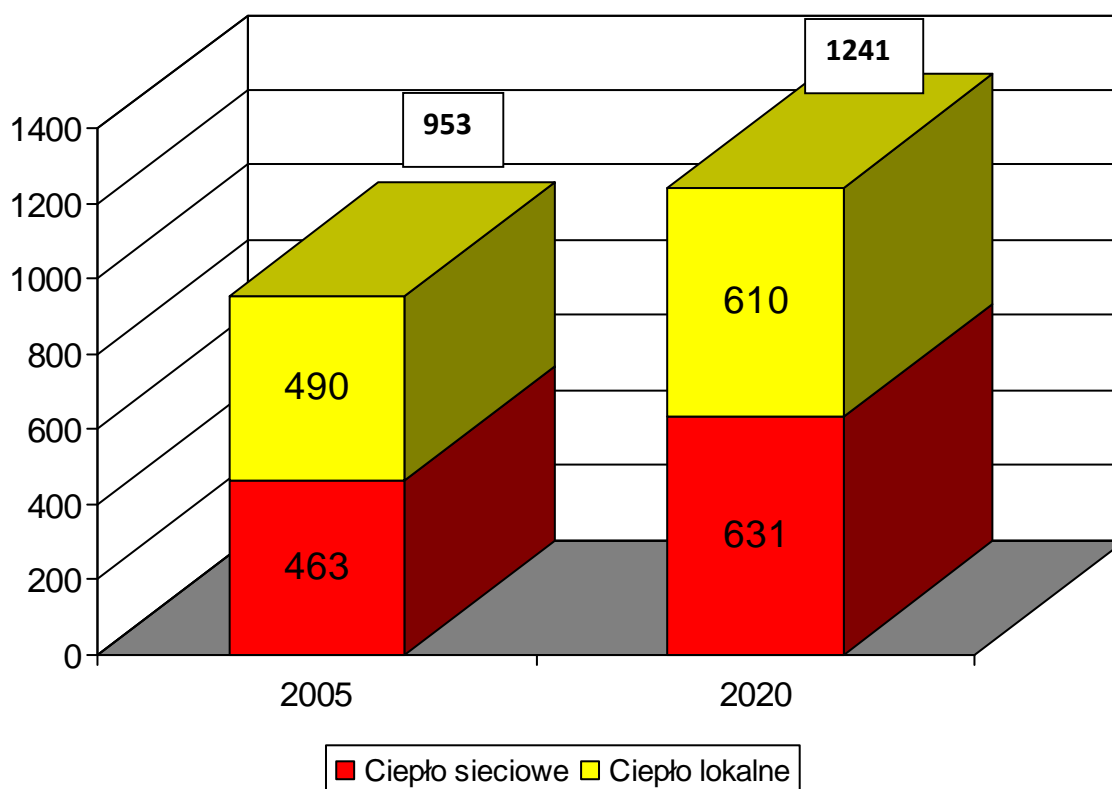
³ Strategia rozwoju energetyki i ciepłownictwa – Warszawa 2005

Podstawowym nośnikiem energii odnawialnej jest biomasa, którą wykorzystuje się generalnie w procesach współspalania w istniejących, klasycznych źródłach ciepła. W niewielkiej ilości źródeł ciepła wykorzystujących biomasę istnieją specjalne, dedykowane instalacje spalania biomasy. Oprócz tego dosłownie kilka małych systemów ciepłowniczych pokusiło się o wykorzystanie wód geotermalnych do wytwarzania ciepła. Podstawowym problemem kulejącego do tej pory procesu wprowadzania energii odnawialnej w ciepłownictwie są bardzo wysokie koszty inwestycyjne i eksploatacyjne tego typu instalacji. W rezultacie, instalacje te borykają się z trudnościami wynikającymi z wysokich cen ciepła dostarczanego do odbiorców. Przy braku odpowiedniego wachlarza mechanizmów elastycznych wspomaganie rozwoju wykorzystania energii odnawialnej w ciepłownictwie, kryterium oceny oparte jedynie na cenie skutecznie dyskwalifikuje tę energię w oczach odbiorców.

A cele dla energii odnawialnej, określone przez Pakiet dopiero przed nami.

Dla Polski udział energii odnawialnej w roku 2020 został określony na poziomie 15%. Jak to zadanie zostanie rozdzielone pomiędzy energię elektryczną i ciepło, jeszcze nie wiadomo. Jednak i tak zadanie do wykonania będzie trudne.

Żeby zobaczyć, o jakie wielkości chodzi popatrzymy na kilka zestawień.

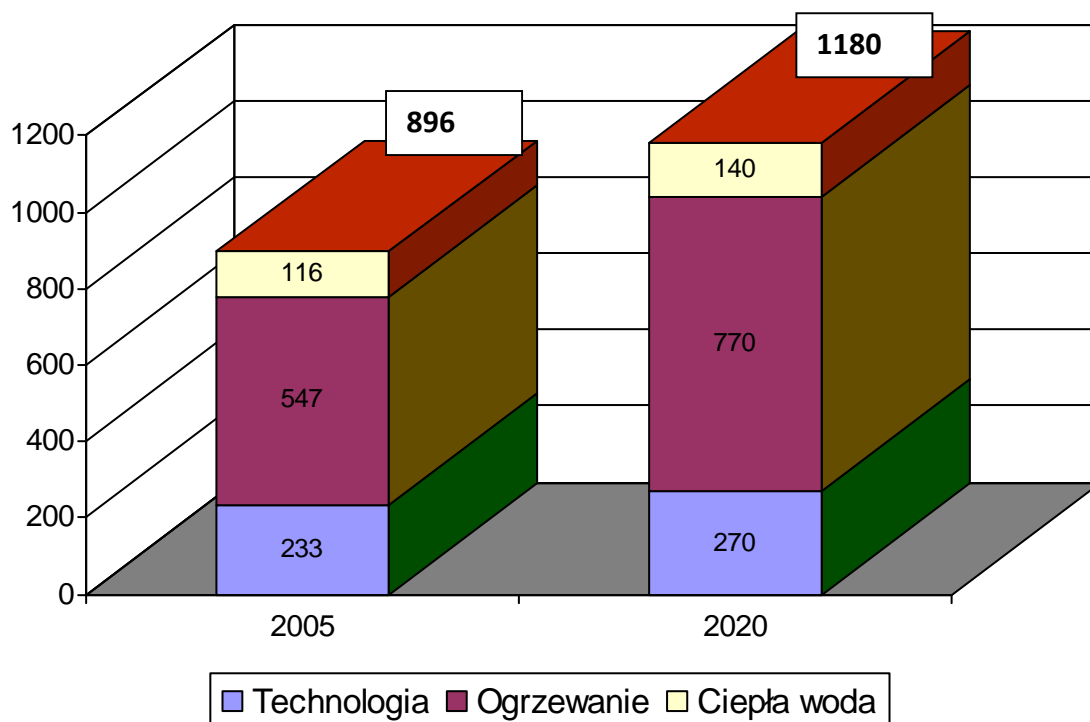


Rysunek 6. Produkcja ciepła ogółem w PJ ⁴

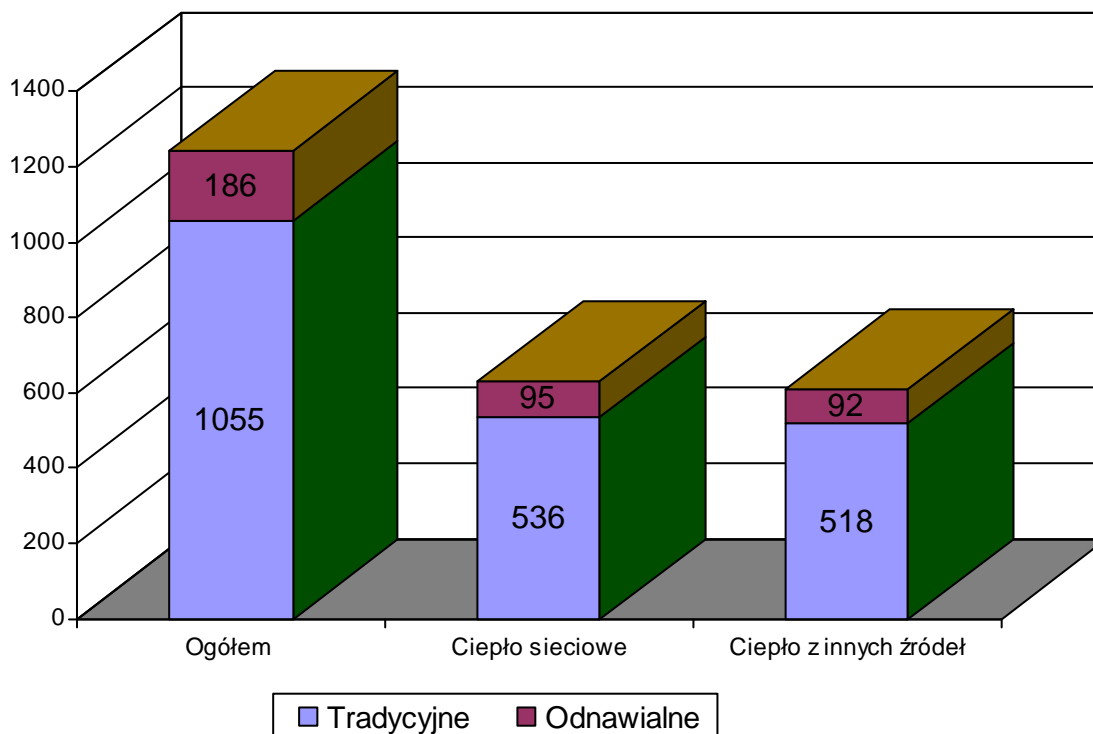
Przyjęte w analizach założenia wskazują na zwiększanie się ilości produkcji ciepła w przyszłości. Konsumują one wzrost zapotrzebowania wynikającego z przewidywanego tempa rozwoju gospodarczego naszego kraju (dzisiaj zapewne istotnie zweryfikowanego), który przekładałby się na rozwój wszelkiego rodzaju budownictwa, usług, szeregu branż przemysłowych itd. Sądzić należy, że przedstawione wyżej i poniżej diagramy, co do szczegółów, mogą być już w tej chwili lekko

⁴ Analiza krajowego potencjału wysokosprawnej kogeneracji – ICBEiOŚ PWar, ITC PŚI, ARE - styczeń 2007

nieaktualne, jednak na ich bazie da się omówić polski problem związany z energią odnawialną w ciepłownictwie.



Rysunek 7. Zapotrzebowanie na ciepło wg przeznaczenia w PJ⁵



Rysunek 8. Ciepło odnawialne w roku 2020 w zależności od miejsca powstania w PJ⁶

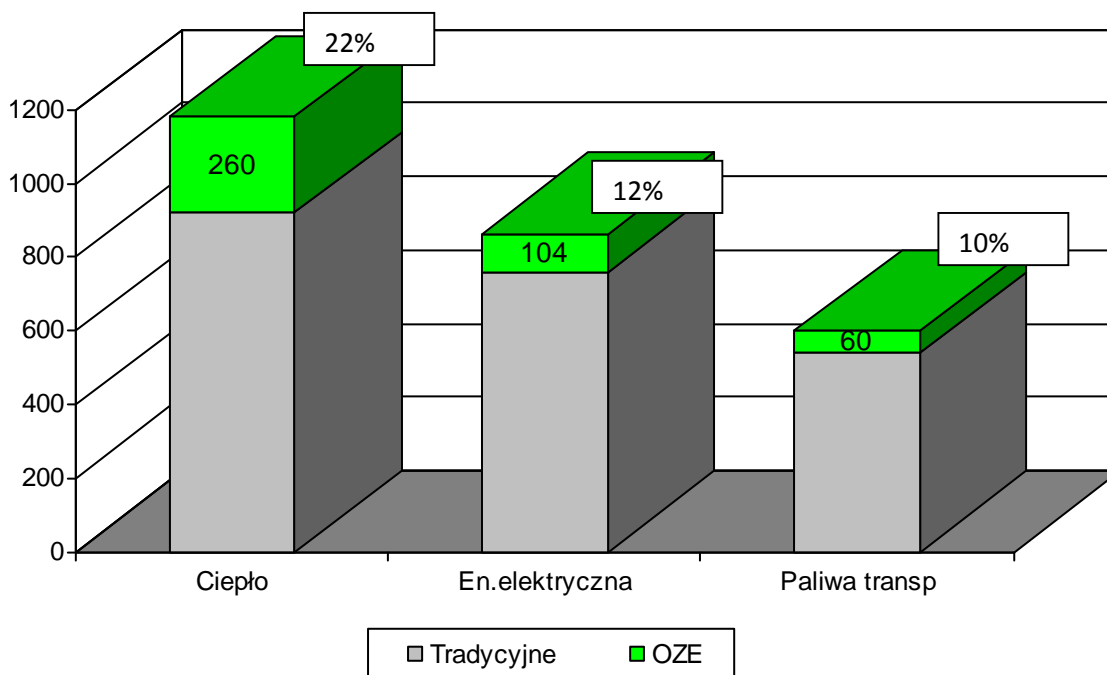
⁵ Analiza krajowego potencjału wysokosprawnej kogeneracji – ICBEiOŚ PWar, ITC PŚI, ARE - styczeń 2007

⁶ Obliczenia własne na podstawie prognoz z Raportu i założeń Dyrektywy

Na rysunku 8 przedstawiony został teoretyczny podział obowiązku pakietowego związanego z wykorzystaniem energii odnawialnej na występujące w praktyce formy zaopatrzenia w ciepło przy założeniu, że obowiązek wynikający z celu dla Polski zostanie podzielony równo pomiędzy wszystkich wytwórców energii, w tym obydwie formy zaopatrzenia w ciepło.

Ale znane są już w tej chwili inne przymiarki, w których to reguły wynikające z pakietu dla energii odnawialnej są zrealizowane w inny sposób.

Dla przykładu, jedna z prognoz, opracowana dla Ministerstwa Gospodarki przez Instytut Energii Odnawialnej, zakłada zwiększenie obowiązku realizacji celu dla ciepłownictwa do 22%.



Rysunek 9. Prognoza realizacji cel wg zasady IEO na podstawie danych z Raportu..... w PJ

Problem realizacji celu związanego z uzyskaniem wymaganego poziomu wykorzystania energii odnawialnej wynika na dzisiaj z braku odpowiedzi na pytanie:

W jaki sposób zrealizować założony cel w ciepłownictwie?

Czy wszystkie formy zaopatrzenia w ciepło będą ten obowiązek realizować jednakowo, czy też któraś z nich przejmie na siebie rolę wiodącą?

Skąd ma pochodzić energia odnawialna dla potrzeb ciepłownictwa?

Jakie mechanizmy powinny być wdrożone, aby efekt uzyskać przy jak najbardziej zracjonalizowanych kosztach zarówno tych wynikających z aspektów ekonomicznych jak też społecznych?

Praktycznie najbliższe nam do udzielenia odpowiedzi na pytanie, skąd ma pochodzić energia odnawialna dla ciepłownictwa, zarówno tego małego jak też dużego.

W tym obszarze mamy do dyspozycji:

- biomasę i biogaz do wykorzystania w instalacjach spalania zarówno w dużych jak też małych źródłach ciepła, w technologiach tradycyjnych jak też Kogeneracji, szczególnie na małą skalę;
- ciepło geotermalne – „głębokie” dla systemów ciepłowniczych, „płytkie” dla wykorzystania na małą skalę;
- energia słoneczna – szczególnie wskazana dla „małego” ciepłownictwa i wykorzystywana powszechnie dla przygotowania ciepłej wody użytkowej;
- odpady komunalne – pod warunkiem, że zostanie we właściwy sposób zauważona przez decydentów w naszym kraju zarówno jako ważny składnik potencjału, jak też narzędzie dla rozwiązania jeszcze kilku ważnych dla nas problemów.

Rodzaj OZE	Energia w (PJ)
Energetyka słoneczna	19,2
Energetyka geotermalna	12,2
Biomasa w tym biogaz	296,8
RAZEM	328,2

Tabela 1. Potencjalne źródła OZE dla zrealizowania celu w 2020 dla ciepłownictwa wg opracowania „Możliwości wykorzystania OZE w Polsce do roku 2020” – IEO EC EBREC dla MG - grudzień 2007

Jak widać na załączonym w Tabeli 1 zestawieniu, bilans potencjalnych źródeł energii odnawialnej dla ciepłownictwa nie zawiera możliwości wynikających z energetycznego wykorzystania odpadów komunalnych dla potrzeb wytworzenia ciepła i energii elektrycznej w źródłach współpracujących z systemami ciepłowniczymi.

A przyjmując jedynie, że w sprawdzony już na świecie sposób odzyskamy energię z posiadanych na dzisiaj w naszym kraju około 12 mln ton odpadów komunalnych (rocznie) , to możemy w ten sposób uzyskać około:

- 1,4 TWh energii elektrycznej (około 1% rocznej produkcji);
- 21 PJ ciepła dla potrzeb systemów ciepłowniczych (prawie 6% rocznej produkcji).

W samym tylko ciepłe sprawa jest niebagatelna, jeśli spojrzeć na zakładany 15% udział energii odnawialnej. Gdyby dzisiaj trzeba było rozliczyć się z „zielonej” energii, samymi śmieciami można byłoby załatwić prawie połowę obowiązku w ciepłownictwie systemowym.

Dyrektywa o energii odnawialnej zakłada znaczący wzrost udziału energii odnawialnej. Wskazuje też na konieczność wdrożenia szeregu mechanizmów mających na celu wspieranie rozwoju technologii z tego obszaru, wdrożenia tych technologii do powszechnego użytku, jak również zwraca uwagę na aspekty ekonomiczne i społeczne związane z tym obszarem.

Jej wdrożenie wymaga nie tylko podjęcia działań wymuszających dostosowanie wszystkich uczestników procesu do nałożonych obowiązków, ale przede wszystkim stworzenia mechanizmów umożliwiających ich realizację.

Podstawowym elementem niezbędnym dla końcowego powodzenia procesu wdrożenia Dyrektywy, nie tylko w naszym kraju, jest przekonanie odbiorców do konieczności poniesienia wyższych kosztów pozyskania energii, w imię zrealizowania celów związanych z zagwarantowaniem przyszłego bezpieczeństwa ekologicznego i energetycznego. Niestety, koszty dostarczania energii odnawialnej są wyższe od dotychczas dominującej energii wytwarzanej ze źródeł tradycyjnych. Szczególnie widoczne jest to w naszym kraju. Wobec stosowania przez odbiorców jedynego kryterium, jakim jest cena energii oraz koszty inwestycji w jej pozyskanie, szanse powodzenia szerokiego zainteresowania energią odnawialną są na dzisiaj znikome. Stąd też konieczne jest zastosowanie szerokiego wachlarza działań mających na celu przekonanie odbiorców energii do wykształtowania w swoich systemach oceny innych, niż jedynie cena, kryteriów.

Co prawda, przeprowadzenie rzetelnej analizy kosztów pozyskiwania energii w nowy sposób, uwzględniającej nie tylko tzw koszty bezpośrednie, ale również koszty zewnętrzne, do których zaliczyć należy koszty ochrony środowiska, ochrony zdrowia, rozwoju miejsc pracy itp. ewidentnie udowadnia, że relacje te są zgoła odmienne, jednak póki co odbiorcom energii trudno przyjąć taką argumentację.

Dowodem na takie postrzeganie problemu niech będzie fakt ogromnego oporu społecznego związanego z próbami wdrożenia technologii termicznej utylizacji odpadów.

A tymczasem zastosowanie tej metody unieszkodliwiania odpadów pozwala na zrealizowanie kilku celów za jednym pociągnięciem „inwestycyjnym”:

- wypełni nasze obowiązki wynikające z postanowień Dyrektywy odpadowej, z której to wynika radykalna redukcja składowanie odpadów na rzecz wdrożenia recyklingu, odzysku, w także energii w trakcie termicznej utylizacji – korzyści lokalne i globalne;
- ze względu na preferowane w tym obszarze technologie pozwoli na rozwój efektywnych systemów wytwarzania ciepła i energii elektrycznej, co wypełni kierunki nakreślone w Dyrektywie o promocji kogeneracji – korzyści globalne;
- pozwoli na stworzenie solidnych fundamentów pod poprawę bezpieczeństwa energetycznego - korzyści zarówno dla rynków lokalnych jak też globalnych;
- pozwoli na zrealizowanie przez gminy polityki zrjonalizowania kosztów „walki” z odpadami, a przez to obniżenie łącznych kosztów pozyskiwania energii i odprowadzania odpadów dla jej mieszkańców – korzyści lokalne;
- da możliwość efektywnego „rozliczenia się” z nałożonych obowiązków pozyskiwania energii odnawialnej – korzyści globalne;
- da podstawy dla efektywnego rozwoju istniejących i przyszłych systemów ciepłowniczych – korzyści lokalne.

Chyba dość dużo, jak na jeden dobrze zrealizowany pomysł!

Niezwykle istotnym dla powodzenia procesu realizacji celu uzyskania odpowiedniego poziomu wykorzystania energii odnawialnej jest również dostępność odnawialnych źródeł energii. Jak na razie doświadczenia w tym zakresie nie są zbyt optymistyczne. Wobec braku systemowego rozwiązania, porządkującego dla przykładu działanie rynków biomasy, i to zarówno leśnej jak też rolniczej, konstruowanie scenariuszy dostaw biomasy dla zakładanych do realizacji inwestycji w źródła wytwarzające energię z tej grupy paliw graniczy z cudem. W naszym kraju praktycznie nie istnieje rynek biomasy. Oferty kierowane przez dostawców do potencjalnych operatorów tego typu instalacji są niestabilne zarówno pod względem cenowym jak też wolumenu dostaw. Powodem tego jest między innymi brak odpowiedniej polityki agrarnej, kreowanej w skali makro. Lokalne inicjatywy dla realizacji tego celu nie wystarczą.

Niekonsekwencje w działaniach zmierzających w kierunku zastosowania rozwiązań unijnych w zakresie energii odnawialnych widać jeszcze na kilku obszarach. Z jednej strony chciałoby się rozwijać instalacje geotermalne, z drugiej strony próbuje się na nie nałożyć opłaty za korzystanie z wód gruntowych. Scentralizowani dostawcy ciepła oczekują na wsparcie rozwoju Kogeneracji a tymczasem donatorzy państwowi dają pieniądze na instalowanie baterii słonecznej do przygotowania ciepłej wody w budynkach podłączonych do sieci ciepłowniczych. Indywidualni inwestorzy chcieliby szerzej zainteresować się źródłami energii odnawialnej, muszą zmarnować sporo wysiłku na znalezienie programów pomocowych itp.

Dla pełnego zrealizowania celu unijnego w Polsce niezbędne jest precyzyjne skoordynowanie działań we wszystkich obszarach wdrożeniowych. Zarówno tych propagandowych jak też gospodarczych. Projektowana Dyrektywa wyraźnie wskazuje na konieczność zaangażowania w proces wszystkich dostępnych w tych obszarach narzędzi – od racjonalnego planowania, przez mechanizmy wspierające działania inwestycyjne do przeorientowania postawy odbiorców energii, z wykorzystaniem również odpowiednich narzędzi mających na celu zniwelowanie wpływu wdrożenia dla niektórych grup odbiorców. Takie działania muszą być w naszym kraju jak najszybciej wdrożone.

Problem CO₂ a ciepłownictwo

Redukcja emisji CO₂ do atmosfery jawi się w zestawie Pakietu 3x20 jako szandarowy problem do rozwiązania. Unia europejska, stawiając przed sobą bardzo ambitne cele redukcyjne w tym zakresie chce być liderem światowym działań zmierzających do ochrony klimatu naszego globu. Jak bardzo duża jest determinacja związana z redukowaniem tego gazu cieplarnianego niech świadczy fakt, że

określony w Pakiecie cel 20% redukcji jest jedynie celem minimalnym. Przyjęte w pakiecie dokumenty związane z ograniczaniem emisji CO₂ dotyczą nie tylko szerszego i bardziej skutecznego wdrożenia mechanizmów handlu emisjami i związanych z nim narzędzi elastycznego realizowania celów w postaci mechanizmu wspólnych wdrożeń (JI) lub czystego rozwoju (CDM), ale również wprowadzenia nowego wachlarza działań w postaci rozwoju technologii wychwytywania i składowania CO₂.

Dzisiejszy system gospodarowania emisją dwutlenku węgla jest preludium do nowych rozwiązań, które będą wdrażane w kolejnym okresie rozrachunkowym od roku 2013. Tak naprawdę, to od tej daty zacznie się prawdziwa walka o jakość klimatu z wykorzystaniem szerokiej gamy narzędzi mających na celu znaczne ograniczenie emisji tego gazu w procesach energetycznych i technologicznych realizowanych w europejskiej i światowej gospodarce i życiu codziennym.

Nowy sposób walki z emisją CO₂ opiera się na następujących zasadach:

- przydział uprawnień na startowy rok 2013 zostanie ustalony na podstawie stanu emisji z połowy okresu 2008-2012;
- kolejne roczne przydziały uprawnień do emisji będą redukowane o stały wskaźnik 1,74% rocznie;
- podstawową zasadą będzie wykup tych uprawnień w drodze aukcji od operatorów narodowych (przede wszystkim instalacje wytwarzające energię elektryczną);
- dochody ze sprzedaży uprawnień będą kierowane dla działań związane z realizacją całego Pakietu 3x20;
- niektóre działy przemysłu mogą otrzymać uprawnienia nieodpłatnie (w tym ciepłownictwo);
- przydział uprawnień darmowych dokonany zostanie metodą benchmarkową, opartą o standard 10% najlepszych instalacji w Europie;
- ilość darmowych uprawnień będzie się corocznie zmniejszać, z 80% w roku 2013 do 30% w roku 2020 i 0% w roku 2027;
- instalacje małe, które nie będą objęte systemem powinny zostać włączone w inne mechanizmy (np. fiskalne) umożliwiające utrzymanie stanu równowagi konkurencyjnej na rynkach;

Co oznaczają te rozwiązania dla sektora ciepłowniczego?

Zgodnie z zapisami Dyrektywy (art. 10a ust 4) instalacje wytwarzające ciepło dla potrzeb systemów ciepłowniczych, w tym również instalacje kogeneracyjne o wysokiej sprawności (spełniające kryterium wysokosprawnej kogeneracji w myśl Dyrektywy kogeneracyjnej) w części związanej z produkcją ciepła lub chłodu, będą otrzymywały część uprawnień nieodpłatnie, co wynika z zapisów ust 11 tegoż artykułu.

Punkt wyjścia w roku 2013 został określony na 80% wielkości przydziału podstawowego. W następnych latach ilość darmowych uprawnień będzie corocznie zmniejszana o taką samą ilość aż do osiągnięcia w roku 2020 poziomu 30%, a dalej konsekwentnie do całkowitego ograniczenia przyznawania uprawnień bezpłatnych w roku 2027.

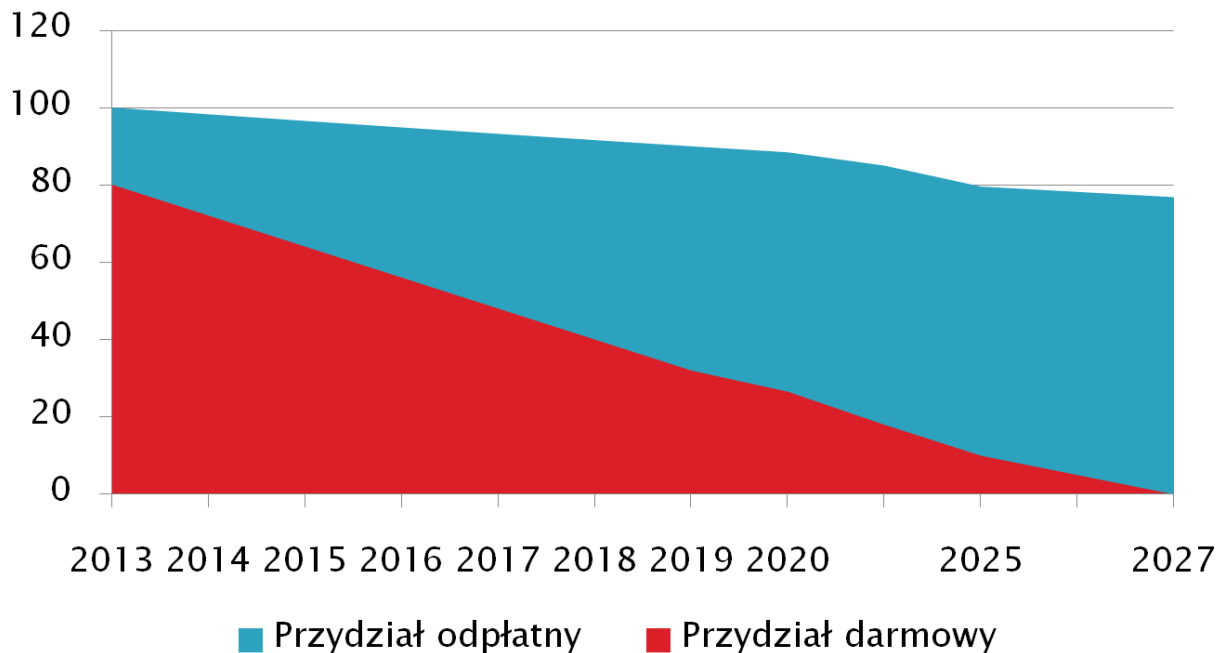
Z systemu handlu opisanego w powyższy sposób będą mogły być wyłączone instalacje o mocy cieplnej nie większej niż 35 MW i emisji nie większej niż 25 000 ton CO₂, pod warunkiem, że zostaną w tym obszarze wprowadzone inne, równoważne systemy stymulujące redukcję emisji, np. mechanizmy fiskalne.

Opisane powyżej zasady przydziału uprawnień do emisji CO₂ pokazują wyraźnie, że problem ze znalezieniem złotego środka dla działalności ciepłowniczej w tych warunkach będzie bardzo istotny.

Przede wszystkim nasuwa się pierwsza istotna refleksja:

Nie tylko dla ciepłownictwa, ale dla szeregu branż przemysłu, w tym energetyki, uprawnienia do emisji CO₂ stają się od roku 2013 nie bonusem pozwalającym na prowadzenie działalności (jak dotychczas) lecz bardzo cennym surowcem, bez którego działalność ta, w obecnych warunkach, jest praktycznie niemożliwa. A więc staje się bardzo istotne, ile tego surowca trzeba będzie mieć i ile

będzie on kosztował. To zaś będzie determinować koszty produkcji ciepła, a w konsekwencji ceny ciepła na rynku zaopatrywanym przez poszczególne instalacje.



Rysunek 10. Model przydziału uprawnień dla ciepłownictwa wg zasad Dyrektywy.

Rysunek 10 przedstawia sytuację modelową, oddającą wprost mechanizm generalny przydziału uprawnień dla ciepłownictwa według zasad opisanych w Dyrektywie. Jedynym uproszczeniem dla potrzeb tego schematu jest założenie, że benchmark „darmowego przydziału” odpowiada standardowi emisyjnemu danej instalacji oraz że produkcja ciepła pozostaje w całym okresie na tym samym poziomie.

Startujemy więc z 20% deficytem w roku 2013 i w kolejnych latach ten deficyt nam się pogłębia, aż do 100% w roku 2027. Chciałbym jednak zwrócić uwagę na fakt, że jeżeli standard emisyjny instalacji w całym okresie się nie zmieni, to każdego roku nasz deficyt składał się będzie z dwóch części:

- deficytu pomiędzy poziomem emisji wynikającym z produkcji a przydziałem ustalonym według zasady – start 2013 ze współczynnikiem redukcyjnym 1,74% rocznie;
- deficytu uprawnień wynikającego ze zmniejszaniem się ilości uprawnień darmowych.

Wielkość deficytu darmowego może być większa w zależności od tego, jakim wskaźnikiem benchmarkowym (art. 10a ust 2) będziemy się posługiwać dla ustalenia puli darmowych uprawnień. Zapisy zawarte w Dyrektywie wskazują, że odpowiednie organy Unii takie wskaźniki emisyjności mają wyznaczyć do końca 2010 roku. Mają one powstać na bazie średnich parametrów 10% najbardziej wydajnych instalacji w danym sektorze lub podsektorze.

Dla ciepłownictwa polskiego ważnym jest aby wskaźnik benchmarkowy został przyjęty w oparciu o podsektory utworzone na bazie rodzajów paliwa stosowanego do wytwarzania energii – tzw *fuel specific benchmark*. Pozwoli to na znalezienie dobrej pozycji wyjściowej dla polskiego ciepłownictwa opartego na węglu, gdzie szereg instalacji już dzisiaj charakteryzuje się wysoką efektywnością produkcji.

Jednak jeżeli zwycięży przekonanie, że benchmark ma pochodzić z wszystkich instalacji w Europie, jego poziom będzie bardzo odbiegał od naszych standardów emisyjnych, i w tym wypadku „wyjściowy” deficyt może przekroczyć nawet 60%.

Z tego właśnie powodu nie możemy uznać za sukces rezultaty negocjacji rządowych związanych z Dyrektywą z grudnia 2008.

Widać to na kolejnych zestawieniach.

	Średni standard Polski	Standard 10% Europa	Standard 10% Polska	Standard 10% węgiel Europa
T CO ₂ /GJ	0,115	0,063	0,091	0,11
Ilość wymaganych uprawnień wg średniego standardu Polski [T]	11500	11500	11500	11500
Ilość uprawnień przyznanych ogółem według zasady UE art 10a ust 1 [T]	11500	6300	9100	11000
Ilość darmowych uprawnień w 2013 wg zasady 80% [T]	9200	5040	7280	8800
Deficyt ilości uprawnień ogółem wg UE w stosunku do ilości wg średniego standardu Polski [T]	0	5200	2400	500
Deficyt uprawnień darmowych [T]	2300	1260	1820	2200
Deficyt uprawnień ogółem [T]	2300	6460	4220	2700
Koszt jednostkowy deficytu ogółem w euro/GJ w roku 2013 wg stawki 16 euro/t	0,37	1,03	0,67	0,43
Koszt jednostkowy deficytu ogółem w euro/GJ w roku 2013 wg stawki 39 euro/t	0,90	2,52	1,65	1,05
Ilość uprawnień przyznanych ogółem według zasady UE art 10a ust 1 z uwzgl ust 4	9890	5418	7826	9460
Ilość darmowych uprawnień w 2020 wg zasady 30% [T]	2967	1625,4	2347,8	2838
Wyjściowy deficyt ilości uprawnień ogółem wg UE w stosunku do ilości wg średniego standardu Polski [T]	1610	6082	3674	2040
Deficyt uprawnień darmowych w stosunku do przydziału wg UE [T]	6923	3792,6	5478,2	6622
Deficyt uprawnień ogółem [T]	8533	9874,6	9152,2	8662
Koszt jednostkowy deficytu ogółem w euro/GJ w roku 2020 wg stawki 16 euro/t	1,36	1,58	1,46	1,38
Koszt jednostkowy deficytu ogółem w euro/GJ w roku 2020 wg stawki 39 euro/t	3,33	3,85	3,57	3,38

Tabela 2. Potencjalne skutki deficytu uprawnień w zależności od wariantu benchmarku – założono stałą roczną produkcję 100 000 GJ rocznie.

Przedstawione powyżej symulacje wskazują wyraźnie, że produkcja ciepła w przyszłości oparta na węglu kamiennym, z punktu widzenia potencjalnych kosztów związanych z uzupełnieniem deficytu uprawnień do emisji CO₂, będzie bardzo kosztowna.

Trzeba wyraźnie podkreślić, że od roku 2013 uprawnienia do emisji staną się takim samym surowcem produkcyjnym jak paliwa czy też energia elektryczna. Im lepsza i mniej emisyjna będzie produkcja ciepła tym lepsza będzie pozycja tego produktu na rynku i tym lepsza będzie jego akceptowalność przez odbiorców. W świetle wyżej przedstawionych analiz brak aktywności w zakresie modernizacji istniejących systemów wytwarzania ciepła z uwzględnieniem daleko idącej dywersyfikacji paliw w kierunku tych mniej emisyjnych (gaz i ropopochodne) a w szczególności bez emisyjnych form produkcji ciepła (energia odnawialna) będzie oznaczać nawet konieczność zaniechania działalności. W tych warunkach, aby zagwarantować dostawy ciepła w przyszłości trzeba znaleźć taki model działalności, który minimalizować będzie ilość zakupywanych uprawnień do emisji. Dla zrealizowania tego celu wymagane będą nie tylko przedsięwzięcia związane z poprawą sprawności i jakości produkcji ciepła, do czego przyczynić się mogą nowe instalacje kogeneracyjne czy też wykorzystujące energię odnawialną, ale również działania na rzecz poprawy efektywności , zarówno w zakresie przesyłu i dystrybucji ciepła jak też samej jego wykorzystania.

Dla złagodzenia skutków nowych rozwiązań w zakresie handlu emisjami po roku 2013 ważne są jeszcze mechanizmy wynikające z systemu ETS w bieżącym okresie 2008-2012. Regulacje z obecnie obowiązującego okresu wskazują, że jest możliwe przeniesienie zaoszczędzonych uprawnień z tego okresu na przyszły. Co oznacza, że podejmując śmiałe decyzje w zakresie redukcji emisyjności emisji CO₂ już teraz, można sobie zagwarantować lepszy start w nowy okres rozliczeniowy, posiadają swoisty zapas możliwy do wykorzystania dla zrealizowania dla przykładu celów rozwojowych w przyszłości.

Emisje z dużych źródeł spalania (LCP)

Trwają ostatnie prace nad ustaleniem kształtu nowej dyrektywy unijnej, mającej zastąpić dotychczasową 2001/80/WE w sprawie emisji z dużych źródeł spalania paliw. Nosi ona roboczą nazwę Dyrektyw o emisjach przemysłowych (EID). Jak do tej pory prowadzący instalacje ciepłownicze o mocach poniżej 100 MW nie zwracali większej uwagi na rozstrzygnięcia zawartej w obowiązujących na razie przepisach. Według nich, dużym źródłem spalania był do tej pory kocioł o mocy powyżej 50 MW, a takich w systemach ciepłowniczych małej i średniej skali było jak na lekarstwo. Na dodatek standardy emisyjne konieczne do uzyskania zarówno w dwutlenku siarki, tlenku azotu jak też pyłu były możliwe do uzyskania bez większych trudności.

Przygotowywane w chwili obecnej rozwiązania prawne zmieniają tę sytuację diametralnie. Jak na razie proponowane przepisy przewidują, że dużym źródłem spalania stanie się komin, którego dołączone do niego instalacje będą miały moc łącznie powyżej 50 MW. Mało tego, zaproponowane dla takiego stanu standardy emisyjne są na tyle ostre, że ich dotrzymanie będzie wymagało podjęcia radykalnych kroków inwestycyjnych.

Oprócz tego, projekt Dyrektywy poszerza grono podmiotów dla działania których wymagane będzie pozwolenie zintegrowane, gdyż proponowana granica uzyskania „ekologicznego prawa jazdy” zostaje obniżona z 50 do 20 MW.

Co mogą oznaczać dla ciepłownictwa tak ostro postawione warunki?

W tabeli 3 przytoczone zostało zestawienie proponowanych w Dyrektywie wielkości standardów emisyjnych po roku 2016. Ich lektura nie pozostawia żadnych złudzeń. Poziom oczekiwanej redukcji jest bardzo duży. W przypadku instalacji małych i średnich standardy dla dwutlenku siarki czy pyłów muszą zmienić się o kilka rzędów wielkości.

Tak więc , znowu czekają nas poważne wysiłki redukcyjne z powodu wysokiego „nawęglenia” sfery produkcji ciepła. Rygorystyczne propozycje standardów emisyjnych dla instalacji węglowych powodują, że w przyszłości żadna instalacja tego typu nie będzie mogła pracować bez wysokosprawnych systemów odsiarczania, odazotowania i odpylania spalin. A to oznacza znowu konieczność poniesienia kolejnych wydatków inwestycyjnych i kolejną grupę kosztów koniecznych do poniesienia, a w konsekwencji do przeniesienia w cenę ciepła dostarczanego odbiorcom.

Moc źródła MWt	SO ₂	NO _x	Pył
50 - 100	400 1500	300 600	30 100
100 - 300	250 głównie 1500 ⁷	200 600	25 100
300 - 500	200 liniowo do 400	200 600	20 100
Pow 500	200 400	200 500	20 50

Tabela 3. Propozycje standardów emisyjnych dla instalacji węglowych w nowej Dyrektywie EID – w mg/m³ w porównaniu do obowiązujących obecnie standardów dla instalacji istniejących (przed 29 marca 1990 r.) w roku 2015 (na jasnym tle) .

Przeprowadzane obecnie szacunki wskazują, że potencjalne nakłady inwestycyjne na instalacje oczyszczania spalin, pozwalające na uzyskanie wszystkich projektowanych standardów emisyjnych w instalacjach w grupie 50 – 100 MW, mogą osiągnąć poziom od 250 tysięcy nawet do 1 miliona złotych za 1 MW mocy nominalnej instalacji. Indywidualny koszt zależy od parametrów węgla zastosowanego w procesie spalania w instalacji (im mniej siarki tym niższy koszt).

Według badania wykonanego na wspólne zlecenie Ministerstwa Środowiska i organizacji energetycznych (IGCP, PTEZ i TGPE), w grupie o mocy od 50 do 100 MW mocy zainstalowanej w kominie znajduje się 463 instalacje o łącznej mocy około 10 000 MW. Tak więc potencjalny wydatek inwestycyjny dla tej grupy wyniósłby od 2,5 do 10 mld złotych .

Same tylko koszty majątku trwałego powstałego w wyniku zrealizowania tych inwestycji dadzą dodatkowy koszt od około 2,4 do 9,6 zł/GJ wyprodukowanego w nich ciepła (obliczeń dokonano dla czasu życia instalacji 15 lat i wskaźnika produkcji około 7000 GJ/MW). A koszty eksploatacji bieżącej ? A skąd wziąć pieniądze na te inwestycje ?

Jeżeli z kredytów bankowych, to same odsetki dają również od 2,5 do 10 zł/GJ, nie mówiąc już o konieczności zwrotu kapitału.

Rozwiązania Dyrektywy o emisjach przemysłowych (EID) to jak na razie prawdziwy gwóźdź do trumny węglowego ciepłownictwa systemowego. Trwają jeszcze negocjacje nad złagodzeniem niektórych rozwiązań dla grupy instalacji o mocy łącznej nie przekraczającej 200 MW. Z inicjatywy Polski, w zapisach projektu Dyrektywy znalazły się w ostatnich dniach zapisy o możliwości przedłużenia działania niektórych źródeł spalania paliw na starych warunkach, pod warunkiem że:

- ich moc łączna nie przekracza 200 MW,
- posiadają pozwolenia zintegrowane uzyskane przed 27 listopada 2002 roku,
- nie mniej niż 50% ciepła wytworzonego z tych instalacji dostarczana jest do sieci ciepłowniczych,
- nie przekroczyła standardów ustalonych dla tego typu źródeł w Dyrektywie 2001/80/WE.

Dodatkowo, proponuje się wyłączyć z zasady łączenia mocy w kominie indywidualne instalacje spalania paliw, podłączone do wspólnego komina, o mocy mniejszej niż 15 MW.

Przedstawione wyżej propozycje pozwalają na odłożenie w czasie wyroku, ale nie na jego zaniechanie. Na pewno wydłużenie w czasie pozwoli na bardziej neutralne dostosowanie się do

⁷ do 225 MW standard 1500 , powyżej liniowy spadek do 400 mg/m³

postawionych wymagań, znalezienie metod i narzędzi na ich zrealizowanie, stworzenie nowych rozwiązań systemowych, co dla ciepłownictwa jest bardzo istotne.

Ale, zamiast podsumowania...

Problem wdrożenia Pakietu 3x20 w ciepłownictwie w naszym kraju jawi się, w świetle przedstawionych argumentów, jako zadanie nie do wykonania, a jeżeli już, to okupione będzie poważnymi konsekwencjami ekonomicznymi i społecznymi.

Jednym z najpoważniejszych zagrożeń nie jest sama konieczność poniesienia kosztów i stworzenia w ten sposób nowej płaszczyzny oceny wartości usług zbiorowego zaopatrzenia w ciepło. Bo gdyby system zbiorowego zaopatrzenia w ciepło był jedynym sposobem zapewnienia komfortu cieplnego społeczeństwa, znalazłyby się sposoby na złagodzenie skutków „pakietowych” dla odbiorców ciepła. Tak jak jest to możliwe i planowane w przypadku dostaw dzisiejszych i przyszłych energii elektrycznej. Ale problem w tym, że ciepło systemowe stanowi jedynie jedną z form zaopatrzenia w ciepło. Obok niego istnieją różne metody pokrywania potrzeb grzewczych na mniejszą skalę, z indywidualnym włączeniem. Tak się jakoś składa, że w przypadku gdy oferta dostawy ciepła systemowego nie będzie odpowiadała odbiorcom z różnych względów (przede wszystkim ekonomicznych), to istnieje możliwość migracji odbiorców ciepła systemowego do obszaru o korzystniejszych warunkach pokrywania tego rodzaju potrzeb. W dzisiejszych i przyszłych warunkach prawnych takim obszarem jest właśnie „niezawodowe” dostarczanie ciepła.

Jak na razie, ani przepisy unijne ani krajowe nie nakładają na tę część rynku ciepła większych obostrzeń ekologicznych, co skutkuje tym, iż koszty pokrywania potrzeb na ciepło w tej sferze jest po prostu niższe.

Tak więc realnym scenariuszem jest doprowadzenie systemów ciepłowniczych do samozagłady wskutek konieczności dostosowania się do wymagań unijnych !

Islandia	95 %	Estonia	40 %
Polska	52 %	Dania	48 %
Szwecja	50 %	Słowacja	42 %
Finlandia	49 %	Węgry	16 %
Austria	18 %	Niemcy	12 %
Holandia	3 %	W. Brytania	1 %
Łotwa	70%	Francja	4%

Tabela 5. Zestawienie udziału ciepła pochodzącego z systemów ciepłowniczych w pokrywaniu potrzeb na ciepło w wybranych krajach Unii europejskiej wg EUROHEAT 2005

Powyższe zestawienie wskazuje jeszcze na jeden fakt. Kraje starej 15-tki, oprócz krajów skandynawskich, nie grzeszą posiadaniem ciepłownictwa systemowego. Udział tej formy pokrywania potrzeb na ciepło jest w kilku z tych krajów prawie symboliczny. W Skandynawii, gdzie ciepło systemowe ma swoją rangę, wysoki standard świadczenia usług zbiorowego zaopatrzenia okupiony został kilkudziesięcioletnią i ciężką pracą nad podnoszeniem efektywności tej usługi.

Dlatego tu należy doszukiwać się problemów ze zrozumieniem sytuacji polskiego ciepłownictwa w konfrontacji z rozwiązaniami zaproponowanymi w pakiecie.

A to dziwne, gdyż jedną z kolejnych idei unijnych jest rozwój centralnych systemów dostarczania ciepła i chłodu.

Ale sukces ciepłownictwa systemowego we wdrażaniu rozwiązań Pakietu zależy właśnie w dużej mierze od trzeźwej i w pełni merytorycznej oceny możliwości zrealizowania w przyszłości wszystkich założeń wykreowanych w przepisach i mechanizmach unijnych. I to nie tylko w bezpośredniej konfrontacji z urzędnikami unijnymi.

W znaczący sposób sukces ten będzie zależał od nas samych i od decyzji systemowych podjętych dla realizacji postawionych zadań. Warto byłoby, aby podpatrzeć, jak to robią inni. np. :

- Duńczycy, wprowadzając rygorystyczny obowiązek planowania zaopatrzenia w ciepło, nakreślając zadania realizowania celów efektywnościowych poprzez ciepłownictwo systemowe, wprzęgając odpady komunalne do gospodarki energetycznej;
- Szwedzi tworząc podwaliny do transparentnej i rzetelnej oceny rynkowej usług indywidualnego i zbiorowego zaopatrzenia w ciepło;
- czy też ostatnio Niemcy wdrażając regulacje prawne dotyczące energii odnawialnej w wyniku których obiekty podłączone do sieci ciepłowniczych nie pozbawiają sensu działania źródeł pracujących na ich potrzeby.

Takich przemyślanych i efektywnych mechanizmów nam trzeba. Trzeba przyjąć do wiadomości, że niektóre z przyjętych rozwiązań będą w mniejszym lub większym stopniu uciążliwe dla poszczególnych części społeczeństwa w tym także dla dostawców i odbiorców ciepła. Ale cel postawiony w Pakiecie mamy realizować wspólnie i z efektem dla wszystkich. Stąd też wszyscy powinniśmy w dążeniu do tych celów partycypować. W taki sposób nie pozbawimy przyszłych pokoleń dobrodziejstwa korzystania z usług zbiorowego zaopatrzenia w ciepło.