2.1. Model rynku

Autor: Witold Cherubin

Określenie modelu rynku w zakresie zaopatrzenia w ciepło jest dość złożone, gdyż potrzeby cieplne w zakresie ogrzewania i ciepłej wody mogą być pokryte zarówno przy wykorzystaniu sieci ciepłowniczych, jak też źródeł indywidualnych zasilanych z systemu gazowniczego lub elektroenergetycznego, bądź opalanych paliwem ciekłym lub paliwami stałymi, a także przez niekonwencjonalne źródła ciepła, wykorzystujące energię odnawialną. W związku z tym istnieje możliwość konkurencji między różnymi przedsiębiorstwami energetycznymi, przy czym powinno to być czynnikiem wpływającym na obniżkę kosztów i cen oferowanych przez te przedsiębiorstwa.

W przypadku dostaw gazu, energii elektrycznej i ciepła za pośrednictwem kapitałochłonnych systemów sieciowych, konkurencja taka jest uzasadniona na etapie planowania i podejmowania decyzji o budowie lub rozbudowie poszczególnych układów sieciowych. Wiąże się to zarówno z planami rozwoju przedsiębiorstw energetycznych, jak też z zadaniami gmin w zakresie planowania zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. Problemy te są dość złożone, gdyż efektem prawidłowej realizacji tych planów powinna być optymalizacja kosztów zaopatrzenia w ciepło, gaz i energię elektryczną. Optymalizacja taka jest już od dawna prowadzona w krajach o gospodarce rynkowej, przy czym jest ona możliwa tylko na etapie planowania, gdy nie zostały jeszcze poniesione wydatki inwestycyjne, które obciążać będą koszty stałe ponoszone przez sprzedawcę.

W związku z tym rynek ciepła powinien być rozpatrywany w odniesieniu do ogółu odbiorców i wyboru systemu zaopatrzenia w ciepło oraz w odniesieniu do poszczególnych odbiorców i wyboru optymalnego sposobu pokrycia ich potrzeb cieplnych. Ponieważ wybór systemu zaopatrzenia w ciepło wiąże się z planowaniem energetycznym[1)], problemy z tym związane dotyczą głównie strategii urynkowienia oraz optymalizacji kosztów zaopatrzenia w ciepło i inne nośniki energii w skali makroekonomicznej (w skali gminy).

Główne problemy, związane z rynkiem ciepła odniesionym do poszczególnych odbiorców obejmują:

- rozliczenia za ciepło dostarczone do odbiorców,
- skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej oraz projektowanie taryf dla elektrociepłowni,
- ustalanie cen ciepła dla odbiorców,

- regulowanie cen ciepła.

2.1.1. Rozliczenia za ciepło dostarczone do odbiorców

Zgodnie z definicją zawartą w art. 3 pkt 13 ustawy – Prawo energetyczne, odbiorcą ciepła jest każdy, kto otrzymuje lub pobiera ciepło na podstawie umowy zawartej z przedsiębiorstwem energetycznym. Jednocześnie zgodnie z przepisami tej ustawy, dostarczanie ciepła odbywa się na podstawie umowy (art. 5), przy czym w art. 7 określone zostały następujące rodzaje umów:

- umowa o przyłączenie,
- umowa sprzedaży ciepła,
- umowa o świadczenie usług przesyłowych.

Umowa o przyłączenie zawierana jest na wniosek przyszłego odbiorcy ciepła, a integralną część tej umowy stanowią warunki przyłączenia określone przez przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła. Wymagania dotyczące zawartości umowy o przyłączenie oraz warunków przyłączenia zostały określone w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 11 sierpnia 2000 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci ciepłowniczych, obrotu ciepłem, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców, zwanym dalej rozporządzeniem „przyłączeniowym”[2)].

Umowa sprzedaży ciepła zawierana jest na wniosek przyszłego odbiorcy ciepła z przedsiębiorstwem energetycznym, które prowadzi działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania ciepła, przy czym dotyczy to także sytuacji, gdy przedsiębiorstwo to prowadzi działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła:

- wytwarzanego we własnym źródle ciepła,
- wytwarzanego we własnym źródle ciepła i zakupionego od innego przedsiębiorstwa energetycznego,
- zakupionego od innego przedsiębiorstwa energetycznego.

Ponadto z przedsiębiorstwem energetycznym, które wytwarza ciepło, umowa sprzedaży ciepła może być zawarta na wniosek:

- przedsiębiorstwa obrotu ciepłem,
- przedsiębiorstwa energetycznego, które zajmuje się wyłącznie przesyłaniem i dystrybucją ciepła do obiektów przyłączonych do sieci (należących do odbiorców).

Również przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła mogą zawierać umowy sprzedaży ciepła na wniosek innego przedsiębiorstwa energetycznego, które prowadzi działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła.

Wymagania dotyczące zawartości umowy sprzedaży ciepła zostały określone w rozporządzeniu „przyłączeniowym”, a zasady rozliczeń z odbiorcą są określone w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 12 października 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie ciepłem, zwanym dalej rozporządzeniem „taryfowym”[3)].

Umowa o świadczenie usług przesyłowych może być zawarta na wniosek przedsiębiorstwa wytwórczego w przypadku, gdy to przedsiębiorstwo zawiera jednocześnie umowę sprzedaży ciepła z odbiorcą ciepła, albo na wniosek przedsiębiorstwa obrotu ciepłem lub przyszłego odbiorcy ciepła w przypadku, gdy przedsiębiorstwo obrotu ciepłem lub odbiorca zawiera jednocześnie:

- umowę sprzedaży ciepła z przedsiębiorstwem energetycznym, które wytwarza ciepło,
- umowę o świadczenie usług przesyłowych z przedsiębiorstwem energetycznym, które zajmuje się przesyłaniem i dystrybucją ciepła.

Wymagania dotyczące zawartości umowy o świadczenie usług przesyłowych są określone w rozporządzeniu „przyłączeniowym”, a zasady rozliczeń z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi i odbiorcami w rozporządzeniu „taryfowym”.

Wzajemne relacje między przedsiębiorstwami energetycznymi i odbiorcami oraz zasady rozliczeń między nimi zależą od organizacji systemu zaopatrzenia w ciepło, a w szczególności od zakresu działalności prowadzonej w tym zakresie przez przedsiębiorstwa energetyczne, jak też od zastosowanych rozwiązań technicznych w zakresie układu pomiarowo-rozliczeniowego i miejsca dostarczania ciepła o odbiorcy.

W przypadku gdy przedsiębiorstwo energetyczne zakupuje ciepło w innym przedsiębiorstwie energetycznym w celu sprzedaży tego ciepła odbiorcom przyłączonym do sieci ciepłowniczej lub korzysta z usług przesyłowych świadczonych przez inne przedsiębiorstwo energetyczne, w rozliczeniach prowadzonych na podstawie zawartych między tymi przedsiębiorstwami umów sprzedaży ciepła i umów o świadczenie usług przesyłowych stosuje się:

- opłatę za zamówioną moc cieplną,
- opłatę za ciepło,
- opłatę za nośnik ciepła,
- opłatę stałą za usługi przesyłowe,
- opłatę zmienną za usługi przesyłowe.

Natomiast rozliczenia z odbiorcami ciepła są dokonywane przez przedsiębiorstwa energetyczne odpowiednio do zakresu usług świadczonych poszczególnym grupom taryfowym. Rozliczeń tych dokonuje się na podstawie odczytów wskazań układów

pomiarowo-rozliczeniowych, zainstalowanych na przyłączach do węzłów cieplnych lub zewnętrznych instalacji odbiorczych, albo w innych miejscach rozgraniczenia eksploatacji urządzeń i instalacji, określonych w umowie o przyłączenie, umowie sprzedaży ciepła lub umowie o świadczenie usług przesyłowych, z wyjątkiem lokalnych źródeł ciepła, które nie zostały wyposażone w układy pomiarowo-rozliczeniowe.

Istotny problem w stosunkach między odbiorcami i przedsiębiorstwami energetycznymi stanowi prawidłowe ustalenie zamówionej mocy cieplnej i pomiar ilości dostarczonego ciepła oraz określenie wielkości strat ciepła i ubytków nośnika ciepła podczas przesyłania.

Ponieważ ciepło nie wykonuje pracy, gdyż jak wcześniej wyjaśniono występuje ono powszechnie w przyrodzie (procesy chemiczne, spalanie, promieniowanie słoneczne itd.), niemożliwe jest dokonanie pomiaru mocy cieplnej. Dlatego w technice cieplnej stosowane jest jedynie umowne pojęcie mocy cieplnej, jako ilości ciepła dostarczonego lub odebranego w jednostce czasu[4)].

Do pomiaru ilości ciepła, dostarczanego w postaci pary lub gorącej wody, konieczne jest stosowanie przepływomierzy do pomiaru ilości nośnika ciepła i przyrządów mierzących parametry nośnika ciepła, na podstawie których jest określana jego entalpia, czyli parametr jednej z funkcji stanu termodynamicznego nośnika ciepła, zależny od jego temperatury i ciśnienia (zob. wzór w przypisie 4).
W wodnych sieciach ciepłowniczych, w których nośnik ciepła krąży w obiegu zamkniętym (jednakowe natężenie przepływu w rurociągu zasilającym i powrotnym), pomiar ilości ciepła jest dokonywany za pomocą ciepłomierzy. Ciepłomierze te składają się z różnego typu przepływomierzy do pomiaru ilości lub natężenia przepływu wody i różnego typu termometrów do pomiaru temperatury wody w rurociągu zasilającym i powrotnym oraz elektronicznych układów obliczających ilość dostarczonego ciepła.

Natomiast w parowych sieciach ciepłowniczych, w których para jest kierowana z węzłów cieplnych do instalacji odbiorczych i po oddaniu ciepła ulega skropleniu, pomiar ilości pary dostarczonej do odbiorcy jest dokonywany za pomocą paromierzy (przepływomierzy dla pary wodnej), a w przypadku zwrotu nośnika ciepła (w postaci skroplin), pomiar ilości zwróconych skroplin jest dokonywany za pomocą wodomierzy (przepływomierzy dla gorącej wody). Ustalenie ilości dostarczonego (odebranego) ciepła wymaga dokonywania jednoczesnych pomiarów ciśnienia i temperatury dostarczonej pary oraz pomiarów temperatury skroplin zwracanych przez odbiorcę[5)].

Koszty zakupu i montażu ciepłomierzy dla gorącej wody są zróżnicowane w zależności od rodzaju zastosowanych przepływomierzy i parametrów wody gorącej (temperatury i ciśnienia), ale ich konstrukcja jest znacznie prostsza niż ciepłomierzy dla pary wodnej. Koszt zakupu i montażu ciepłomierza dla pary jest wielokrotnie wyższy niż ciepłomierza dla gorącej wody, a także od kosztu zakupu i montażu samego paromierza (przepływomierza dla pary). Dlatego w przypadku drobnych odbiorców pary, jako układy pomiarowo-rozliczeniowe zazwyczaj stosuje się paromierze (kryzy pomiarowe), gdyż wysokie koszty zakupu i montażu ciepłomierzy dla pary spowodowałyby znaczny wzrost stawek opłat za

usługi przesyłowe, a tym samym wzrost opłat ponoszonych przez tych odbiorców.

Z powyższego wynika, że pomiar ilości ciepła jest możliwy tylko w określonych warunkach, a ponadto należy zwrócić uwagę, że zgodnie z § 2 pkt 15 rozporządzenia „taryfowego", układ pomiarowo-rozliczeniowy oznacza dopuszczony do stosowania zespół urządzeń, służących do pomiaru ilości i parametrów nośnika ciepła, których wskazania stanowią podstawę do obliczenia należności z tytułu dostarczania ciepła.

Jednocześnie zgodnie z § 2 pkt 18 rozporządzenia „taryfowego" moc cieplna oznacza ilość ciepła wytworzonego lub dostarczonego do podgrzania określonego nośnika ciepła lub odebrana od tego nośnika w ciągu godziny.

Natomiast, zgodnie z § 2 pkt 19 rozporządzenia „taryfowego", zamówiona moc cieplna oznacza ustaloną przez odbiorcę największą moc cieplną, jaka w ciągu roku występuje w danym obiekcie dla warunków obliczeniowych, która powinna uwzględniać moc cieplną niezbędną dla:

- pokrycia strat ciepła w obiekcie, zapewniając utrzymanie normatywnej temperatury i wymiany powietrza w pomieszczeniach, znajdujących się w tym obiekcie,
- zapewnienia utrzymania normatywnej temperatury ciepłej wody w punktach czerpalnych, znajdujących się w tym obiekcie,
- zapewnienia prawidłowej pracy innych urządzeń lub instalacji, zgodnie z określonymi dla nich warunkami technicznymi i wymaganiami technologicznymi.

Zamówiona moc cieplna stanowi więc największy pobór ciepła w ciągu jednej godziny (maksymalny pobór mocy cieplnej), jaki jest niezbędny dla pokrycia wszystkich potrzeb cieplnych występujących w danym obiekcie (budynku) w warunkach obliczeniowych. Zamówiona przez odbiorcę moc cieplna jest stała w ciągu roku, gdyż określa ona moc cieplną, jaką dostawca ciepła musi utrzymywać w gotowości, aby zapewnić odbiorcy dostarczenie niezbędnej ilości ciepła w okresie szczytowego poboru mocy cieplnej. Wymaga to od dostawcy ponoszenia kosztów na utrzymywanie w gotowości odpowiedniego majątku trwałego, zapewniającego niezbędną wydajność źródeł ciepła i zdolność przesyłową sieci ciepłowniczych.

Trzeba również wyjaśnić, że zgodnie z § 2 pkt 23 rozporządzenia „taryfowego", warunki obliczeniowe oznaczają obliczeniową temperaturę powietrza atmosferycznego (temperaturę zewnętrzną) określoną dla strefy klimatycznej[6)], w której zlokalizowane są obiekty, do których dostarcza się ciepło.

Należy też zwrócić uwagę, że wskutek strat ciepła podczas przesyłania następuje obniżenie temperatury nośnika ciepła transportowanego siecią ciepłowniczą, co oznacza że ilość ciepła dostarczonego z sieci ciepłowniczej do odbiorców jest mniejsza od ilości ciepła dostarczonego w tym samym okresie czasu ze źródła ciepła do sieci ciepłowniczej.

Ponadto, w wodnych sieciach ciepłowniczych regulacja w źródle ciepła temperatury wody

zasilającej sieć jest dokonywana „nadążnie” w stosunku do zmiany warunków atmosferycznych oraz poboru ciepła przez odbiorców. Ze względu zaś na opory hydrauliczne sieci ciepłowniczej, szybkość przepływu wody jest ograniczona do około 1 m/s (większa szybkość spowodowałaby znaczny wzrost oporów hydraulicznych i wielokrotny wzrost zużycia energii elektrycznej na pompowanie wody). W związku z tym czas przepływu wody sieciowej od źródła ciepła do najdalej położonych odbiorców sięga w dużych systemach nawet kilkunastu godzin, natomiast zmiana warunków atmosferycznych lub zmiana poboru mocy cieplnej przez odbiorców może nastąpić w znacznie krótszym czasie. Oznacza to, że zmiana temperatury wody dostarczanej do węzłów cieplnych następuje dopiero po upływie pewnego czasu od wprowadzenia w źródle ciepła zmiany temperatury wody dostarczonej do sieci, a w tym czasie może już nastąpić zmiana zapotrzebowania mocy cieplnej u odbiorców. W wyniku tego ilość ciepła dostarczonego do węzłów cieplnych może nie odpowiadać aktualnie występującym potrzebom. Dlatego ostatnio coraz większą rolę zaczyna odgrywać poprawa jakości regulacji dostawy ciepła, poprzez instalowanie przez odbiorców tzw. regulatorów pogodowych, pozwalających na regulację poboru ciepła z sieci odpowiednio do aktualnych potrzeb.

W niektórych systemach ciepłowniczych występuje też zróżnicowanie potrzeb cieplnych u odbiorców o różnym charakterze, co powoduje że w systemach tych występuje niejednoczesność poboru szczytowej mocy cieplnej przez poszczególnych odbiorców. W wyniku tego może się zdarzyć, że arytmetyczna suma mocy cieplnej, zamówionej przez odbiorców przyłączonych do danej sieci ciepłowniczej, może być większa od mocy cieplnej zamówionej przez „dystrybutora” w źródle ciepła „wytwórcy”, a nawet może być większa od osiągalnej mocy cieplnej źródła ciepła. Trzeba wyjaśnić, że w takich przypadkach moc cieplna zamówiona w źródle ciepła, stanowi sumę mocy cieplnej zamówionej przez odbiorców ciepła po uwzględnieniu niejednoczesności poboru szczytowej mocy cieplnej przez odbiorców oraz strat mocy cieplnej.

Niezbędne jest wówczas określenie współczynnika niejednoczesności poboru mocy cieplnej, a strata mocy cieplnej podczas przesyłania jest wówczas kompensowana niejednoczesnością poboru szczytowej mocy cieplnej przez odbiorców. Moc cieplna zamówiona przez „dystrybutora” w źródle ciepła (lub oddawana do sieci ze źródła ciepła „sprzedawcy”) może być w takich przypadkach mniejsza od sumy mocy cieplnej zamówionej przez odbiorców, mimo występowania strat mocy cieplnej podczas przesyłania. Jednakże w mniejszych systemach ciepłowniczych zasilających odbiorców o jednorodnym charakterze potrzeb cieplnych (np. tylko ogrzewanie), w których niejednoczesność poboru szczytowej mocy cieplnej przez odbiorców jest nieodczuwalna, moc cieplna oddawana ze źródła ciepła do sieci będzie większa od sumy mocy cieplnej zamówionej przez odbiorców.

W związku z powyższym stosowane jest pojęcie „przyłączeniowa moc cieplna”, które zgodnie z § 2 pkt 20 rozporządzenia „taryfowego”, oznacza moc cieplną ustaloną przez przedsiębiorstwo energetyczne dla danej sieci ciepłowniczej na podstawie zamówionej mocy cieplnej przez odbiorców, po uwzględnieniu strat mocy cieplnej podczas przesyłania ciepła tą siecią oraz niejednoczesności występowania szczytowego poboru mocy cieplnej u odbiorców. Jednocześnie stosowane jest pojęcie „obliczeniowe natężenie przepływu dla

sieci ciepłowniczej”, które zgodnie z § 2 pkt 21 rozporządzenia „taryfowego”, oznacza natężenie przepływu nośnika ciepła odpowiadające przyłączeniowej mocy cieplnej dla danej sieci ciepłowniczej i parametrom nośnika ciepła dostarczanego ze źródła ciepła do tej sieci, określonym w tabeli regulacyjnej dla warunków obliczeniowych.

Należy też wyjaśnić, że zgodnie z § 2 pkt 22 rozporządzenia „taryfowego”, tabela regulacyjna oznacza przedstawioną w postaci tabeli lub na wykresie zależność temperatury nośnika ciepła od warunków atmosferycznych.

Jak już wcześniej wspomniano zasady rozliczeń między przedsiębiorstwami energetycznymi i odbiorcami zależą od organizacji systemu zaopatrzenia w ciepło i zakresu działalności tych przedsiębiorstw.

W rozliczeniach z odbiorcami przez wytwórcę ciepła stosuje się ustalone w taryfie ceny za zamówioną moc cieplną, ceny ciepła i ceny nośnika ciepła[7)], z tym że zgodnie z przepisami § 7 ust. 6 i 7 rozporządzenia „taryfowego”, w przypadku:

- lokalnych źródeł ciepła, które nie zostały wyposażone w układy pomiarowo-rozliczeniowe, w rozliczeniach stosuje się ustalone w taryfie miesięczne i sezonowe stawki opłat,
- źródeł ciepła, o których mowa w § 7 ust. 7 tego rozporządzenia, w rozliczeniach stosuje się ustalone w taryfie stawki opłat miesięcznych za zamówioną moc cieplną i stawki opłat za ciepło.

W rozliczeniach z odbiorcami przez wytwórcę i dystrybutora ciepła stosuje się ustalone w taryfie ceny za zamówioną moc cieplną, ceny ciepła, ceny nośnika ciepła oraz stawki opłat stałych i zmiennych za usługi przesyłowe i stawki opłat abonamentowych, przy czym w przypadku:

- lokalnych źródeł ciepła, o których mowa w § 7 ust. 6 rozporządzenia „taryfowego”, w rozliczeniach stosuje się ustalone w taryfie miesięczne i sezonowe stawek opłat,
- źródeł ciepła, o których mowa w § 7 ust. 7 tego rozporządzenia, w rozliczeniach stosuje się ustalone w taryfie stawki opłat miesięcznych za zamówioną moc cieplną i stawki opłat za ciepło,
- zakupu ciepła od innego przedsiębiorstwa energetycznego, w rozliczeniach stosuje się ceny i stawki opłat dla danej sieci ciepłowniczej, ustalone w taryfie dla ciepła przez przedsiębiorstwo energetyczne, od którego kupowane jest ciepło sprzedawane odbiorcom, z wyłączeniem stawek opłat abonamentowych.

W rozliczeniach z odbiorcami przez dystrybutora ciepła stosuje się ustalone w taryfie stawki opłat stałych i zmiennych za usługi przesyłowe i stawki opłat abonamentowych oraz ceny za zamówioną moc cieplną, ceny ciepła i ceny nośnika ciepła, ustalone dla danej sieci ciepłowniczej przez inne przedsiębiorstwo energetyczne, od którego kupowane jest ciepło sprzedawane odbiorcom.

W przypadku, gdy dystrybutor ciepła kupuje ciepło od innego dystrybutora lub wytwórcy i dystrybutora, w rozliczeniach prowadzonych z odbiorcami ciepła stosuje się także stawki opłat stałych i zmiennych za usługi przesyłowe, ustalone przez innego dystrybutora lub wytwórcę i dystrybutora ciepła, od którego jest kupowane ciepło sprzedawane odbiorcom.

Natomiast w rozliczeniach z odbiorcami przez przedsiębiorstwo obrotu ciepłem stosuje się stawki opłat za obsługę odbiorców ustalone w taryfie tego przedsiębiorstwa oraz:

- ceny za zamówioną moc cieplną, ceny ciepła i ceny nośnika ciepła, ustalone dla danej sieci ciepłowniczej przez wytwórcę ciepła, lub wytwórcę i dystrybutora ciepła, od którego jest kupowane ciepło sprzedawane odbiorcom,
- stawki opłat stałych i zmiennych za usługi przesyłowe, ustalone dla danej sieci ciepłowniczej przez dystrybutora lub wytwórcę i dystrybutora ciepła, świadczącego usługi przesyłowe dla przedsiębiorstwa obrotu ciepłem.

Ponadto, przedsiębiorstwo obrotu ciepłem, w wystawianych odbiorcom fakturach, wyodrębnia opłaty obliczone na podstawie cen lub stawek opłat:

- ustalonych przez to przedsiębiorstwo w taryfie dla ciepła,
- ustalonych przez inne przedsiębiorstwa energetyczne, z którymi to przedsiębiorstwo prowadzi rozliczenia w obrocie ciepłem.

Rozporządzenie „taryfowe” określa też zasady rozliczeń w przypadku dostarczania ciepła do grupowego węzła cieplnego, obsługującego obiekty więcej niż jednego odbiorcy. Przepisy rozporządzenia przewidują, że zawarte z odbiorcami umowy sprzedaży ciepła powinny określać rodzaje opłat pobieranych od tych odbiorców oraz podstawy ich obliczania. Jednocześnie zgodnie z tymi przepisami, o ile umowa sprzedaży ciepła nie stanowi inaczej, wysokość opłat oblicza się w następujący sposób:

- miesięczne raty opłaty za zamówioną moc cieplną, pobierane od odbiorców w każdym miesiącu, stanowią iloczyn zamówionej mocy cieplnej dla obiektów danego odbiorcy oraz 1/12 ceny za zamówioną moc cieplną dla danej grupy taryfowej,
- miesięczne raty opłaty stałej za usługi przesyłowe, pobierane od odbiorców w każdym miesiącu, stanowią iloczyn zamówionej mocy cieplnej dla obiektów danego odbiorcy oraz 1/12 stawki opłaty stałej za usługi przesyłowe dla danej grupy taryfowej,
- miesięczne raty opłaty abonamentowej, pobierane od odbiorców w każdym miesiącu, stanowią iloczyn liczby punktów pomiarowych dla obiektów danego odbiorcy oraz 1/12 stawki opłaty abonamentowej dla danej grupy taryfowej,
- opłata za dostarczone ciepło, pobierana od odbiorców za każdy miesiąc, w którym nastąpił pobór ciepła, jest obliczana w następujący sposób:
    - w przypadku gdy zewnętrzne instalacje odbiorcze są eksploatowane przez przedsiębiorstwo energetyczne, opłatę za ciepło dostarczone:

- w celu ogrzewania oblicza się jako iloczyn ilości ciepła, ustalonej na podstawie odczytów wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych zainstalowanych na przyłączach do instalacji centralnego ogrzewania w obiektach danego odbiorcy oraz ceny ciepła dla danej grupy taryfowej,
- w celu podgrzewania wody wodociągowej oblicza się według wzoru:
  $O_{cwo} = Q_{wgcw} \times C_{wg} \times G_{cwo} : G_{scwo}$
  gdzie poszczególne symbole oznaczają:
  O_{cwo} – opłatę za ciepło dostarczone w celu podgrzewania wody wodociągowej, obliczoną dla danego odbiorcy (w zł),
  Q_{wgcw} – ilość ciepła dostarczonego do grupowego węzła cieplnego w celu podgrzewania wody wodociągowej, określoną na podstawie odczytów wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego, zainstalowanego w tym węźle (w GJ),
  C_{wg} – cenę ciepła dla danej grupy taryfowej (w zł/GJ),
  G_{cwo} – sumę odczytów wskazań wodomierzy, zainstalowanych na przyłączach do instalacji ciepłej wody w obiektach danego odbiorcy (w m^3),
  G_{scwo} – sumę odczytów wskazań wodomierzy, zainstalowanych na przyłączach do instalacji ciepłej wody we wszystkich obiektach zasilanych z grupowego węzła cieplnego (w m^3);

- w przypadku gdy zewnętrzne instalacje odbiorcze nie są eksploatowane przez przedsiębiorstwo energetyczne, opłatę za ciepło oblicza się jako sumę iloczynów ilości ciepła, dostarczonego w celu ogrzewania i w celu podgrzewania wody wodociągowej, ustalonej na podstawie odczytów wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego, zainstalowanego w węźle cieplnym oraz ceny ciepła dla danej grupy taryfowej;

- opłata zmienna za usługi przesyłowe, pobierana od odbiorców za każdy miesiąc, w którym nastąpił pobór ciepła, powinna być obliczana:
  - w przypadku gdy zewnętrzne instalacje odbiorcze są eksploatowane przez przedsiębiorstwo energetyczne, jako iloczyn stawki opłaty zmiennej za usługi przesyłowe dla danej grupy taryfowej oraz łącznej ilości ciepła, ustalonej w sposób określony w pkt 4 lit. a;
  - w przypadku gdy zewnętrzne instalacje odbiorcze nie są eksploatowane przez przedsiębiorstwo energetyczne, jako iloczyn stawki opłaty zmiennej za usługi przesyłowe dla danej grupy taryfowej oraz łącznej ilości ciepła, ustalonej w sposób określony w pkt 4 lit. b;

- opłata za nośnik ciepła, pobierana od odbiorców za każdy miesiąc, w którym nastąpił pobór nośnika ciepła, dostarczonego do napełniania i uzupełnienia ubytków wody w instalacji centralnego ogrzewania, powinna być obliczana według wzoru:
  $O_{no} = G_{nwg} \times C_{n} \times N_{oo} : N_{owg}$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:
O_{no} – opłatę za nośnik ciepła, obliczoną dla danego odbiorcy (w zł),
G_{nwg} – ilość nośnika ciepła dostarczonego do grupowego węzła cieplnego, w celu napełniania i uzupełnienia ubytków wody w połączonej z tym węzłem instalacji centralnego ogrzewania (w m^3),
C_n – cenę nośnika ciepła dla danej grupy taryfowej (w zł/m^3),
N_{oo} – sumę mocy cieplnej instalacji ogrzewania dla obiektów danego odbiorcy (w MW),
N_{owg} – sumę mocy cieplnej instalacji ogrzewania dla wszystkich obiektów, zasilanych z grupowego węzła cieplnego (w MW).

W ostatnim okresie, wskutek wzrostu opłat za ciepło i rosnących trudności w ich egzekwowaniu od użytkowników lokali, niektórzy zarządcy budynków żądają, aby przedsiębiorstwa energetyczne rozliczały się z dostawy ciepła bezpośrednio z użytkownikami lokali, podobnie jak to ma miejsce w przypadku energii elektrycznej i gazu. Żądania takie wskazują na niedostrzeganie lub niezrozumienie istotnych różnic, jakie istnieją między tymi „sieciowymi” nośnikami energii.

Zasadnicza różnica polega na tym, że wydobyty z ziemi gaz lub wytworzona w elektrowniach energia elektryczna są dostarczane do zainstalowanych w lokalach odbiorników lub urządzeń, w których są zużywane (zamieniane na pracę i ciepło), co pozwala na dokonanie pomiaru zużycia gazu lub energii elektrycznej za pomocą gazomierza lub licznika, mierzących ilość gazu lub energii elektrycznej, które dostarczono do instalacji odbiorczej w danym lokalu.

Natomiast ciepło wytworzone w źródle ciepła jest dostarczane do węzłów cieplnych za pośrednictwem nośnika ciepła (pary lub gorącej wody), który oddaje zawarte w nim ciepło wodzie (płynącej w różnych instalacjach odbiorczych) i wraca do źródła ciepła[8)].

Jak wcześniej wyjaśniono, określenie ilości dostarczonego ciepła wymaga więc zastosowania przepływomierzy i przyrządów mierzących parametry nośnika ciepła, na podstawie których jest określana entalpia tego nośnika. W związku z tym rozliczenia za ciepło dostarczane za pośrednictwem nośnika ciepła muszą być rozpatrywane w kategoriach techniczno-ekonomicznych, tj. na podstawie tych wielkości, których pomiar jest możliwy za pomocą powszechnie dostępnych przyrządów i urządzeń pomiarowych.

Natomiast nie można dokonywać takich rozliczeń w kategoriach określenia ilości ciepła dostarczonego w sensie fizycznym. Wynika to stąd, że rozliczenia z przedsiębiorstwem energetycznym dotyczą tylko tej ilości ciepła, która została dostarczona do obiektu, natomiast rozliczenia za ilość ciepła użytkowanego w różnych instalacjach odbiorczych i wykorzystanego w tym obiekcie w sensie fizycznym, jest niemożliwe z następujących powodów:

- zgodnie z zasadami fizyki i termodynamiki źródłami ciepła są zarówno urządzenia

zainstalowane w grzewczych instalacjach odbiorczych (rurociągi, grzejniki, konwektory, agregaty ogrzewczo-wentylacyjne, klimatyzatory itd.), jak też inne urządzenia (technologiczne, sprzęt gospodarstwa domowego itd.), w których podczas wykonywania pracy wydzielane jest ciepło, a także źródła światła, elektryczne i gazowe ogrzewacze i podgrzewacze ciepłej wody, jak również przebywający w pomieszczeniach ludzie i zwierzęta, a także słońce ogrzewające pomieszczenia przez okna i ściany budynków,

- ciepło przenika przez przegrody budowlane, a związane z tym straty ciepła zależą od wielu czynników, z których najważniejszymi są:
  - różnica temperatury powietrza między cieplejszym i zimniejszym środowiskiem oraz własności termoizolacyjne przegród budowlanych (współczynnik „K”),
  - gradient temperatury (szybkość przenikania ciepła), zależny od różnicy temperatury powietrza i własności termoizolacyjnych przegród budowlanych,
- ciepło dostarczane do węzła cieplnego jest użytkowane w różnych instalacjach odbiorczych, a dystrybucja (rozdział) ciepła oddawanego przez nośnik ciepła do niektórych instalacji odbiorczych odbywa się bez możliwości dokonania pomiaru ilości i parametrów nośnika ciepła dostarczonego na potrzeby tych instalacji.

W świetle powyższego można stwierdzić, że na podstawie pomiarów możliwe jest tylko określenie ilości ciepła dostarczonego do obiektu, natomiast nie można zmierzyć ilości ciepła wykorzystanego w poszczególnych lokalach. Znane są nawet przypadki, gdy użytkownicy lokali wykorzystując zjawisko przenikania ciepła przez przegrody budowlane wyłączyli lub usunęli instalacje grzewcze w swoich lokalach i nie ponoszą opłat za ogrzewanie, mimo że te lokale są ogrzewane ciepłem przenikającym z innych pomieszczeń.

Należy też wyjaśnić, że pomiar ilości ciepła zużytego w poszczególnych instalacjach odbiorczych jest często niemożliwy ze względów technicznych i ekonomicznych (np. nie można przy pomocy ciepłomierza zmierzyć ilości ciepła zużytego do podgrzewania ciepłej wody).

Wynika to zarówno z braku możliwości spełnienia wymagań Polskich Norm, dotyczących warunków montażu urządzeń i układów pomiarowych, jak też ze względu na wysokie koszty zakupu i montażu samych układów pomiarowo-rozliczeniowych, bądź ze względu na błędy pomiaru powstające przy stosowaniu powszechnie dostępnych urządzeń pomiarowych.

Należy wyjaśnić, że przy pomiarach natężenia przepływu, temperatury i ciśnienia występują błędy pomiaru, którego dopuszczalna wielkość zależy od klasy dokładności zainstalowanych urządzeń pomiarowych. Jednocześnie wyższa klasa dokładności tych urządzeń wiąże się ze wzrostem kosztów związanych z ich zakupem i montażem. W technice cieplnej sumaryczny błąd pomiaru zależy od ilości urządzeń, tworzących układ pomiarowo-rozliczeniowy i od klasy dokładności tych urządzeń. Ponieważ zasady teorii błędów nie są powszechnie znane, należy wyjaśnić, że graniczny błąd względny wynosi ±8% dla powszechnie stosowanych ciepłomierzy i ±5% dla wodomierzy. W związku z tym w przypadku porównywania

odczytów wskazań dwóch zalegalizowanych ciepłomierzy możliwa jest sytuacja, w której sumaryczny błąd pomiaru wyniesie +16%, jak też sytuacja gdy sumaryczny błąd pomiaru wyniesie –16%. Podobnie w przypadku wodomierzy sumaryczny błąd pomiaru może wynieść +10% lub –10%.

Inny problem związany z błędami w technice pomiarowej powstaje w przypadku pomiarów ilości ciepła odebranego od nośnika ciepła przez wodę płynącą w instalacji odbiorczej, w której tylko część wody wraca do węzła cieplnego, gdyż część wody jest zużywana w odbiornikach lub punktach czerpalnych. Problem ten występuje w niektórych technologicznych instalacjach odbiorczych (w których woda technologiczna jest częściowo zużywana w procesach technologicznych) oraz w instalacjach ciepłej wody użytkowej, w których część podgrzanej wody wodociągowej jest zużywana do celów gospodarczych i sanitarnych. W omawianych instalacjach tylko nie zużyta część wody jest zawracana do węzła cieplnego tzw. przewodem cyrkulacyjnym o znacznie mniejszej średnicy niż przewód zasilający tą instalację. Oznacza to, że w omawianych instalacjach odbiorczych występuje różne natężenie przepływu w rurociągu zasilającym i w rurociągu cyrkulacyjnym odprowadzającym do węzła cieplnego nie zużytą część wody technologicznej lub ciepłej wody użytkowej. Jednocześnie dopuszczalny błąd pomiaru urządzenia pomiarowego zainstalowanego w rurociągu o większej średnicy może stanowić ten sam rząd wielkości co minimalne natężenie przepływu w rurociągu o mniejszej średnicy. Dlatego zarówno Główny Urząd Miar jak też Centralny Ośrodek Badawczo Rozwojowy Techniki Instalacyjnej INSTAL stwierdziły, że określanie wielkości zużycia wody na podstawie „różnicowych” pomiarów dwóch różnych strumieni (w rurociągu zasilającym i cyrkulacyjnym) jest nieprawidłowe z uwagi na występujące błędy pomiaru.

W praktyce problem ten rozwiązano w prosty sposób, polegający na zainstalowaniu w węźle cieplnym dwóch ciepłomierzy. Ciepłomierz zainstalowany na przyłączu do węzła cieplnego mierzy łączną ilość ciepła dostarczonego do tego węzła, a jego wskazania stanowią podstawę rozliczeń między odbiorcą (zarządcą budynku) i przedsiębiorstwem energetycznym. Natomiast dodatkowy ciepłomierz mierzy ilość ciepła odebranego na potrzeby ogrzewania i jest zainstalowany przy wymienniku ciepła, w którym nośnik ciepła podgrzewa wodę instalacyjną krążącą w zamkniętym obiegu instalacji ogrzewania. Wskazania tego dodatkowego ciepłomierza stanowią podstawę rozliczeń za ogrzewanie, jakie zarządca budynku prowadzi z użytkownikami lokali. Natomiast różnica wskazań omawianych ciepłomierzy pozwala na określenie ilości ciepła odebranego na potrzeby podgrzewania wody wodociągowej i stanowi podstawę do rozliczeń za ciepłą wodę, jakie zarządca budynku prowadzi z użytkownikami lokali.

Trzeba też wyjaśnić, że w wielu istniejących budynkach, nie ma technicznych możliwości zainstalowania urządzeń pomiarowych, umożliwiających pomiar ilości ciepła użytkowanego w poszczególnych instalacjach odbiorczych. W szczególności dotyczy to obiektów zbudowanych przed wejściem w życie nowych przepisów wykonawczych do Prawa budowlanego[9)].

Zgodnie z rozporządzeniami: „taryfowym” i „przyłączeniowym”, wskazania układu

pomiarowo-rozliczeniowego stanowią podstawę do obliczenia należności z tytułu dostarczania ciepła, czyli urządzenia te mogą służyć do rozliczeń jako tzw. podzielniki kosztów. Dlatego, aby uniknąć wysokich kosztów związanych z montażem skomplikowanych i drogich układów pomiarowo-rozliczeniowych, często stosuje się mniej kosztowne metody rozliczeń, pozwalające na obliczenie należności z tytułu dostarczania ciepła na potrzeby poszczególnych odbiorców. Polegają one na podziale kosztów zaopatrzenia w ciepło na podstawie odczytów wskazań prostych i tanich przyrządów (stanowiących podzielniki kosztów), zamiast kosztownych i skomplikowanych urządzeń pomiarowych, które i tak nie gwarantują dokładnych pomiarów.

2.1.2. Skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej oraz projektowanie taryf dla elektrociepłowni

Omawiając problematykę rynku ciepła trzeba wskazać na odrębny i dotychczas słabo rozpoznany i nie rozwiązany problem, jaki stanowi wytwarzanie ciepła w takich źródłach ciepła, w których jednocześnie jest wytwarzana energia elektryczna (w tych samych urządzeniach). Dotyczy to elektrowni cieplnych i elektrociepłowni, w których są zainstalowane kotły i turbiny parowe oraz wchodzących ostatnio na polski rynek elektrociepłowni, w których są instalowane turbiny gazowe lub silniki gazowe. Ponieważ te same urządzenia są wykorzystywane do wytwarzania ciepła i energii elektrycznej, powstaje problem kalkulacji cen ciepła i energii elektrycznej (podziału kosztów). Problem ten nie został jeszcze ostatecznie rozwiązany, a stosowana metoda projektowania taryf dla skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej ma charakter tymczasowy. Aby wyjaśnić istotę tego problemu niezbędne jest przedstawienie procesów zachodzących w źródłach wytwarzających ciepło w skojarzeniu z produkcją energii elektrycznej.

W elektrowniach cieplnych i elektrociepłowniach wytworzona w kotle przegrzana para wodna o wysokim ciśnieniu i temperaturze jest kierowana do turbiny, w której na obrotowym wale zamontowane są odpowiednio wyprofilowane łopatki, a w korpusie odpowiednio ukształtowane kierownice. Układ łopatek i kierownic tworzy dysze, w których następuje rozprężanie pary i zwiększanie jej objętości, a w efekcie wzrost szybkości przepływu pary. Para ulega w turbinie stopniowemu rozprężaniu na kolejnych stopniach łopatek, a odpowiednie ukształtowanie kierownic i łopatek powoduje, że energia kinetyczna rozprężającej się pary, która z dużą prędkością wykonuje ruch krzywoliniowy, powoduje ruch obrotowy łopatek połączonych z wałem turbiny. W ten sposób uzyskiwana jest energia mechaniczna obracająca wał turbiny, kosztem zmniejszenia energii kinetycznej pary.

W turbinie następuje więc przemiana energetyczna, w wyniku której uzyskiwana jest energia mechaniczna, a ilość tej energii zależy głównie od różnicy między ciśnieniem i temperaturą dostarczonej z kotła tzw. pary świeżej a ciśnieniem i temperaturą pary na wylocie z turbiny.

Aby zwiększyć ilość uzyskiwanej energii mechanicznej stosuje się zazwyczaj na wylocie turbiny urządzenia zwane kondensatorami (skraplaczami), w których następuje schłodzenie pary aż do jej skroplenia, przy czym w kondensatorze utrzymywane jest stałe ciśnienie,

znacznie niższe od ciśnienia atmosferycznego (rzędu 0,003-0,008 MPa), przy którym temperatura skroplin wynosi około 25-30 °C. Dzięki temu możliwe jest odebranie w kondensatorze utajonego ciepła parowania, a tym samym zwiększona jest ilość wykorzystanej energii i moc turbiny.

W elektrowniach cieplnych wał turbiny jest połączony z generatorem, w którym następuje przemiana energii mechanicznej w energię elektryczną.

Elektrownie, w których wyloty turbin są połączone z kondensatorami nazywane są potocznie elektrowniami kondensacyjnymi, przy czym w zależności od lokalizacji elektrowni i zastosowanych rozwiązań technicznych, do chłodzenia kondensatorów używana jest woda z rzek lub jezior, albo woda krążąca w obiegu zamkniętym, chłodzona powietrzem w chłodniach kominowych lub wentylatorowych.

W elektrowniach kondensacyjnych stosuje się zazwyczaj wielostopniowe turbiny parowe, które w zależności od mocy turbiny mogą być podzielone ze względów konstrukcyjnych na kilka elementów (część wysokoprężną, średnioprężną i niskoprężną), połączonych wspólnym wałem i tzw. przelotniami (rurociągami doprowadzającymi parę z jednej części turbiny do drugiej). Należy wyjaśnić, że sprawność wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach kondensacyjnych jest stosunkowo niska, co wynika głównie ze znacznych strat ciepła w układzie chłodzenia (kondensatorze), które wynoszą nawet 50%, podczas gdy sprawność kotłowni wynosi około 80-90% (straty rzędu 10-20%), sprawność mechaniczna turbiny wynosi około 97%, a sprawność generatora około 98% (łączne straty maszynowni rzędu 5%). W wyniku tego sprawność wytwarzania energii elektrycznej w klasycznych elektrowniach kondensacyjnych nie przekracza 37%, a teoretycznie może osiągnąć 40%. Podstawowym tego powodem jest fakt, że największa część ciepła, zawarta w wodzie chłodzącej, nie może być wykorzystana ze względu na niską temperaturę (ok. 20 °C) i w efekcie ciepło to jest tracone (podgrzewa wodę w rzekach lub jeziorach, albo powietrze atmosferyczne). Niekiedy wykorzystuje się niewielką część ciepła zawartego w wodzie chłodzącej do podgrzewania stawów rybnych, szklarni, basenów itp., ale nie ma to istotnego wpływu na sprawność wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach kondensacyjnych.

W celu poprawy ogólnej sprawności elektrowni stosuje się zazwyczaj tzw. układy regeneracji (wymienniki ciepła), w których para pobierana z upustów regeneracyjnych turbiny podgrzewa wychodzące z kondensatora skropliny. Temperatura skroplin za kondensatorem zazwyczaj nie przekracza 30 °C, przy czym ze względów ekonomicznych nie opłaca się ich podgrzewać powyżej temperatury około 200 °C.

Ponieważ w elektrowniach kondensacyjnych traci się znaczne ilości ciepła odpadowego, już wiele lat temu postanowiono wykorzystać to ciepło dla celów grzewczych, poprzez podniesienie temperatury pary wylotowej z turbiny lub wykorzystanie pary z upustów, nie tylko w wymiennikach regeneracyjnych, ale także do innych celów. W niektórych elektrowniach kondensacyjnych wybudowano tzw. człony ciepłownicze, w których niewielkie ilości pary pobieranej z upustów lub przelotni turbin są wykorzystywane do podgrzewania wody krążącej w sieci ciepłowniczej, zasilającej pobliskie miejscowości w

ciepło dla potrzeb grzewczo-wentylacyjnych i podgrzewania ciepłej wody.

Powstały też różne typy turbin wykorzystywanych do skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej, a źródła ciepła wyposażone w takie turbiny nazywane są elektrociepłowniami. Początkowo elektrociepłownie budowano głównie dla potrzeb zakładów przemysłowych, w których występowało zapotrzebowanie na duże ilości ciepła, zarówno dla celów technologicznych, jak i grzewczych, a niekiedy także z uwagi na lokalizację tych zakładów i słabe powiązania z systemem elektroenergetycznym (przemysł cukrowniczy, zbrojeniowy, chemiczny itp.).

Natomiast poczynając od lat 50. zaczęto budować w Polsce miejskie systemy ciepłownicze, zasilane z elektrociepłowni, które początkowo stanowiły przystosowane do pracy ciepłowniczej stare elektrownie kondensacyjne, a później budowano już nowe elektrociepłownie, projektowane dla poszczególnych miast lub dużych aglomeracji miejsko-przemyłowych.

W zależności od przeznaczenia elektrociepłowni i rodzaju potrzeb cieplnych stosowane są w nich turbiny przeciwprężne, upustowo-przeciwprężne lub upustowo-kondensacyjne. Specyficzną odmianę stanowią tzw. turbiny z „pogorszoną próżnią", które w istocie są zmodernizowanymi turbinami kondensacyjnymi lub upustowo-kondensacyjnymi. Najczęściej są to turbiny zainstalowane w starszych elektrowniach kondensacyjnych, o wysokich kosztach wytwarzania energii elektrycznej, które utraciły znaczenie dla systemu elektroenergetycznego. Po modernizacji tych turbin kondensator spełnia rolę wymiennika ciepłowniczego, w którym para o ciśnieniu zbliżonym do atmosferycznego (znacznie wyższym niż w turbinie kondensacyjnej – stąd „pogorszona próżnia"), podgrzewa wodę krążącą w sieci ciepłowniczej do około 90-100 °C.

W elektrociepłowniach para wylotowa lub upustowa z turbin może być kierowana do:

- sieci ciepłowniczych, z których jest pobierana przez przyłączonych do tej sieci odbiorców celem bezpośredniego wykorzystania w procesach technologicznych (instalacjach odbiorczych) lub podgrzewania wody krążącej w instalacjach centralnego ogrzewania, grzewczo-wentylacyjnych, ciepłej wody użytkowej itp.,
- zainstalowanych w elektrociepłowni wymienników ciepłowniczych, służących do podgrzewania wody, krążącej w wodnych sieciach ciepłowniczych, którymi gorąca woda jest przesyłana do odbiorców dla pokrycia potrzeb grzewczych oraz w celu podgrzewania wody wodociągowej (tzw. ciepłej wody użytkowej).

Dobór urządzeń zainstalowanych w elektrociepłowniach wynika z charakteru odbiorów ciepła i zmian poboru ciepła w czasie (doby, tygodnia, miesiąca i roku) oraz stopnia niejednoczesności szczytowego poboru ciepła u odbiorców zasilanych z danej sieci ciepłowniczej. Ponieważ przebieg poboru ciepła jest zależny od warunków atmosferycznych (rys. 2.1), przy projektowaniu elektrociepłowni stosuje się zasadę, że około 45-50% szczytowego zapotrzebowania na ciepło dla celów grzewczych jest pokrywane ciepłem pobieranym z turbin (wytwarzanym w skojarzeniu z produkcją energii elektrycznej), a

pozostała część pokrywana jest z szczytowych źródeł ciepła, którymi dla wodnych sieci ciepłowniczych są najczęściej kotły wodne.

Rys. 2.1 Przebieg zmian poboru ciepła w ciągu roku

Jak już wspomniano w turbozespole (turbinie z generatorem) zachodzą przemiany energetyczne, w wyniku których uzyskiwane jest ciepło w postaci pary (z upustów lub wylotu turbiny) i energia elektryczna (na zaciskach generatora). Jednocześnie przemiany te przebiegają zgodnie z prawem zachowania i przemiany energii, co oznacza że każdemu strumieniowi pary doprowadzonej do turbiny i odebranej z upustów lub wylotu turbiny odpowiada określona ilość energii elektrycznej uzyskana na zaciskach generatora. W związku z tym moc elektryczna uzyskiwana na strumieniu pary upustowej (o wyższej entalpii) jest niższa od mocy elektrycznej uzyskiwanej na strumieniu pary wylotowej, a odebranie z upustów turbiny większej ilości ciepła powoduje zmniejszenie ilości energii elektrycznej uzyskanej na zaciskach generatora.

Zależność tą charakteryzuje tzw. wskaźnik skojarzenia, który jest wyrażany w kWh/GJ i stanowi stosunek ilości energii elektrycznej wytworzonej na danym strumieniu pary, do ilości ciepła zawartego w tym strumieniu pary.

Należy podkreślić, że każda elektrociepłownia stanowi złożony układ technologiczny, w którym poszczególne urządzenia spełniają ściśle określoną rolę, a ich dobór jest dokonywany pod kątem optymalizacji pracy całego układu, przede wszystkim z punktu widzenia wykorzystania energii chemicznej paliw, spalanych w kotłach zainstalowanych w danej elektrociepłowni, a także minimalizacji strat ciepła występujących w danym układzie technologicznym, czyli z punktu widzenia sprawności energetycznej danej elektrociepłowni.

Skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej zapewnia znaczną oszczędność w zużyciu paliw, ale trzeba zauważyć, że oszczędność ta występuje w skali kraju, a nie bezpośrednio w elektrociepłowni. Wynika to stąd, że dzięki wyprodukowaniu określonej ilości energii elektrycznej w elektrociepłowni nastąpi zmniejszenie, o taką samą ilość, produkcji tej energii w elektrowniach kondensacyjnych.

Wymaga wyjaśnienia, że w elektrociepłowni zużycie paliwa na wytworzenie określonej ilości ciepła jest wyższe niż zużycie paliwa na wytworzenie takiej samej ilości ciepła w ciepłowni, ale jednocześnie z produkcją ciepła wytwarzana jest energia elektryczna, której wyprodukowanie wymaga znacznie mniejszego zużycia paliwa niż w elektrowniach kondensacyjnych. Dlatego w gospodarce energetycznej porównuje się zużycie paliwa na wyprodukowanie takiej samej ilości ciepła i energii elektrycznej w gospodarce rozdzielonej (oddzielnie w ciepłowni i elektrowni kondensacyjnej) i w gospodarce skojarzonej (w elektrociepłowni).

Zmniejszenie zużycia paliwa przynosi korzyści w gospodarce energetycznej nie tylko poprzez wymierne zmniejszenie zużycia paliw, ale także niewymierne korzyści wynikające

ze zmniejszenia zanieczyszczenia środowiska, dzięki ograniczeniu emisji szkodliwych produktów spalania, proporcjonalnie do mniejszego zużycia paliw.

Korzyści ze skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej są tak ewidentne, że w USA od 1978 r. obowiązują przepisy (*Public Utility Regulatory Policies Act*) nakładające obowiązek zakupu energii elektrycznej wytworzonej w elektrociepłowniach po takim koszcie, jaki byłby poniesiony na wytworzenie równoważnej ilości energii w nowej elektrowni.

Również w krajach Unii Europejskiej wprowadzona została Dyrektywa 96/92 EC Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej z 19 grudnia 1996 r., w sprawie wspólnych zasad dla wewnętrznego rynku energii elektrycznej. Dyrektywa ta stwierdza, że:

> „Kraje Unii uznają, że korzyści ekonomiczne i środowiskowe, wynikające z produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu są dobrze udokumentowane. Do elementów polityki Unii należy promowanie szerokiego wprowadzania produkcji w skojarzeniu i usuwanie występujących barier, co znalazło swoje odzwierciedlenie w komunikacie Komisji Europejskiej (COM (97) 514).”.

Jednocześnie dyrektywa ta zawiera następujące zalecenia:

> „Państwo Członkowskie może zobowiązać operatora systemu do zapewnienia priorytetu urządzeniom wytwórczym wykorzystującym odnawialne źródła energii, zużywającym odpady lub produkującym energię elektryczną i ciepło w skojarzeniu.” […] „W zakresie dysponowania urządzeniami wytwórczymi Państwo Członkowskie może zobowiązać operatora systemu dystrybucyjnego do zapewnienia priorytetu urządzeniom wytwórczym wykorzystującym odnawialne źródła energii, zużywającym odpady lub produkującym energię elektryczną i ciepło w skojarzeniu.”.

W Polsce od 14 czerwca 2000 r. obowiązuje znowelizowana ustawa – Prawo energetyczne, która w art. 9 ust. 3 zobowiązała Ministra Gospodarki do wydania rozporządzenia, wprowadzającego obowiązek zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła oraz ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz określającego sposób uwzględniania w taryfach kosztów zakupu tej energii elektrycznej i ciepła.

Przepisy te mają na celu stworzenie warunków zapewniających rozwój skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w elektrociepłowniach, a w szczególności zapewnienie sprzedaży wytwarzanej w nich energii elektrycznej, przy czym obowiązek zakupu energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z produkcją ciepła dotyczy tylko przypadków, gdy sprawność przemiany energii chemicznej paliwa brutto w energię elektryczną i ciepło wynosi co najmniej 65%.

Ponieważ skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej następuje w tych samych urządzeniach, oznacza to że koszty eksploatacji, modernizacji i rozwoju tych urządzeń są wspólne dla wytwarzanych w tych urządzeniach produktów (energii elektrycznej i ciepła). Również inne koszty (ogólnozakładowe itp.) są wspólne w poszczególnych

elektrociepłowniach lub zespołach elektrociepłowni, stanowiących jedno przedsiębiorstwo.

W związku z tym problem ustalenia kosztów wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w elektrociepłowniach jest bardzo złożony, szczególnie gdyby ceny ciepła i energii elektrycznej były ustalane według tzw. kosztowej formuły cen. Formuła ta była stosowana w poprzednim okresie, a ponoszone w elektrociepłowniach koszty stałe i koszty zmienne były dzielone na koszty wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Metoda podziału tych kosztów jeszcze do dziś budzi kontrowersje, nie tylko między elektrociepłowniami i odbiorcami ciepła, ale także w środowisku naukowców i praktyków, zajmujących się gospodarką energetyczną i skojarzonym wytwarzaniem ciepła i energii elektrycznej.

Koszty stałe były dotychczas dzielone, zależnie od miejsca ich powstawania, na koszty:

- obciążające tylko produkcję ciepła (szczytowe kotły wodne, urządzenia ciepłownicze itp.),
- obciążające tylko produkcję energii elektrycznej (rozdzielnie, nastawnie, stacje transformatorowe itp.),
- wspólne, obciążające produkcję energii elektrycznej i ciepła (gospodarka paliwowa, kotłownia parowa i turbozespoły wraz z urządzeniami pomocniczymi, a także koszty ogólne, jak koszty zarządu, administracji itp.), przy czym koszty te były dzielone w sposób dość dowolny (zazwyczaj proporcjonalnie do zaangażowania mocy) i zwykle większa część tych kosztów była przypisana do wytwarzania ciepła.

Sposób podziału kosztów zmiennych, obejmujących głównie koszty paliwa, do niedawna ustalała polska norma[10)]. Była ona obowiązująca dla elektrowni kondensacyjnych, elektrociepłowni i ciepłowni i miała decydujące znaczenie dla kształtowania kosztów zmiennych wytwarzania ciepła i energii elektrycznej. W 1993 r. norma ta została znowelizowana i wprowadzono w niej zapis: „Ponieważ w metodzie tej korzyści wynikające ze stosowania gospodarki skojarzonej przypisywane są tylko energii elektrycznej, więc nie należy jej wykorzystywać przy obliczeniach kosztów wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, ani analizach ekonomicznych.”. Zmiana ta, obowiązująca od 1 marca 1994 r., stworzyła możliwość stosowania dowolnej metody podziału kosztów przez poszczególne elektrociepłownie[11)].

Dopiero od niedawna przeważył w Polsce pogląd, propagowany od wielu lat przez J. Szarguta i autora niniejszego opracowania, że zasady ustalania kosztów wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w elektrociepłowniach winny być rozważane w kategoriach ekonomicznych, biorąc pod uwagę, że korzyści z tego tytułu występują w gospodarce energetycznej całego kraju, zarówno poprzez wymierne zmniejszenie zużycia paliw, jak też niewymierne korzyści wynikające ze zmniejszenia zanieczyszczenia środowiska, dzięki ograniczeniu emisji szkodliwych produktów spalania, proporcjonalnie do mniejszego zużycia paliw. Podstawowymi czynnikami, które wpłynęły na zmianę poglądów co do sposobu ustalania kosztów wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w elektrociepłowniach, były: zmiana systemu gospodarczego i wprowadzanie zasad gospodarki rynkowej oraz związana

z tym restrukturyzacja i przekształcenia zachodzące w sektorze energetyki, w tym także rozpoczynająca się prywatyzacja i udział kapitału zagranicznego w sprywatyzowanych elektrociepłowniach. Istotne znaczenie miała też potrzeba dostosowania polskiej gospodarki do standardów obowiązujących w Unii Europejskiej.

W przypadku elektrociepłowni, podstawowym warunkiem skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej jest możliwość sprzedaży energii elektrycznej. W związku z tym wartość energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z produkcją ciepła powinna być określana jako koszt minimalny, jaki mógłby być poniesiony przez przedsiębiorstwo sieciowe na zakup równoważnej ilości energii elektrycznej z innego (alternatywnego) źródła. Jak już wspomniano, taki sposób określania ceny energii elektrycznej jest znany za granicą jako metoda kosztu unikniętego, a w Polsce jako metoda elektrowni równoważnej (opracowana przez J. Wagnera w 1962 r.).

Ponieważ skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej jest względnie wysoce efektywne z ekonomicznego punktu widzenia, nie jest zasadne ustalanie ceny energii elektrycznej na podstawie kosztów jej wytwarzania w źródłach, których podstawowym produktem jest ciepło, czyli w elektrociepłowniach. Trzeba podkreślić, że wprowadzenie metody kosztu unikniętego, jako podstawy do ustalenia ceny energii elektrycznej wytwarzanej w elektrociepłowni, eliminuje potrzebę podziału kosztów na produkcję ciepła i energii elektrycznej.

Metoda kosztu unikniętego oparta jest na przypisaniu korzyści wynikających z gospodarki skojarzonej do wytwarzania ciepła, a sposób kalkulacji cen ciepła może być oparty na dwóch następujących metodach:

- metodzie substytucji energii elektrycznej, według której energia elektryczna jest sprzedawana przez elektrociepłownię po cenie równej kosztom jej wytworzenia w równoważnej elektrowni kondensacyjnej,
- metodzie kosztu dodatkowego, według której cena sprzedaży ciepła przez elektrociepłownię jest ustalana na poziomie zapewniającym pokrycie dodatkowych kosztów ponoszonych przez elektrociepłownię w stosunku do produkcji takiej samej ilości energii elektrycznej w elektrowni kondensacyjnej.

W Polsce stosowana jest obecnie uproszczona metoda ustalania kosztów wytwarzania ciepła w skojarzeniu z produkcją energii elektrycznej. Metoda ta została określona w § 13 rozporządzenia „taryfowego” w następujący sposób:

> „Planowane koszty wytwarzania, przetwarzania i magazynowania ciepła wytwarzanego w skojarzeniu z energią elektryczną w przedsiębiorstwach energetycznych, do których stosuje się obowiązek zakupu energii elektrycznej, o którym mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 ustawy, oblicza się jako różnicę między łącznymi planowanymi kosztami prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przetwarzania oraz magazynowania ciepła i energii elektrycznej wraz z kosztami modernizacji i rozwoju oraz ochrony środowiska

w danym źródle ciepła, a przychodem z tytułu wytwarzania energii elektrycznej, według wzoru:

$K_c = K_{ec} – E_s \times C_e$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

K_c – planowane koszty wytwarzania ciepła w pierwszym roku stosowania taryfy (zł),

K_{ec} – planowane łączne koszty wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w pierwszym roku stosowania taryfy (zł),

E_s – wielkość sprzedaży energii elektrycznej w roku kalendarzowym poprzedzającym pierwszy rok stosowania taryfy (MWh),

C_e – cenę energii elektrycznej ustaloną w taryfie dla danego źródła, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 46 ust. 1 ustawy, określającymi szczegółowe zasady kształtowania i kalkulacji taryf dla energii elektrycznej, w pierwszym roku stosowania taryfy (zł/MWh).

W przypadku innych przedsiębiorstw energetycznych, w których występuje skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej, planowane koszty wytwarzania, przetwarzania i magazynowania ciepła, oblicza się według wzoru:

$K_c = K_{cs} + E_u \times C_e$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

K_c – planowane koszty wytwarzania ciepła w pierwszym roku stosowania taryfy (w zł),

K_{cs} – planowane koszty operacyjne, dotyczące urządzeń i instalacji służących do wytwarzania ciepła sprzedawanego odbiorcom w pierwszym roku stosowania taryfy (w zł),

E_u – obniżenie produkcji energii elektrycznej w ostatnim roku kalendarzowym poprzedzającym pierwszy rok stosowania taryfy, spowodowane poborem pary z turbin przez urządzenia i instalacje służące do wytwarzania ciepła sprzedawanego odbiorcom (w MWh),

C_e – cenę energii elektrycznej ustaloną w taryfie dla danego źródła, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 46 ust. 1 ustawy dla energii elektrycznej lub cenę planowaną do uzyskania na rynku konkurencyjnym, o którym mowa w art. 49 ustawy, w pierwszym roku stosowania taryfy dla ciepła”.

Wyjaśnienia wymaga też sposób ustalania kosztów wytwarzania ciepła dostarczanego do odbiorców w postaci pary o różnych parametrach oraz gorącej wody, której temperatura może być niezależna od warunków atmosferycznych (woda technologiczna o stałej temperaturze) oraz zależna od warunków atmosferycznych (woda o zmiennej temperaturze dla celów grzewczych).

Zróżnicowanie cen ciepła w zależności od parametrów nośnika ciepła dostarczanego do odbiorców wynika z różnej ilości paliwa potrzebnego do podgrzania nośnika ciepła oraz ilości energii elektrycznej wytworzonej na strumieniu pary pobieranej z upustu lub wylotu turbiny (patrz omówione wcześniej podstawowe zasady fizyki i termodynamiki), czyli wynika z poniesionych kosztów i uzyskanych efektów użytkowych (wielkości produkcji).

Jest oczywiste, że energia chemiczna paliwa potrzebna do wytworzenia pary musi być większa niż do podgrzania wody, gdyż zależy to od entalpii nośnika ciepła, czyli od ciśnienia i temperatury pary oraz od temperatury gorącej wody.

W przypadku elektrociepłowni, w których energia chemiczna paliw jest wykorzystywana do wytwarzania ciepła i energii elektrycznej, zróżnicowanie kosztów wytwarzania ciepła wynika ze zróżnicowania wskaźnika skojarzenia, występującego przy pobieraniu z turbiny pary o różnym ciśnieniu. W związku z tym niezbędne jest uwzględnienie różnicy między ilością energii elektrycznej uzyskiwanej przy produkcji ciepła zużywanego w wymiennikach ciepłowniczych, a ilością energii elektrycznej uzyskiwanej przy produkcji pary, pobieranej z upustów turbiny (o różnym ciśnieniu). Poszczególne elektrociepłownie stosują własne metody ustalania kosztów wytwarzania ciepła, dostarczanego do odbiorców w postaci pary o różnych parametrach oraz gorącej wody.

2.1.3. Ustalanie cen ciepła dla odbiorców

Ustawa – Prawo energetyczne wprowadziła wiele zmian w sektorze energii, wyłączając „sieciowe” dostawy paliw i energii spod działania ustawy o cenach[12)].

Wdrożenie prawa energetycznego wymagało opracowania w latach 1998-1999 wielu aktów wykonawczych, określających szczegółowe zasady funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych w warunkach gospodarki rynkowej, zasady przyłączania do sieci i świadczenia usług przesyłowych, zasady tworzenia taryf i rozliczeń z odbiorcami itd. Zarówno ustawa, jak i przepisy wykonawcze podlegają ustawicznym zmianom, wynikającym z różnorodnych przyczyn. Ostatnie z nich wprowadzono w drugim półroczu 2000 r.

Przepisy te określają nowe jakościowo zasady funkcjonowania energetyki w warunkach gospodarki rynkowej. To, że przedsiębiorstwa „sieciowe” mają cechy naturalnego monopolu, wymaga dostosowania monopolistycznej struktury produkcji i dystrybucji ciepła do rynkowych wymagań odbiorców oraz dokonywania regulacji cenowo-kosztowych.

Tę ostatnią rolę spełnia Prezes URE jako niezależny organ regulujący działalność przedsiębiorstw energetycznych, a jego ustawowe prawa i obowiązki obejmują m.in. równoważenie interesów dostawców i odbiorców, czyli w pewnym sensie zastępowanie sił rynkowych wobec przedsiębiorstw o cechach naturalnego monopolu.

Jednocześnie w przypadku towarów o charakterze masowym (paliwa, energia, woda, itp.), dostarczanych za pośrednictwem sieci oraz usług „sieciowych” (komunikacja, poczta, itd.) powszechnie stosowana jest zasada, że warunki sprzedaży oraz ceny i warunki zapłaty ustala się w formie jednolitych taryf, gdyż niemożliwe jest prowadzenie negocjacji oraz uzgadnianie cen i warunków sprzedaży z wieloma setkami lub tysiącami odbiorców. W zależności od charakteru towaru lub usługi stosowane są różne formy publikowania taryf.

Obecnie wielu dostawców ciepła musi uzyskać koncesję od Prezesa URE, który również

zatwierdza taryfy i reguluje działalność tych dostawców zgodnie z Prawem energetycznym i założeniami polityki energetycznej państwa. Po ostatniej zmianie przepisów, koncesje powinny posiadać przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą w zakresie:

- wytwarzania ciepła, gdy wielkość mocy zamówionej przez odbiorców przekracza 1 MW, a sprzedawane odbiorcom ciepło nie jest tzw. ciepłem „odpadowym" uzyskiwanym w przemysłowych procesach technologicznych,
- przesyłania i dystrybucji ciepła, jeśli zamówiona przez odbiorców moc cieplna przekracza 1 MW, niezależnie od tego czy działalność ta dotyczy sieci ciepłowniczej, czy zewnętrznych instalacji odbiorczych (między grupowym węzłem cieplnym i obiektami),
- obrotu ciepłem.

Ponadto ustawa ustaliła dla przedsiębiorstw posiadających koncesję szczególny tryb wprowadzania taryf dla ciepła, jako obowiązujących dla określonych w nich odbiorców. Taryfy te w terminie 30 dni podlegają zatwierdzeniu (bądź odmowie zatwierdzenia) przez Prezesa URE, który w terminie 7 dni od dnia zatwierdzenia kieruje taryfę do ogłoszenia (na koszt sprzedawcy) we właściwym miejscowo wojewódzkim dzienniku urzędowym. Taryfa może obowiązywać nie wcześniej niż po upływie 14 dni od dnia jej opublikowania.

Prezes URE może zwolnić przedsiębiorstwo energetyczne z obowiązku przedkładania taryfy do zatwierdzenia, jeśli działa ono na rynku konkurencyjnym i do cofnięcia takiego zwolnienia w przypadku ustania warunków uzasadniających to zwolnienie.

Natomiast przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą, która nie wymaga uzyskania koncesji lub zwolnione przez Prezesa URE z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzania, opracowuje taryfę zgodnie z zasadami określonymi w ustawie i rozporządzeniu „taryfowym" oraz wprowadza do stosowania przy zawieraniu umów z odbiorcami.
Najbardziej odczuwalne zmiany, jakie wynikają z przepisów ustawy dla sprzedawców i odbiorców ciepła, dotyczą zasad cenotwórstwa, a zwłaszcza sposobu pokrywania kosztów rozwoju, modernizacji i ochrony środowiska oraz przyłączania odbiorców do sieci.

Ustawa wprowadziła definicję taryfy dla ciepła, jako zbioru cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania, opracowanego przez przedsiębiorstwo energetyczne i wprowadzanego jako obowiązujący dla określonych w nim odbiorców w trybie określonym ustawą.

Ustawa nakłada na przedsiębiorstwa energetyczne obowiązek ewidencji księgowej, w ramach zakładowych planów kont, umożliwiającej obliczenie poniesionych kosztów stałych i zmiennych oraz przychodów, odrębnie dla wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu, dla każdego rodzaju nośnika ciepła, a także w odniesieniu do poszczególnych grup taryfowych. Pozwala to na określenie faktycznych kosztów stałych i zmiennych w zależności od zakresu usług świadczonych dla poszczególnych grup odbiorców (miejsca dostawy ciepła), a także określenie uzyskiwanych z tego tytułu przychodów. Umożliwia to kontrolę

uzyskiwanych wyników ekonomicznych w poszczególnych rodzajach działalności i grupach taryfowych i ma na celu eliminowanie subsydiowania skrośnego.

Ustawa wprowadziła też podstawową zasadę gospodarki rynkowej, zgodnie z którą taryfa dla ciepła powinna z jednej strony zapewnić pokrycie uzasadnionych kosztów działalności przedsiębiorstwa energetycznego, wraz z kosztami modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska, a z drugiej strony powinna zapewniać ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen. Jednocześnie ustawa stanowi, że przedsiębiorstwo różnicuje określone w taryfie ceny i stawki opłat dla różnych grup odbiorców wyłącznie ze względu na uzasadnione koszty spowodowane realizacją świadczenia, co oznacza że przychody w danej grupie taryfowej powinny pokryć uzasadnione koszty, ustalone odpowiednio do zakresu świadczonych dla tej grupy usług. Ponadto stawki opłat za usługi przesyłowe muszą być kalkulowane w taki sposób, aby opłaty stałe nie przekraczały 30% łącznych opłat za te usługi.

Z przepisów ustawy wynika, że uzasadnione koszty działalności przedsiębiorstw energetycznych obejmują:

- koszty wytwarzania, przetwarzania i magazynowania ciepła (w tym nośnika ciepła),
- koszty przesyłania i dystrybucji ciepła,
- koszty obrotu ciepłem,
- koszty modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska w zakresie wytwarzania, przetwarzania i magazynowania ciepła,
- koszty modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska w zakresie przesyłania i dystrybucji oraz obrotu ciepłem,
- koszty przyłączania do sieci ciepłowniczych,
- koszty utrzymywania obowiązkowych zapasów paliw,
- koszty kontroli układów pomiarowych, dotrzymywania zawartych umów i prawidłowości rozliczeń (obsługi odbiorców).

Istotne znaczenie dla rozliczeń z odbiorcami mają przepisy ustawy stanowiące, że upoważnieni przedstawiciele przedsiębiorstw „sieciowych” wykonują kontrole układów pomiarowych, prawidłowości rozliczeń i dotrzymania zawartych umów.

Problem prawidłowego ustalenia cen i stawek opłat jest w sektorze zaopatrzenia w ciepło dość złożony, gdyż w źródłach ciepła stosowane są różne rodzaje paliw i technologie wytwarzania ciepła, a ciepło jest dostarczane do wydzielonych sieci ciepłowniczych za pośrednictwem różnych nośników ciepła (pary lub gorącej wody), przy czym parametry nośnika ciepła mogą być różne (np. para o różnym ciśnieniu).

Ponieważ koszty wytwarzania ciepła zależą od technologii i rodzaju paliwa, a także od rodzaju i parametrów nośnika ciepła, konieczne jest ustalanie kosztów wytwarzania ciepła dla każdego rodzaju paliwa i dla każdego rodzaju nośnika ciepła, dostarczanego do

wydzielonej sieci ciepłowniczej. Ponadto, do wydzielonej sieci ciepłowniczej mogą być przyłączeni odbiorcy, dla których przedsiębiorstwo ciepłownicze świadczy usługi przesyłowe w różnym zakresie.

Szczegółowe zasady kształtowania i kalkulacji taryf dla ciepła określa rozporządzenie „taryfowe", przy czym trzeba podkreślić, że coraz bardziej zwiększa się rola umów, w ramach których można rozwiązać wiele problemów, stanowiących potencjalne źródło sporów między stronami. Umowy mogą bowiem uwzględniać lokalne warunki i specyficzne cechy stron zawierających te umowy. Ma to istotne znaczenie, gdyż rozwiązania organizacyjne w systemach ciepłowniczych są obecnie bardzo zróżnicowane i zależą od warunków lokalnych oraz są wynikiem zaszłości „historycznych" (wynikających z poprzedniego systemu gospodarczego, gdy prawo własności nie miało znaczenia). Poszczególne elementy systemów ciepłowniczych (źródła ciepła, sieci ciepłownicze, węzły cieplne) należą bowiem do różnych przedsiębiorstw, gmin lub innych właścicieli oraz mogą być eksploatowane przez różne przedsiębiorstwa, a niekiedy zdarzają się sytuacje gdy poszczególne odcinki sieci są „niczyje".

Zgodnie z obowiązującymi przepisami taryfa powinna być opracowana w sposób zapewniający pokrycie uzasadnionych kosztów i ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen, a także eliminowanie subsydiowania skrośnego. Jednocześnie w taryfie powinny być określone:

- grupy taryfowe, dla których różnicuje się ceny i stawki opłat – odpowiednio do uzasadnionych kosztów zaopatrzenia w ciepło odbiorców zaliczonych do poszczególnych grup,
- rodzaje oraz wysokość cen i stawek opłat, a także warunki ich stosowania,
- bonifikaty, upusty i sposób ustalania opłat z tytułu niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców,
- opłaty za nielegalny pobór ciepła.

Określone w taryfie warunki stosowania cen i stawek opłat ustala się z uwzględnieniem standardów jakościowych obsługi odbiorców[13)], przy czym warunki te powinny w szczególności odnosić się do:

- zakresu świadczonych usług dla odbiorców w poszczególnych grupach taryfowych,
- standardów jakościowych obsługi odbiorców,
- sposobu obliczania opłat w przypadku uszkodzenia układu pomiarowo-rozliczeniowego.

Podział odbiorców na grupy taryfowe dokonywany jest w zależności od poziomu uzasadnionych kosztów, ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne na dostarczenie ciepła do tych odbiorców, według następujących kryteriów:

- źródła ciepła lub zespołu źródeł ciepła zasilających sieć ciepłowniczą,
- sieci ciepłowniczej, którą ciepło jest przesyłane do węzłów cieplnych w postaci określonego nośnika ciepła,
- miejsca dostarczania ciepła i wynikający z tego zakres usług przesyłowych, świadczonych przez przedsiębiorstwo energetyczne,
- wymagań odbiorców w zakresie niezawodności i ciągłości dostarczania ciepła.

Zgodnie z rozporządzeniem „taryfowym” przy ustalaniu grup taryfowych powinni być w szczególności uwzględniani odbiorcy, którzy są zasilani w ciepło:

- bezpośrednio z eksploatowanych przez przedsiębiorstwo energetyczne źródeł ciepła,
- z eksploatowanych przez przedsiębiorstwo energetyczne wydzielonych sieci ciepłowniczych, w których nośnikiem ciepła może być woda lub para wodna o określonych parametrach i sposobie ich regulacji, w zależności od warunków atmosferycznych i zapotrzebowania na ciepło,
- z eksploatowanych przez przedsiębiorstwo energetyczne węzłów cieplnych, z którymi są połączone instalacje odbiorcze obsługujące:
  - jeden obiekt,
  - więcej niż jeden obiekt, gdy zewnętrzne instalacje odbiorcze nie są eksploatowane przez przedsiębiorstwo energetyczne,
  - więcej niż jeden obiekt, gdy zewnętrzne instalacje odbiorcze są eksploatowane przez przedsiębiorstwo energetyczne.

Ponadto przy ustalaniu grup taryfowych uwzględnia się zróżnicowanie kosztów eksploatacji źródeł ciepła, wydzielonych sieci ciepłowniczych, węzłów cieplnych i zewnętrznych instalacji odbiorczych, w zależności od tego, czy należą one lub nie należą do przedsiębiorstwa energetycznego (ze względu na koszty amortyzacji, modernizacji itp.). Jednocześnie w przypadku, gdy odbiorca udostępnia dostawcy pomieszczenie węzła cieplnego na zasadach ustalonych w odrębnej umowie, koszty ponoszone z tego tytułu przez dostawcę zalicza się do kosztów przesyłania i dystrybucji ciepła do tego odbiorcy.

Na rys. 2.2 przedstawiono schematycznie zasady ustalania grup taryfowych.

Rys. 2.2. Zasady ustalania grup taryfowych

Uwaga: Uzasadnione koszty, które są wspólne dla wielu grup taryfowych (więcej niż jednej) w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła, tzn. koszty usług przesyłowych w zakresie sieci ciepłowniczej (od źródła ciepła do przyłączy), a niekiedy także koszty usług przesyłowych w zakresie eksploatacji grupowych węzłów cieplnych, należy podzielić na poszczególne grupy

taryfowe proporcjonalnie do zamówionej mocy cieplnej dla danej grupy taryfowej (zgodnie z postanowieniami §22 rozporządzenia „taryfowego").

Rozporządzenie „taryfowe" przewiduje, że w przypadku odbiorców, do których ciepło jest dostarczane z lokalnych źródeł ciepła, do danej grupy taryfowej mogą (ale nie muszą) należeć odbiorcy zasilani ze źródeł, w których stosowany jest ten sam rodzaj paliwa.

Rozporządzenie to wprowadziło zasadę stosowania „dwuczłonowych" taryf zarówno w zakresie wytwarzania ciepła, jak też w zakresie jego przesyłania i dystrybucji, a ponadto stosowane są opłaty za obsługę handlową i za sprzedany odbiorcy nośnik ciepła. Stosowanie „dwuczłonowych" taryf wynika z sezonowego charakteru potrzeb cieplnych oraz konieczności pokrycia kosztów stałych, które występują w ciągu całego roku. Ponieważ faktury dla odbiorców zasilanych z sieci ciepłowniczej obejmują obecnie sześć pozycji, a w poprzednim okresie była to zazwyczaj jedna (lub dwie) pozycje, wielu odbiorców nie rozumie nowego systemu rozliczeń i domaga się uproszczenia zasad rozliczeń. Jednakże rozporządzenie nie przewiduje możliwości ustalenia w taryfie dla ciepła tzw. „jednoczłonowych" cen ciepła, natomiast w odniesieniu do drobnych odbiorców przewiduje możliwość uproszczenia rozliczeń i stanowi, że na wniosek odbiorcy, dla którego zamówiona moc cieplna nie przekracza 30 kW, przedsiębiorstwo energetyczne może, w umowie sprzedaży ciepła, określić sposób ustalania:

- średniej ceny ciepła, wyrażonej w złotych za GJ, zamiast ustalonej w taryfie ceny za zamówioną moc cieplną i ceny ciepła,
- średniej stawki opłaty za usługi przesyłowe, wyrażonej w złotych za GJ, zamiast ustalonej w taryfie stawki opłaty stałej za usługi przesyłowe i stawki opłaty zmiennej za usługi przesyłowe.

Trzeba podkreślić, że zgodnie z omawianymi przepisami, przedsiębiorstwo energetyczne może wyrazić zgodę na użycie do rozliczeń z odbiorcami „jednoczłonowej" ceny ciepła zamiast „dwuczłonowej" ceny za zamówioną moc cieplną i ceny ciepła tylko na wniosek zainteresowanych odbiorców.

Jak już wspomniano nowe zasady rozliczeń są niezrozumiałe dla wielu odbiorców, i występuje dążenie do stosowania „jednoczłonowej" ceny ciepła, co wynika głównie z dotychczasowych przyzwyczajeń. Świadczy o tym analiza skutków finansowych takiego sposobu rozliczeń, która wykazuje, że jest on niekorzystny zarówno dla przedsiębiorstwa energetycznego, jak też dla odbiorców ciepła.

W przypadku stosowania „jednoczłonowej" ceny ciepła w ciągu roku występowałyby znaczne różnice wysokości opłat ponoszonych przez odbiorców. Wynika to z sezonowego charakteru zapotrzebowania na ciepło przez odbiorców, a tym samym znacznej rozpiętości poboru ciepła w sezonie grzewczym i w lecie. Oznacza to, że w przypadku stosowania „jednoczłonowej" ceny ciepła opłaty ponoszone przez odbiorców w sezonie grzewczym są wielokrotnie wyższe niż w lecie, a w przypadku odbiorców użytkujących ciepło tylko w sezonie grzewczym (bez ciepłej wody), w okresie letnim nie ponosiliby oni żadnych opłat za

ciepło. Natomiast przedsiębiorstwa energetyczne muszą ponosić koszty stałe i zmienne przez cały rok, a zróżnicowanie tych kosztów występuje głównie po stronie kosztów zmiennych, które wynikają przede wszystkim z ilości zużytych paliw i energii. Rozpiętość kosztów zmiennych jest w przybliżeniu taka sama jak rozpiętość poboru ciepła przez odbiorców, natomiast koszty stałe są niemal jednakowe w ciągu całego roku, a nawet wykazują niewielki wzrost w okresie letnim (sezonowość remontów po zakończeniu sezonu grzewczego, gromadzenie zapasów paliw w okresie, gdy ceny węgla są niższe itd.).

Stosowanie „jednoczłonowej" ceny ciepła powoduje, że przychody od odbiorców w okresie letnim zwykle nie pokrywają ponoszonych w tym okresie kosztów stałych i zmiennych, co zmusza przedsiębiorstwa energetyczne do zaciągania krótkoterminowych kredytów obrotowych na pokrycie bieżących wydatków i należności (wynagrodzenia pracowników i składka na ZUS, wynagrodzenia wykonawców, gromadzenie zapasu paliw itd.). Natomiast w sezonie grzewczym przedsiębiorstwa energetyczne wykazują wysokie dochody i tym samym odprowadzają znaczne kwoty podatku dochodowego, który zostanie częściowo zwrócony dopiero po kilkunastu miesiącach (po zakończeniu roku obrotowego). Co więcej, zwracane przedsiębiorstwom kwoty nadpłaconych podatków nie uwzględniają inflacji, jaka występuje w okresie od odprowadzenia kwoty podatku do uzyskania zwrotu nadpłaconej kwoty. Wskutek tego przedsiębiorstwa energetyczne uzyskują gorsze wyniki finansowe, co wpływa na pogorszenie płynności finansowej i może nawet spowodować trudności w uzyskaniu kredytów inwestycyjnych, a więc zagraża prawidłowemu funkcjonowaniu tych przedsiębiorstw.

Koszty finansowe, związane z obsługą kredytów obrotowych, stanowią dodatkowe koszty działalności przedsiębiorstw energetycznych, które powinny być uwzględniane w kalkulacjach „jednoczłonowych" cen ciepła. Zgodnie z zasadą ekwiwalentności świadczeń koszty te powinni pokrywać tylko odbiorcy żądający stosowania „jednoczłonowych" cen ciepła (pokrycie dodatkowych kosztów finansowych ponoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne).

2.1.4. Regulowanie cen ciepła

Rozporządzenie „taryfowe" oprócz określenia zasad kalkulacji cen wprowadziło zasadę ich regulacji metodą „pułapu cenowego". W celu określenia dopuszczalnego poziomu cen i stawek opłat dla pierwszego roku stosowania taryfy, przedsiębiorstwo energetyczne oblicza dla prowadzonej działalności gospodarczej związanej z zaopatrzeniem w ciepło średnie wskaźnikowe ceny i stawki opłat dla pierwszego roku stosowania taryfy i dla roku kalendarzowego poprzedzającego pierwszy rok stosowania taryfy, a średnie wskaźnikowe ceny i stawki opłat obliczone dla pierwszego roku stosowania taryfy nie mogą przekroczyć wartości obliczonej według wzoru:

$$C_{swt} = C_{swp} [1 + (RPI – X_w) : 100]$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:
C_{swt} – średnią wskaźnikową cenę lub stawkę opłaty, obliczoną dla pierwszego roku

stosowania taryfy dla poszczególnych rodzajów działalności (zł/GJ),
C_{swp} – średnią wskaźnikową cenę lub stawkę opłaty, obliczoną dla roku kalendarzowego poprzedzającego pierwszy rok stosowania dla poszczególnych rodzajów działalności (zł/GJ),
RPI – średnioroczny indeks cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w roku kalendarzowym poprzedzającym pierwszy rok stosowania taryfy[14)],
X_w – współczynnik korekcyjny, ustalany dla danego rodzaju działalności gospodarczej, prowadzonej przez przedsiębiorstwo energetyczne w zakresie zaopatrzenia w ciepło, określający projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania tego przedsiębiorstwa oraz zmianę warunków prowadzenia przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności gospodarczej w pierwszym roku stosowania taryfy w stosunku do roku kalendarzowego poprzedzającego pierwszy rok stosowania taryfy (w %).

Ponadto, w przypadku, gdy okres stosowania taryfy jest nie krótszy niż dwa lata, przedsiębiorstwo energetyczne może dostosowywać ceny i stawki opłat, ustalone na pierwszy rok stosowania taryfy do zmieniających się warunków prowadzenia działalności gospodarczej. Dostosowywanie cen i stawek opłat może nastąpić nie wcześniej niż po upływie 12 miesięcy od ich wprowadzenia jako obowiązujących i nie częściej niż co 12 miesięcy, a wysokość tych cen i stawek opłat oblicza się według wzoru:

$$C_{sn} = C_{sb} [1 + (RPI – X_r) : 100]$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:
C_{sn} – nową cenę lub stawkę opłaty,
C_{sb} – dotychczas stosowaną cenę lub stawkę opłaty przed zmianą, która dla pierwszych 12 miesięcy stanowi bazową cenę lub stawkę opłaty, a dla kolejnych 12 miesięcy stanowi cenę lub stawkę opłaty po jej ostatniej zmianie,
RPI – średnioroczny indeks cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w poprzednim roku kalendarzowym[15)],
X_r – współczynnik korekcyjny, ustalany dla danego rodzaju działalności gospodarczej, prowadzonej przez przedsiębiorstwo energetyczne w zakresie zaopatrzenia w ciepło, określający projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania tego przedsiębiorstwa oraz zmianę warunków prowadzenia przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności gospodarczej w następnym roku w stosunku do poprzedniego roku stosowania taryfy (w %).

Przepisy rozporządzenia „taryfowego” przewidują ponadto że:

- okres stosowania taryfy nie może być dłuższy od okresu obowiązywania współczynników korekcyjnych X_w i X_r, przy czym dla przedsiębiorstw posiadających koncesje wartości tych współczynników i okres ich stosowana są ustalane przez Prezesa URE;
- w przypadku nieprzewidzianej, istotnej zmiany warunków prowadzenia przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej, możliwa jest zmiana taryfy wprowadzonej do stosowania w trybie zatwierdzenia przez Prezesa URE lub przez

zawarcie umów, po dokonaniu analizy i oceny skutków ekonomicznych tych zmian;

- jeśli ochrona interesów odbiorców wymaga subsydiowania niektórych grup taryfowych, przedsiębiorstwo energetyczne może wprowadzić ceny i stawki opłat dla subsydiowanych grup taryfowych, których poziom nie może być wyższy, w stosunku do ostatnio stosowanych cen i stawek opłat, o więcej niż 1,25-krotności średniorocznego indeksu cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w poprzednim roku kalendarzowym.

2.1.5. Wnioski

Ponieważ ciepło występuje powszechnie w przyrodzie, a jego wymiana przebiega często w sposób niekontrolowany, jako towar można traktować tylko to ciepło, które jest wytwarzane w specjalnie wybudowanych w tym celu źródłach ciepła i jest przeznaczone do sprzedaży oraz dostarczane do odbiorców za pośrednictwem nośnika ciepła.

Ciepło może być wytwarzane przy zastosowaniu różnych technologii i rodzajów paliw, w różnych źródłach ciepła, które można podzielić na źródła lokalne (najczęściej zlokalizowane wewnątrz budynku) i źródła scentralizowane, zasilające wielu odbiorców za pośrednictwem sieci ciepłowniczych i przyłączy. Istnieje szczególny rodzaj scentralizowanych źródeł ciepła, w których występuje jednoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej (tzw. skojarzona gospodarka energetyczna), w których występuje skomplikowany problem wyboru metody określania cen ciepła i energii elektrycznej.

Ponieważ ciepło może być wytwarzane w różnych źródłach, w których koszty wytwarzania i ceny ciepła są zróżnicowane, stwarza to możliwość konkurencji, czyli są przesłanki do istnienia rynku w zakresie wytwarzania ciepła, przy czym możliwości funkcjonowania tego rynku zależą od różnych uwarunkowań technicznych.

Natomiast przesyłanie i dystrybucja ciepła ma cechy monopolu naturalnego, gdyż odbywa się za pośrednictwem sieci ciepłowniczej, a strony oprócz umowy są ze sobą związane trwałym przyłączem. Funkcjonowanie mechanizmów rynkowych jest w tych warunkach ograniczone, gdyż odbiorca nie ma swobody wyboru dostawcy ciepła, a dostawca ma ograniczony dostęp do nowych odbiorców.

W świetle powyższego określenie modelu rynku ciepła jest dość złożone, gdyż potrzeby cieplne odbiorców w zakresie ogrzewania i ciepłej wody mogą być pokryte ciepłem wytwarzanym w scentralizowanych źródłach ciepła za pośrednictwem sieci ciepłowniczych, jak też ciepłem wytworzonym w lokalnych źródłach ciepła, indywidualnych dla poszczególnych odbiorców, a nawet ogrzewaczy elektrycznych zasilanych z systemu elektroenergetycznego.

Zarówno scentralizowane, jak też indywidualne źródła ciepła mogą być opalane paliwami stałymi, ciekłymi lub gazowymi. Ciepło może też być wytwarzane w niekonwencjonalnych źródłach, wykorzystujących energię odnawialną. W związku z tym istnieje możliwość konkurencji, a tym samym są warunki do powstania rynku, ale nie tyle rynku ciepła ile

rynku różnych systemów zaopatrzenia w ciepło. Konkurencja występować będzie wówczas między różnymi przedsiębiorstwami energetycznymi i dostawcami paliw oraz dostawcami urządzeń i wykonawcami robót budowlano-montażowych.

Trzeba przy tym podkreślić, że w przypadku dostaw gazu, energii elektrycznej i ciepła za pośrednictwem kapitałochłonnych systemów sieciowych o długim okresie amortyzacji środków trwałych, konkurencja taka jest uzasadniona na etapie planowania, przy podejmowaniu decyzji o budowie lub rozbudowie poszczególnych układów sieciowych. Ma to istotny związek zarówno z planami rozwoju „sieciowych" przedsiębiorstw energetycznych, jak też z zadaniami gmin w zakresie planowania zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. Efektem prawidłowej realizacji tych planów powinna być optymalizacja kosztów zaopatrzenia w ciepło, gaz i energię elektryczną.

W związku z powyższym rynek ciepła powinien być rozpatrywany w odniesieniu do poszczególnych odbiorców i wyboru optymalnego sposobu pokrycia ich potrzeb cieplnych. Natomiast rynek dotyczący systemów zaopatrzenia w ciepło wiąże się z planowaniem energetycznym, a związane z tym problemy dotyczą strategii urynkowienia i optymalizacji kosztów zaopatrzenia odbiorców w ciepło i inne nośniki energii w skali makroekonomicznej (np. gminy).

[1)] Ustawa – Prawo energetyczne nakłada na „sieciowe" przedsiębiorstwa energetyczne obowiązek opracowania planów rozwoju, a na gminy obowiązek opracowania założeń do planów (a w określonej sytuacji również planów) zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe.

[2)] Dz. U. z 2000 r. Nr 72, poz. 845.

[3)] Dz. U. z 2000 r. Nr 96, poz. 1053.

[4)] Zgodnie z zasadami fizyki, moc jest to praca wykonana w jednostce czasu (algorytm mocy stanowi stosunek pracy do czasu jej wykonania), a pomiar mocy silników, turbin itp. jest możliwy przy pomocy hamulców dynamometrycznych (mechanicznych, hydraulicznych lub elektrycznych). W elektrotechnice algorytm mocy wytworzonej przez źródło prądu stałego stanowi iloczyn natężenia i napięcia w obwodzie prądu elektrycznego, a dla źródeł prądu zmiennego w iloczynie tym występuje ponadto „cosinus φ" (φ – kąt przesunięcia fazowego między wektorami napięcia i natężenia prądu), zaś pomiar mocy elektrycznej jest możliwy przy pomocy watomierzy.
W technice cieplnej „umowną moc" można obliczyć na podstawie następujących zależności:
$N = G (i_z – i_p)$ oraz $G = V : T$
gdzie:
N – moc cieplna w kW lub MW,
G – natężenie przepływu nośnika ciepła w kg/h lub t/h,

i_z – entalpia nośnika ciepła w rurociągu zasilającym w kWh/kg lub MWh/t,

i_p – entalpia nośnika ciepła w rurociągu powrotnym w kWh/kg lub MWh/t,

V – ilość nośnika ciepła dostarczonego w okresie T w kg lub tonach,

T – okres, w którym trwało dostarczanie nośnika ciepła.

[5)] Niektóre rodzaje przepływomierzy oraz wszystkie przyrządy do pomiaru parametrów nośnika ciepła (termometry i ciśnieniomierze) dokonują jedynie chwilowego pomiaru mierzonych wielkości. W związku z tym konieczne jest stosowanie układów sumujących lub rejestrujących wskazania tych przyrządów, które umożliwią obliczenie ilości dostarczonego ciepła w okresie rozliczeniowym. W przypadku zwykłych rejestratorów taśmowych (samopiszących) konieczne jest planimetrowanie wykresów i ustalanie średnich wartości temperatury i ciśnienia w okresie rozliczeniowym. Obecnie stosowane są już układy elektroniczne (tzw. integratory), które automatycznie całkują wskazania przepływomierzy i określają średnie wartości temperatury i ciśnienia w okresie rozliczeniowym oraz dokonują obliczenia ilości dostarczonego ciepła.

[6)]Polska jest podzielona na 5 stref klimatycznych, dla których obliczeniowa temperatura powietrza atmosferycznego wynosi od – 16 °C nad morzem do – 24 °C w górach i na Suwalszczyźnie (różnica między strefami o 2 °C).

[7)] Rozporządzenie „taryfowe” wprowadziło pojęcie cen tylko w odniesieniu do wytwarzania ciepła, natomiast w odniesieniu do usług przesyłowych wprowadziło pojęcie stawek opłat; podobnie pojęcie stawek opłat stosuje się do źródeł ciepła określonych w § 7 ust. 6 i 7 tego rozporządzenia. W dalszej części niniejszego rozdziału stosowane jest nazewnictwo zgodne z obowiązującymi przepisami, mimo że w kategoriach ekonomicznych występuje pojęcie ceny zarówno w odniesieniu do wytworzonego towaru (ciepła), jak też usług związanych z jego transportem i dostarczeniem do odbiorcy.

[8)]W związku z tym dla określenia ilości dostarczonego ciepła konieczne jest jednoczesne dokonanie pomiarów kilku wielkości oraz obliczenie ilości dostarczonego ciepła według następującego algorytmu:

$Q = V_z \times i_z - V_p \times i_p$

gdzie:

Q – ilość dostarczonego ciepła,

V_z – ilość nośnika ciepła dostarczonego do odbiorcy,

V_p – ilość nośnika ciepła zwróconego przez odbiorcę,

i_z – średnia entalpia nośnika ciepła dostarczonego do odbiorcy,

i_p – średnia entalpia nośnika ciepła zwróconego przez odbiorcę.

Trzeba wyjaśnić, że entalpia jest też interpretowana jako wielkość fizyczna, określająca ilość ciepła zawartą w jednostce masy nośnika ciepła o określonych parametrach. W przypadku gorącej wody o temperaturze nie przekraczającej około 160 °C entalpia zależy w zasadzie tylko od jej temperatury, przy czym temperatura wody w sieciach ciepłowniczych w praktyce nie przekracza 135 °C w sezonie grzewczym i 65-70 °C w okresie letnim (ze

względu na podgrzewanie wody wodociągowej w węzłach cieplnych do temperatury około 55 °C).
Entalpia pary nasyconej jest znacznie wyższa niż entalpia gorącej wody, gdyż stanowi sumę ciepła parowania i entalpii gorącej wody dla danego ciśnienia przy temperaturze nasycenia, a dla określenia entalpii pary przegrzanej konieczne jest korzystanie ze specjalnych tablic termodynamicznych, w których podana jest wartość entalpii w funkcji ciśnienia i temperatury pary.

[9)] Rozporządzenie Ministra Gospodarki Przestrzennej i Budownictwa z 14 grudnia 1995 r. w sprawie warunków technicznych jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz. U. Nr 10, poz. 46 z późniejszymi zmianami).

[10)] PN-82/M-35500 „Metodyka obliczania zużycia paliwa do wytwarzania energii elektrycznej, cieplnej i mechanicznej".

[11)]Większość proponowanych wówczas metod była oparta na przesłankach fizykalnych. Wydaje się jednak, że nie ma potrzeby omawiania ich w tym miejscu. Możliwą różnorodność podziału kosztów wynikającą z zastosowania różnych metod ilustrują wyniki badań R. Szafrana (przedstawione podczas konferencji „Gospodarka skojarzona w produkcji energii cieplnej – jej stan aktualny i perspektywy rozwoju", Warszawa 1994 r.):

Lp.	Nazwa metody	Część całkowitych kosztów elektrociepłowni przypadająca na produkcję ciepła (w %)
1	termodynamiczna	35,4
2	fizyczna	72,9
3	egzergetyczna	42,8
4	elektrowni równoważnej[1)]	32,1
5	Modrowicha i Andrjuszczenki[2)]	52,9
6	Scheltza[2)]	54,1
7	Musila i Mareckiego[2)]	52,7

Objaśnienia:
1) za granicą metoda ta jest również znana jako metoda kosztów unikniętych,
2) pośrednie metody między metodami 1 i 2 (termodynamiczną i fizyczną).

[12)] Ustawa z 26 lutego 1985 r. o cenach (Dz. U. z 1988 r. Nr 27, poz. 195 z późniejszymi zmianami).

[13)] „Przeciętne" standardy jakościowe obsługi odbiorców są określone w rozporządzeniu „przyłączeniowym", ale strony mogą określić w umowie sprzedaży ciepła lub umowie o świadczenie usług przesyłowych odmienne standardy niż w tym rozporządzeniu. Ponieważ

zapewnienie wyższych standardów jakościowych obsługi odbiorców może wymagać poniesienia dodatkowych kosztów przez przedsiębiorstwo energetyczne, ceny i stawki opłat powinny być wówczas odpowiednio wyższe, aby zachowana była zasada ekwiwalentności świadczeń, tzn. opłaty ponoszone przez odbiorców o wyższych wymaganiach powinny zapewnić pokrycie dodatkowych kosztów, wynikających z tych wymagań. Podobnie w przypadku odbiorców o niższych wymaganiach ceny i stawki opłat dla tych odbiorców mogą być niższe niż dla innych odbiorców. Tak więc w przypadku, gdy strony uzgodnią w umowie odmienne (wyższe albo niższe) standardy jakościowe obsługi odbiorców, to w umowie tej powinny być również określone zasady dostosowania cen i stawek opłat określonych w taryfie dla ciepła do tych odmiennych standardów (np. współczynniki zmniejszające i zwiększające).

[14)]Określony (w %) w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłaszanym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski".

[15)]Określony (w %) w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłaszanym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski".

[2. Rynek ciepła] [Spis treści] [2.2 Strategia urynkowienia ...]

Data publikacji : 10.06.2005
Data modyfikacji : 13.06.2005

Poprzedni Strona
Następny Strona