

**Edyta Ropuszyńska-Surma**

Politechnika Wroclawska

**Urszula Ropuszyńska-Hanuza**

Fortum Power and Heat Polska sp. z o.o.

---

**KLIENCI USŁUG SIECIOWYCH W ENERGETYCE**

---

**Streszczenie:** W artykule omówiono warunki funkcjonowania spółek zajmujących się dystrybucją energii elektrycznej w kontekście zapewnienia jakości dostaw energii elektrycznej i ciepła. Wskazano efekty dostarczania energii elektrycznej i ciepła w warunkach lokalnego monopolu naturalnego. Opisano przesłanki i kierunki zmian w kierunku poprawy konkurencyjności, dbałości o klienta w warunkach monopolu, ale przede wszystkim zapewnienia jakości, a szczególnie tzw. jakości handlowej. Krótko scharakteryzowano standardy jakości w myśl obowiązujących regulacji prawnych oraz oczekiwania klientów. Zauważono, że w Polsce brakuje systematycznie prowadzonych badań dotyczących oczekiwań odbiorców końcowych. Pokazano również obszary dotyczące jakości obsługi klientów w obowiązujących systemach ISO 9001 w wybranej spółce ciepłowniczej.

**Słowa kluczowe:** monopol naturalny, serwis konsumencki, operator systemu dystrybucyjnego, klient końcowy, program zgodności.

## 1. Wstęp

Sektor energetyczny w ostatnich latach przeszedł istotne zmiany w kierunku wprowadzenia konkurencji i rozwiązań prokonsumenckich. Istotnym problemem w warunkach ciągłego procesu zmian obowiązujących regulacji prawnych jest jakość obsługi klientów, a tym samym uwzględnianie ich potrzeb. Czy w warunkach monopolu naturalnego przedsiębiorstwa dystrybucji energii wdrażają i certyfikują systemy jakości i czy uwzględniają potrzeby klienta? Celem artykułu jest próba odpowiedzi na powyższe pytanie oraz zaproponowanie zmian w systemie zarządzania jakością ISO 9001, w którym zostałyby uwzględnione potrzeby odbiorcy końcowego.

Przedmiotami analizy są dwa podsektory dystrybucji energii, tj.: ciepła i energii elektrycznej. Na podstawie stanu istniejącego podjęto próbę wskazania różnic w podejściu do klienta końcowego w obu sektorach. Odniesiono się do norm ISO 9001 i zakresu stosowania ich na przykładzie dwóch podmiotów reprezentujących ww. podsektory. Ze względu na takie same regulacje prawne w odniesieniu do podmiotów dystrybucji energii elektrycznej i ciepła można przyjąć, że wskazana charakterystyka i poruszane problemy są typowe dla innych podmiotów charakteryzowanych

podsektorów. Wprawdzie do obu podsektorów odnosi się ta sama ustawa *Prawo energetyczne*, jednak ze względu na inną specyfikę techniczną produktów (ciepła i energii elektrycznej) i inne rozwiązania techniczne w zakresie wytwarzania, przesyłu i dystrybucji wskazano również różnice w podejściu do problemu jakości obsługi odbiorcy końcowego. W artykule zostaną wskazane błędy w identyfikacji potrzeb klientów oraz zaproponowane pewne rozwiązania proceduralne, które winny być uwzględnione w systemie zarządzania jakością.

## 2. Monopol naturalny

W ekonomii, zgodnie z klasyfikacją form rynku według kryterium podmiotowego dostawców, jedną z wyróżnianych struktur jest monopol. W przypadku, gdy został on ukształtowany samoistnie przez grę konkurencyjną i posiadaną przewagę przez któryś z podmiotów, mówi się o tzw. monopolu naturalnym<sup>1</sup>. W światowych systemach gospodarczych występują monopole, jednak w większości przypadków są to monopole państwowe. W przypadku sektorów tzw. sieciowych, do których zaliczane są przesył i dystrybucja m.in. energii elektrycznej i ciepła, kluczową przesłanką postrzegania ich jako monopolu naturalnego są korzyści skali produkcji [Jeżowski 1999, s. 31].

Wielu ekonomistów wskazuje, że przesył i dystrybucja energii elektrycznej czy ciepła jest przykładem monopolu naturalnego. Przyjęte założenie stało się podstawą regulacji prawnych w tych podsektorach. W celu świadczenia usługi dystrybucji niezbędny jest majątek sieciowy wraz z odpowiednim systemem pomiarowo-rozliczeniowym i monitorującym, które zapewnią ciągłość dostaw. Konieczna jest również baza danych o użytkownikach systemu, co jest jedną z przesłanek istnienia monopolu naturalnego. Parametry energii muszą spełniać określone wymogi techniczne, co umożliwia jej przepływ i pracę podłączonych do sieci urządzeń. Dlatego powszechnie stosowanym rozwiązaniem jest koncesjonowanie działalności dystrybucyjnej w celu powierzenia pełnienia tej funkcji podmiotom, które mają potencjał, aby spełnić te warunki. Geograficzny zakres dystrybucji energii jest wyznaczony przez warunki techniczne, a jego granica wyznaczona jest punktami pomiarowo-rozliczeniowymi. Im więcej odbiorców podłączonych jest do sieci dystrybucyjnej, tym jednostkowy koszt dostawy jest niższy. Związane z działalnością dystrybucyjną inwestycje sieciowe są stosunkowo kapitałochłonne, co powoduje wysokie koszty stałe w krótkim okresie. Kolejnym problemem jest dublowanie kabli i innych urządzeń oraz związane z tym koszty wykupu terenu pod zabudowę i zmiana warunków zagospodarowania przestrzennego. Już na podstawie tej krótkiej charakterystyki widać, że działalność polegająca na dystrybucji energii elektrycznej lub ciepła ma cechy monopolu naturalnego.

Doświadczenia dotyczące wydzielenia działalności sieciowej, prywatyzacja przedsiębiorstw lub/i podział ich na mniejsze podmioty, najczęściej o zasięgu lokalnym, doprowadziły do powstania tzw. lokalnych monopolii naturalnych. Nie zmieniło to sytuacji konsumentów, a jakość świadczonych usług nadal jest problemem.

---

<sup>1</sup> Więcej na ten temat można znaleźć np. w [Jeżowski 1999; Kay 1996, s. 160-163].

Z punktu widzenia analizy ekonomicznej i przytoczonych argumentów trudno jednoznacznie wartościować, czy monopol naturalny jest niepożądaną strukturą rynku z punktu widzenia interesów konsumenta. Pewne pozytywne aspekty monopolu dostrzega J.A. Schumpeter [1960]. Jednak w większości podręczników ekonomii [Begg, Fischer, Dornbusch 2007, s. 250-255, 550-575; Czarny 2000, s. 210-213; Czarny, Nojszewska 1997, s. 144-156; Klimczak 2007, s. 293-298, 445-448; Samuelson, Marks 1998, s. 126-136, 476-478, 599-601; Stigler 1993] wskazuje się na niekorzystną sytuację konsumentów wynikającą z istnienia monopolu, np.: obniżenie jakości świadczonych usług, ograniczenie liczby dostarczanych produktów czy też świadczonych usług, zawyżanie ceny, stosowanie dyskryminacji cenowej, przejmowanie tzw. nadwyżki konsumenta przez monopolistę oraz subsydiowanie krzyżowe.

### 3. Uwarunkowania w sektorze elektroenergetycznym

#### 3.1. Zmiany w sektorze energetycznym

W połowie lat 80. m.in. w Wielkiej Brytanii, Niemczech i USA, a w Polsce w połowie lat 90. XX wieku zaczęto wprowadzać istotne zmiany w kierunku liberalizacji sektora energetycznego. Oddzielenie wytwarzania od przesyłu, dystrybucji i obrotu umożliwiło wprowadzenie konkurencji w podsektorach wytwarzania i obrotu (handlu). Energię elektryczną, gaz i ciepło zaczęto traktować jak każdy inny towar, który zaspokaja potrzeby odbiorców, a więc powinien spełniać, oprócz wymaganych parametrów technicznych, również dodatkowe wymagania.

W elektroenergetyce wprowadzono wiele rozwiązań w kierunku liberalizacji, jednak z punktu rozpatrywanego w artykule problemu – jakości świadczonych usług dystrybucji energii elektrycznej – należy wspomnieć tylko o kilku, tj.: wprowadzeniu zasady TPA, powołaniu niezależnego regulatora, regulacjach dotyczących taryfowania za dystrybucję energii elektrycznej oraz wydzieleniu Operatora Systemu Dystrybucyjnego (OSD).

Kluczową kwestią jest powołanie na mocy ustawy *Prawo energetyczne* tzw. niezależnego regulatora, którym jest prezes URE. W ustawie określono jego obowiązki oraz uprawnienia związane z kontrolą jakości obsługi odbiorców.

W celu rozwoju konkurencji w zakresie obrotu energią elektryczną wprowadzono tzw. **zasadę TPA**<sup>2</sup> (*Third Part Access*), czyli prawo wyboru sprzedawcy. Warun-

---

<sup>2</sup> W Polsce zasada TPA była wprowadzana zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 6 sierpnia 1998 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez poszczególne grupy odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych, DzU 1998 nr 107, poz. 671.

Od 1 lipca 2007 r. każdy odbiorca ma prawo wyboru dostawcy i ww. rozporządzenie nie jest już aktualne, natomiast zapis zapewniający swobodę wyboru sprzedawcy przez każdego odbiorcę jest zawarte w ustawie *Prawo energetyczne* w art. 4j ust. 1 [DzU 2006 nr 89, poz. 625].

kiem jej realizacji było oddzielenie fizycznego przepływu prądu od wirtualnego handlu. To OSD jest odpowiedzialny za umożliwienie zmiany sprzedawcy energii elektrycznej. Możliwość zmiany sprzedawcy oraz przebieg tego procesu wpływają na jakość handlową dostawy energii elektrycznej.

W obrocie energią elektryczną możliwe jest indywidualne negocjowanie stawek za energię elektryczną. Możliwe są również rozliczenia między stronami umowy za świadczenie usługi przyłączenia do sieci oraz przesyłu i dystrybucji na podstawie taryfy zatwierdzonej przez prezesa URE. Rozporządzenie taryfowe definiuje składniki kosztowe, które są podstawą wyliczenia poszczególnych składowych taryf [Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2007 r....]. W algorytmie uwzględnia się tylko tzw. koszty uzasadnione, które zdefiniowano w ustawie *Prawo energetyczne* w art. 3 ust. 21 [Ustawa *Prawo energetyczne*...]. W taryfie nie są uwzględniane dodatkowe koszty doskonalenia jakości obsługi klientów. Ustawodawca przez zdefiniowanie odpowiednich algorytmów wyliczania opłat stałych i zmiennych w taryfach chce zagwarantować jednolity system zapewnienia jakości dostarczanej energii w ujęciu parametrów technicznych. Ze względu na zastosowanie formuły ceny maksymalnej w taryfach mało prawdopodobne jest wprowadzanie dodatkowych rozwiązań przez przedsiębiorstwa dystrybucji energii elektrycznej na rzecz poprawy jakości obsługi klientów. Za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców w rozporządzeniu taryfowym wskazano wytyczne do wyliczenia bonifikat i upustów. Wprawdzie wprowadzono taryfikację w celu ochrony konsumentów, ale może to prowadzić do zmniejszenia motywacji do poprawy jakości obsługi odbiorców, tym bardziej że nałożona presja na obniżanie kosztów również może przełożyć się na obniżenie jakości technicznej.

Przesłanką powołania OSD było zapewnienie warunków do rozwoju konkurencji w handlu energią elektryczną, polegające na oddzieleniu usług świadczonych przez monopol naturalny (tj. usług dystrybucji oraz towarzyszących im usług sieciowych) od obrotu energią elektryczną tak, aby każdy dostawca energii elektrycznej miał prawo korzystania z infrastruktury sieciowej na takich samych warunkach. *De facto* OSD ma zapewnić niedyskryminujący nikogo dostęp do sieci na takich samych zasadach. W Polsce przyjęto docelowo model wydzielenia własnościowego OSD<sup>3</sup>. W okresie 2007-2008 przeprowadzono wydzielenie własnościowe podmiotów zajmujących się obrotem energią elektryczną od świadczenia usług dystrybucyjnych (*ownership unbundling*). W Polsce OSD jest również właścicielem majątku sieciowego i monopolistą naturalnym o zasięgu lokalnym.

---

<sup>3</sup> W państwach UE wykształciły się cztery modele wydzielenia OSD: księgowo, zarządcze, organizacyjne, własnościowe, prawne. Zgodnie z art. 15 dyrektywy 2003/54/WE w przypadku, gdy OSD jest częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego, powinien być on niezależny przynajmniej pod względem formy prawnej, organizacji i podejmowania decyzji o innych działalnościach niezwiązanych z dystrybucją.

### 3.2. Odbiorcy energii elektrycznej

Odbiorcą energii elektrycznej jest każdy podmiot, który pobiera energię elektryczną na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym, tzw. zaś odbiorcą końcowym – podmiot kupujący energię na własny użytek, np. gospodarstwa domowe [Ustawa *Prawo energetyczne...* art. 3 ust. 13 i 13a]. Istotnymi grupami odbiorców usług dostawy energii elektrycznej są przedsiębiorstwa energetyczne, następnie tzw. wielcy odbiorcy (są to grupy taryfowe A i B) oraz podmioty użyteczności publicznej (szpitale, gminy), zwane również odbiorcami instytucjonalnymi. Każda z tych grup ma podobne oczekiwania w zakresie dostawy energii elektrycznej, jednak konsekwencje niedotrzymania parametrów jakościowych lub przerwania dostawy są dla nich inne. Zarówno urządzenia przemysłowe, jak i coraz liczniej stosowany sprzęt elektroniczny w gospodarstwach domowych są wrażliwe na zmiany napięcia. Są grupy odbiorców, dla których istotniejsza jest niezawodność dostaw niż cena energii elektrycznej. Badania prowadzone w Szwecji [Carlsson, Martinson 2007] oraz Norwegii i USA [Layten, Moeltner 2005] pokazały, że są oni skłonni zapłacić więcej, pod warunkiem zagwarantowania im bezpieczeństwa dostaw. Celem badań było oszacowanie skłonności do płacenia (*Willinness to Pay* – WTP) za zapewnienie ciągłości i niezawodności dostaw energii elektrycznej. Wyniki badań przeprowadzonych w Szwecji w 1992 i 2004 r. pokazały, że klienci wymieniają następujące niedogodności związane z niedostarczeniem prądu [Carlsson, Martinson 2007]: spadek temperatury wewnętrznej w pomieszczeniach, niedziałanie chłodziarek i zamrażarek, brak możliwości przygotowania posiłków oraz brak oświetlenia. W dalszej kolejności wymieniano: niemożność pracy z komputerem i zwiększenie prawdopodobieństwa nieszczęśliwych wypadków. W Polsce wprawdzie nie przeprowadzono tego rodzaju badań, jednak można przypuszczać, że wymieniane efekty negatywne będą podobne, chociaż powinny zostać zweryfikowane, ponieważ są zależne od rodzaju używanego sprzętu. Wydaje się, że w Polsce efekt „spadku temperatury wewnętrznej” nie będzie aż tak istotny, ponieważ udział ogrzewania elektrycznego jest mniejszy niż w Europie Zachodniej, a szczególnie w państwach, w których jest energetyka jądrowa (np. Szwecja). Większość z wymienionych efektów negatywnych można zaliczyć do sfery niematerialnej. Wprawdzie związane są one z jakością życia, jednak ich wycena jest stosunkowo trudna, a więc trudno je uwzględnić w taryfach.

Badania szwedzkie pokazują również, że inna jest skłonność do płacenia za energię w zależności od wieku, płci, miejsca zamieszkania lub dochodów klientów. Wskaźnik WTP przyjmuje wartości dwukrotnie wyższe w przypadku wyłączeń nieplanowanych w porównaniu z wyłączeniami planowanymi. Inną grupę tworzą klienci, którzy godzą się na planowe i nieplanowe przerwy w dostawach w zamian za obniżenie ceny energii elektrycznej.

Można więc dokonać podziału odbiorców ze względu na wskaźnik WTP, co powinno znaleźć odzwierciedlenie w planowaniu jakości obsługi odbiorców. Innym

kryterium podziału odbiorców energii elektrycznej może być również rodzaj zaspokajanej potrzeby (oświetlenie, ogrzewanie, napęd maszyn i urządzeń itp.) [Ropuszyńska-Surma 1999].

W zakresie dystrybucji energii elektrycznej segmentację odbiorców przeprowadza się ze względu na parametry techniczne (wielkość pobieranej mocy, napięcie zasilania, strefy czasowe), które są podstawą kształtowania taryf. W praktyce nie uwzględnia się innych kryteriów<sup>4</sup>. Podział ten jest zgodny z obowiązującą ustawą *Prawo energetyczne* [DzU 2006 nr 89, poz. 625] i rozporządzeniem taryfowym [Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2007 r. ...].

### 3.3. Jakość dostaw energii elektrycznej

Pojęcie „jakość dostaw energii” jest tożsame z określeniem „jakość usługi” dostawy energii elektrycznej. Proponuje się jego dekompozycję na następujące składowe [Głowacki i in. 2009, s. 15-72]:

(A) jakość handlowa, czyli relacje między dostawcą i użytkownikiem energii elektrycznej (w tym odbiorcą końcowym);

(B) jakość napięcia;

(C) jakość ciągłości dostaw.

Jakość napięcia i jakość ciągłości dostaw wchodzi w skład tzw. jakości technicznej. Jednak przekazywanie informacji odbiorcom w zakresie przerw w dostawie lub jakości napięcia stanowią składowe jakości handlowej, chociaż bezpośrednio wynikają one ze spełnienia standardów jakości technicznej (zob. tab. 1).

W raporcie [Głowacki i in. 2009, s. 73-89] wyróżniono dodatkowo kategorię „ekstremalnie niesprzyjające warunki pogodowe”, którą należy traktować jako czynnik zewnętrzny, losowy wpływający na jakość dostaw energii elektrycznej, jednak nie w każdym państwie jest on przesłanką do naliczania odszkodowań dla odbiorców. W Polsce np. przedsiębiorstwo dystrybucyjne nie ponosi żadnych konsekwencji finansowych wobec klientów, jeżeli przyczyną niespełnienia standardów jakości są „ekstremalnie niesprzyjające warunki pogodowe”.

Do pomiaru i oceny jakości handlowej dostaw energii elektrycznej służą standardy i zalecenia. Standardy dotyczą zazwyczaj ogólnych zasad świadczenia przez przedsiębiorstwo usług dostawy energii (standardy ogólne) lub też dotyczą usług świadczonych poszczególnym odbiorcom (tzw. standardy gwarantowane). Niedotrzymanie gwarantowanych standardów dostawy zazwyczaj obwarowane jest płatnościami zwrotnymi na rzecz odbiorcy. Wynikają one z Rozporządzenia Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Standardy dotyczą takich kwestii, jak: czas przy-

---

<sup>4</sup> Niektóre spółki zajmujące się obrotem dla grupy odbiorców domowych (grupa taryfowa G) w taryfach dotyczących obrotu energią elektryczną wprowadzały taryfy np. weekendowe, ale ten rodzaj taryf nie jest przedmiotem tego artykułu.

**Tabela 1.** Klasyfikacja badanych standardów w krajach europejskich w zakresie jakości handlowej dostaw energii

Grupy standardów	Standardy	Czy standardy są publikowane w Polsce
Przyłączenia do sieci	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) czas wydania warunków przyłączenia do sieci</li> <li>2) czas oszacowania kosztów przyłączenia i zawarcia umowy przyłączeniowej dla przyłączeń niewymagających rozbudowy sieci</li> <li>3) czas przyłączenia do sieci niskiego napięcia po zawarciu umowy przyłączeniowej</li> <li>4) czas od podpisania umowy na dostawę energii do rozpoczęcia dostaw</li> </ol>	W Polsce nie są publikowane. Obowiązujące przepisy umożliwiają ich publikację
Zapytań, skarg i reklamacji	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) czas odpowiedzi na zapytanie odbiorcy w formie pisemnej</li> <li>2) czas odpowiedzi OSD na pisemne skargi odbiorcy</li> <li>3) czas odpowiedzi na zapytanie odbiorcy w sprawach cen i płatności</li> <li>4) czas odpowiedzi sprzedawcy usługi kompleksowej na pisemne skargi odbiorcy</li> <li>5) punktualność umówionych spotkań z odbiorcą</li> </ol>	Nie są publikowane; zgodnie z rozporządzeniem w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego przedsiębiorstwo energetyczne nieodpłatnie udziela informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf i rozpatruje wnioski lub reklamacje odbiorcy w sprawie rozliczeń, a także udziela odpowiedzi, nie później niż w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji – chyba że w umowie między stronami określono inny termin
Pomiarów energii i rozliczeń	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) czas sprawdzenia układu pomiarowego od zgłoszenia reklamacji</li> <li>2) liczba odczytów rocznie dokonywanych przez operatorów</li> <li>3) czas przywrócenia dostawy po wyłączeniu za długi</li> <li>4) czas od wezwania do zapłaty do wyłączenia odbiorcy za długi, liczony w dniach</li> </ol>	Nie mierzy się standardu nr 4, pozostałe są mierzone i publikowane.
Napięcia	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) czas odpowiedzi na skargi dotyczące jakości napięcia</li> </ol>	Przepisy w Polsce umożliwiają pomiar i publikację tych standardów, jednak nie są one publikowane
Ciągłości dostaw	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) czas na powiadomienie odbiorcy o planowanej przerwie w dostawie energii</li> <li>2) czas od awaryjnego wyłączenia do przywrócenia dostawy</li> </ol>	Przepisy w Polsce umożliwiają pomiar i publikację tych standardów, jednak nie są one publikowane

Źródło: opracowanie własne na podstawie [Głowacki i in. 2009, s. 15-72; Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r..., 9, §40-§43].

wrócenia dostawy, układy pomiarowe, tryb odczytywania liczników, fakturowanie i przekazywanie informacji o dostawach, sposób załatwiania spraw zgłaszanych telefonicznie, rozpatrywanie skarg odbiorców, świadczenie usług specjalnych i inne.

Jakość napięcia jest zdefiniowana w obowiązującej w Polsce normie PN-EN 50160:2008 *Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach rozdzielczych*, w której wymienia się główne parametry napięcia w sieciach niskiego i średniego napięcia w normalnych warunkach operacyjnych. Parametrami tymi są: częstotliwość, poziom i zmienność napięcia, nagłe jego spadki, okresowe lub przejściowe zwwyżki napięcia oraz wyższe harmoniczne napięcia. W rozporządzeniu [Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r...] w §38 i §39 określono parametry i dozwolone odchylenia w tym zakresie.

W Polsce standardy jakości handlowej są określone przez regulatora, tj. prezesa URE oraz ministra gospodarki. Na jakość energii elektrycznej wpływają przede wszystkim warunki techniczne i stabilność funkcjonowania systemu elektroenergetycznego jako całości. Jednak odbiorcy energii elektrycznej oczekują również spełnienia innych kryteriów jakości handlowej, do których, oprócz już wspomnianych, należą:

- czytelność zawieranych umów,
- czytelność taryf,
- rozliczenia na podstawie pobranej energii, a nie wielkości prognozowanych,
- udostępnianie informacji w zakresie potencjalnych zakłóceń w dostawie energii,
- możliwość pozyskania dodatkowych informacji na temat użytkowania energii w zakresie: energooszczędności, polecanego sprzętu, doradztwa i audytów, instalacji, urządzeń pomiarowych itp.,
- sprawna i nieobciążona dodatkowymi kosztami możliwość zmiany sprzedawcy.

Należy podkreślić, że jakość dostaw energii elektrycznej nie zależy tylko od działań podjętych po stronie dostawcy, a więc OSD, ale również od działań po stronie odbiorcy. Dlatego istotne jest poznanie preferencji konsumentów, komunikowanie się z nimi zrozumiałym językiem oraz wykreowanie relacji dostawca–odbiorca, które mogłyby być realizowane w systemach zarządzania jakością, choćby ISO 9001. Współpraca i kreowanie relacji między klientem a spółką dystrybucyjną wydają się kolejnym kierunkiem w etapie transformacji sektora energetycznego w Polsce.

### 3.4. Zadania spółek dystrybucyjnych

W myśl art. 14 dyrektywy 2003/54/WE zostały dokładnie zdefiniowane zadania OSD, do których należą: utrzymanie bezpiecznego, niezawodnego i wydajnego systemu dystrybucji energii elektrycznej na swoim obszarze z należyтым poszanowaniem środowiska i planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej [Dyrektywa 2003/54/WE...] oraz dostarczanie użytkownikom systemu informacji koniecznych dla za-



pewnienia im wydajnego dostępu do systemu. OSD, w myśl ustawy *Prawo energetyczne*, jest odpowiedzialny za m.in. [Ustawa *Prawo energetyczne...*, art. 3, ust. 25; art. 9c, ust. 3]: ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu oraz eksploatację. Stan utrzymania urządzeń, instalacji i sieci ma zapewnić ciągłość i niezawodność dostaw, przy utrzymaniu obowiązujących wymagań jakościowych [Ustawa *Prawo energetyczne...*, art. 4, ust. 1; art. 9c, ust. 3]. W zakresie przeciwdziałania powstaniu zjawiska asymetrii informacji ustawa zobowiązuje OSD do równoprawnego traktowania zarówno odbiorców, jak i sprzedawców energii [Ustawa *Prawo energetyczne...*, art. 4, ust. 2; art. 9c, ust. 3] i do ochrony zasobów informacyjnych, w tym dotyczących informacji handlowych. Udostępniane informacje, a więc też powiązane z zapewnieniem jakości dostawy energii elektrycznej, dotyczą warunków świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz warunków niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci [Ustawa *Prawo energetyczne...*, art. 4, ust. 2; art. 9c, ust. 3 pkt 9]. Dokładne wymagania w zakresie jakości świadczonych usług i wymagań dotyczących standardów jakości dostarczanej energii określono w rozporządzeniu Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (por. pkt 3.3 i tab. 1).

Wprawdzie spółki dystrybucyjne (OSD) mają wdrożone systemy zarządzania jakością ISO 9001, np. Łódzki Zakład Energetyczny SA czy też wrocławska EnergiaPro, jednak jak wynika z informacji pozyskanych z EnergiaPro Grupa Tauron SA, od dwóch lat przedsiębiorstwo nie certyfikuje systemu, ponieważ nie stosuje już podejścia procesowego, lecz wymagane przepisami prawa spełnienie standardów technicznych. W sytuacji naturalnego monopolu ustawodawca zobowiązał OSD do opracowania i wdrożenia przed 1 lipca 2007 r. tzw. programu zgodności, co ma zapewnić niedyskryminacyjne traktowanie użytkowników systemu dystrybucyjnego [Ustawa *Prawo energetyczne...*, art. 9c]. Programy zgodności zostały opracowane i wdrożone na podstawie art. 9d ust. 4 ustawy [Ustawa *Prawo energetyczne...*]. Program zgodności obejmuje działania w zakresie następujących obszarów [*Program...* 2007, pkt 1.3.5, s. 9]: kontaktów z użytkownikami systemu, usług przyłączenia, usług dystrybucyjnych i zmiany sprzedawcy, udzielania informacji użytkownikom systemu i realizacji reklamacji, przestrzegania poufności tzw. sensytywnych informacji handlowych, udostępniania informacji.

Zatem zgodnie z obowiązującymi regulacjami prawnymi spółki dystrybucji energii elektrycznej nie mają przesłanek do większej dbałości o klienta, niż przewidział ustawodawca. Cały tego ciężar został przeniesiony z przedsiębiorstwa na ustawodawcę, co jest bardzo komfortową sytuacją dla OSD. Nie jest to jednakże korzystne dla klienta usług dystrybucyjnych, a w Polsce nie są nawet mierzone wszystkie parametry jakości dostawy energii elektrycznej, które zostały przyjęte jako standardy w innych państwach europejskich. Z kolei *Programy zgodności* mogą funkcjonować w systemach zarządzania jakością zgodnych z ISO 9001.

## 4. Charakterystyka rynku ciepła

Rynek ciepła jest rynkiem zaopatrzenia odbiorców w ciepło. Sektor ten charakteryzuje się znaczną liczbą przedsiębiorstw rozproszonych geograficznie po całym kraju i mocno zróżnicowanych. To zróżnicowanie wynika z zakresu i rodzaju działalności. Podmioty gospodarcze zajmujące się zaopatrzeniem w ciepło charakteryzują się specyficzną strukturą, która należy do jednej z sześciu zasadniczych grup:

1) samodzielni wytwórcy ciepła: przedsiębiorstwa produkujące ciepło w postaci wody gorącej lub pary, a następnie sprzedające ciepło do sieci ciepłowniczych przedsiębiorstw zajmujących się przesyłem i dystrybucją; są to w większości elektrociepłownie i ciepłownie przemysłowe produkujące ciepło na potrzeby przemysłu (małe, średnie i duże jednostki przemysłowe i usługowe),

2) przedsiębiorstwa elektroenergetyki zawodowej zajmujące się wytwarzaniem i dystrybucją energii elektrycznej, a wytwarzające ciepło w skojarzeniu i sprzedające je ciepłowniczym przedsiębiorstwom dystrybucyjnym,

3) przedsiębiorstwa kupujące ciepło od wytwórców i świadczące usługi w zakresie przesyłu i dystrybucji ciepła do odbiorców,

4) przedsiębiorstwa wytwarzające ciepło we własnym zakresie, jak również kupujące je u wytwórców, a następnie świadczące usługi przesyłu i dystrybucji całego ciepła do odbiorców,

5) kotłownie lokalne, produkujące ciepło na potrzeby jednego lub kilku obiektów,

6) indywidualne ogrzewania: piecowe lub centralne dla jednego mieszkania nazywane ogrzewaniem etażowym.

W dużych miastach dominuje ciepłownictwo sieciowe, a więc przedsiębiorstwa świadczące usługi przesyłu i dystrybucji, kupujące ciepło od wytwórców, a także wytwarzające ciepło we własnym zakresie. Są to tzw. przedsiębiorstwa ciepłownictwa zawodowego. Przedsiębiorstwa te działają na rynku lokalnym i ich przychody zależą od wielkości sprzedaży ciepła i jego ceny. Cena ciepła została objęta zasadami określonymi w *Prawie energetycznym*. Zgodnie z zapisami tej ustawy przedsiębiorstwo energetyczne ustala cenę, stosując zasady kalkulacji taryf dla ciepła. Podstawą do kalkulacji są koszty uzasadnione dla prowadzonej działalności ciepłowniczej. Przepisy taryfowe ograniczają elastyczne podejście do kalkulacji cen i uniemożliwiają generowanie dochodów (zysku) na oczekiwanym poziomie. Ceny za ciepło nie zostały uwolnione, co oznacza, że nadal są zatwierdzane przez państwowego regulatora, jakim jest URE.

Równocześnie nie można pominąć faktu, że w ostatnim dziesięcioleciu nastąpiło znaczne kurczenie się wielkości rynku ciepła sieciowego. Na podstawie wieloletnich badań można stwierdzić, że w statystycznym przedsiębiorstwie ciepłowniczym wartość spadku mocy zamówionej oceniana jest średnio na poziomie ok. 35% w okresie od 1996 do 2006 r. [Regulski 2006b, s. 5]. Było to wynikiem likwidacji podmiotów przemysłowych, racjonalizacji zużycia ciepła, termomodernizacji obiektów, odpły-

wu odbiorców ciepła wskutek wprowadzenia sztywnych taryf, a przede wszystkim wskutek agresywnego marketingu producentów nowoczesnych kotłów i dostępności gazu i oleju opałowego. Obecnie obserwuje się powolny wzrost mocy zamówionej dzięki intensywnym działaniom marketingowym w kierunku pozyskiwania nowych odbiorców ciepła oraz rozszerzenia oferty usług. Szczególnie działania te są widoczne w dużych miastach.

W 2007 r. Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie (IGCP) rozpoczęła prace nad Programem promocji ciepła systemowego. Program zakłada długookresowe kształtowanie pozytywnego wizerunku i znajomości marki, jaką jest ciepło systemowe. Budowanie przewagi konkurencyjnej na podstawie nowoczesnych standardów usług i obsługi klienta oraz promocja i propagowanie wysokiej jakości usług to zasadniczy cel programu. Aktualnie do programu przystąpiło 80 przedsiębiorstw ciepłowniczych spośród 280 zrzeszonych w IGCP, co stanowi 28% przedsiębiorstw. Dla porównania certyfikaty jakości potwierdzające zgodność systemu zarządzania z normą ISO 9001 ma ok. 12% przedsiębiorstw zrzeszonych w IGCP.

#### 4.1. System zaopatrzenia w ciepło

Dostawa ciepła do odbiorców odbywa się przez system ciepłowniczy składający się z źródła ciepła, sieci ciepłowniczej (sieć przewodów i urządzeń pomocniczych) transportującej wodę gorącą lub parę oraz węzłów cieplnych. System zaopatrzenia odbiorców w ciepło tworzy kompleks wzajemnie powiązanych odbiorców, różniących się charakterem i wielkością zapotrzebowania ciepła. Ciepło dostarczane do odbiorców pokrywa potrzeby w zakresie ogrzewania, ciepłej wody użytkowej oraz wentylacji, a w niewielkim stopniu potrzeby technologiczne. Zapotrzebowanie ciepła na centralne ogrzewanie jest zależne od charakteru odbiorcy i materiałów, z jakich wykonany jest ogrzewany obiekt, i temperatury zewnętrznej. Natomiast zużycie ciepła na przygotowanie ciepłej wody użytkowej zależy od kultury osobistej i zmienia się w ciągu tygodnia i doby. W węzłach cieplnych następuje zmiana parametrów wody gorącej i jej dostosowanie do wymagań i potrzeb odbiorców, a także pomiar zużytego ciepła. Węzeł jest granicą własności i eksploatacji urządzeń przez przedsiębiorstwo ciepłownicze.

#### 4.2. Klienci rynku ciepła

Klienci przedsiębiorstw ciepłowniczych to odbiorcy ciepła. Definicja klienta zawarta w art. 3 pkt 13 Ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. *Prawo energetyczne* jest analogiczna jak na rynku energii elektrycznej. Według tej definicji, klientem jest strona umowy sprzedaży ciepła lub umowy o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji ciepła. Między odbiorcami ciepła a przedsiębiorstwem ciepłowniczym powstaje zobowiązanie cywilnoprawne, a wzajemne relacje zależą od zakresu działalności przedsiębiorstwa i od miejsca dostarczania ciepła. Przedsiębiorstwa ciepłownicze

dokonyują rozliczeń z odbiorcami na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych, które są najczęściej montowane w węzłach cieplnych. W przypadku domów wielolokalowych umowy na dostawę ciepła zawierane są przez właścicieli lub zarządców budynków, a nie przez użytkowników poszczególnych mieszkań, czyli konsumentów końcowych<sup>5</sup>. A zatem mieszkańcy budynków wielorodzinnych nie są odbiorcami ciepła w rozumieniu ustawy *Prawo energetyczne*.

Właściciele lub zarządcy budynków mają obowiązek rozliczania kosztów zgodnie z zasadami określonymi w art. 45a ustawy *Prawo energetyczne*. Otrzymali oni dość dużą swobodę w doborze metody rozliczeń kosztów. Metodą często stosowaną jest wprowadzenie wewnętrznego regulaminu rozliczeń, a najczęściej stosowaną metodą jest system zaliczkowy. Powoduje on wystąpienie znacznych rozbieżności pomiędzy cenami i stawkami opłat stosowanymi przez przedsiębiorstwa ciepłownicze a opłatami ponoszonymi przez indywidualnych konsumentów ciepła.

Przedsiębiorstwo ciepłownicze we Wrocławiu zaopatruje w ciepło 62% mieszkańców miasta, a 56,9% mocy zamówionej odbierane jest przez budownictwo wielorodzinne. Odbiorcy indywidualni są rozproszeni i pobierają znikomy procent ciepła w stosunku do ilości sprzedawanej przez spółkę dystrybucji ciepła. Nie są więc oni podmiotem szczególnej dbałości przedsiębiorstw ciepłowniczych, pomimo że ok. 1000 umów spośród ok. 4000 ogólnej ich liczby jest zawartych z indywidualnymi odbiorcami.

## 5. Klienci w systemach zarządzania

### 5.1. System zarządzania jakością w przedsiębiorstwie ciepłowniczym na przykładzie Wrocławia

Wdrażając system zarządzania, zgodnie ze standardem normy ISO 9001 przyjęto, że wszystkie realizowane działania są procesami. A zatem procesy zachodzące w spółce to łańcuch działań wzajemnie powiązanych lub wzajemnie ze sobą oddziałujących. Procesy te służą osiągnięciu celów, jakie stawia sobie spółka, przy jednoczesnej minimalizacji kosztów funkcjonowania tych procesów. Nadzór nad przebiegiem procesów wraz z określeniem odpowiedzialności, kontrolowaniem parametrów, mierników i monitorowaniem nazwano zarządzaniem procesami. Jego stosowanie jest jednym z kluczowych elementów składających się na wdrożony, utrzymywany i funkcjonujący system zarządzania.

---

<sup>5</sup> Jest to zasadnicza różnica między rynkiem ciepła a rynkiem energii elektrycznej. Wprawdzie, zgodnie z prawem, na jednym i drugim rynku klientem jest podmiot zawierający umowę z przedsiębiorstwem dystrybucyjnym, jednak ze względu na rozwiązania techniczne nie zawsze tę umowę zawiera odbiorca końcowy. W efekcie na rynku ciepła odbiorca końcowy ciepła nie jest stroną umowy, a w umowie dystrybucji lub sprzedaży energii elektrycznej odbiorca końcowy jest stroną analogicznej umowy.

Procesy w spółce są zdefiniowane przez jej strukturę organizacyjną, która pozwala zachować ciągłość procesów i umiejscowienie odpowiedzialności. Istotnymi elementami procesów są ich początek i koniec, struktura procesu, dane wejściowe i wyjściowe, dostawcy, klienci i właściciele procesu, jego mierniki, narzędzia pomiaru i oceny, kryteria i metody sterowania procesem oraz jego dokumentacja przebiegu.

## 5.2. Zdefiniowanie procesów i ich powiązań

W celu skutecznego monitorowania procesów zachodzących w organizacji opracowano schemat procesów głównych zachodzących w spółce oraz ich powiązania. Procesy związane z klientami znalazły się w obszarze procesów głównych, które zidentyfikowano jako:

(F) sprzedaż ciepła i procesy związane ze sprzedażą, czyli: przyłączanie nowych odbiorców ciepła, inwestycje i zakupy inwestycyjne, sprzedaż ciepła, obsługa klientów i reklamacje, monitorowanie zadowolenia klientów,

(B) utrzymanie ruchu i nadzór nad systemem ciepłowniczym, czyli: sterowanie systemem ciepłowniczym, eksploatacja sieci i węzłów cieplnych, nadzorowanie wyposażenia do pomiarów i monitorowania, techniczna obsługa klientów.

## 5.3. Badanie satysfakcji klientów i standardy jakościowe obsługi odbiorców ciepła

Badanie satysfakcji odbywa się raz w roku (w grudniu) metodą CSI (*Customer Satisfaction Index*) z wykorzystaniem do tego celu kwestionariusza ankietowego. Ankiety są wysyłane do klientów kluczowych (np. spółdzielni mieszkaniowych, zarządców, instytucji), a nie odbiorców końcowych. Badanie to jest analizowane metodami statystycznymi. Badanie ma charakter poglądowy, a jego wyniki nie są brane pod uwagę w doskonaleniu poszczególnych procesów ze względu na zbyt małą próbkę losową poddaną ankietowaniu.

Standardy jakościowe obsługi odbiorców ciepła określone zostały w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemów ciepłowniczych [DzU 2007 nr 16, poz. 92]. Dotyczą one warunków sprzedaży ciepła i wstrzymywania dostaw ciepła, sposobu załatwiania reklamacji i dostrzymywania terminów załatwiania interwencji, skarg i zażaleń. Przedsiębiorstwa ciepłownicze przestrzegają określonych w rozporządzeniu standardów. Stanowią one również element planów jakości dla firm posiadających certyfikowane systemy zarządzania.

## 5.4. Oczekiwania odbiorców i kryteria sukcesu

Na podstawie danych opracowanych w przeszłości przez MPEC Wrocław wyróżniono następujące oczekiwania odbiorców ciepła, czyli kryteria istotne dla klienta końcowego:

- 1) niska cena;
- 2) jasne i przejrzyste zasady rozliczania;
- 3) niezawodne dostawy ciepła zgodne z potrzebami;
- 4) najwyższa jakość usługi (uprzejmość, terminowość, uczciwość itp.);
- 5) kompleksowość usługi (doradztwo, serwis, racjonalizacja poboru ciepła).

Na podstawie badań benchmarkingowych prowadzonych przez IGCP w ramach projektu „Benchmarking miejskich systemów ciepłowniczych” objętego V ramowym programem pod nazwą „Benchmarking”, której koordynatorem ze strony polskiej jest Krajowa Agencja Poszanowania Energii, uznano, że klient jest najważniejszym elementem rankingu sukcesu z punktu widzenia uczestników rynku [Regulski 2006a]. W tabeli 2 przedstawiono kryteria sukcesu z punktu widzenia uczestników rynku wyselekcjonowane w ramach tych badań przeprowadzonych wśród 10 największych firm ciepłowniczych w Polsce.

**Tabela 2.** Najważniejsze kryteria sukcesu z punktu widzenia uczestników rynku w Polsce

Lp.	Kryterium	Liczba punktów
1	Konkurencyjność, cena usług	83
2	Stabilność, niezawodność, zewnętrzne zależności	83
3	Komfort, niezawodność, bezpieczeństwo dostaw	82
4	Profesjonalizm w działaniu	80
5	Przejrzystość działań ekonomicznych	79
6	Posiadanie certyfikatów ISO i podobnych	76
7	Wizerunek firmy i marka	75
8	Atrakcyjność na rynku pracy	74
9	Profesjonalizm w strategii	70
10	Jakość usług	66

Źródło: [Regulski 2006a, s. 6].

W grudniu każdego roku przedsiębiorstwa ciepłownicze wypełniają ankietę<sup>6</sup> dotyczącą oceny kryteriów i ich spełnienia przez podmioty zrzeszone w Izbie Gospodarczej. Celem prowadzonych badań jest ciągła ocena zewnętrzna i wewnętrzna jakości prowadzonej działalności.

## 6. Propozycje zmian, czyli nowe podejście do klienta końcowego w sektorze usług ciepłowniczych

Biorąc pod uwagę wymagania klientów i analizując kryteria sukcesu, zaproponowano następujące kierunki zmian, które powinny być uwzględnione w systemach ISO 9001 spółek dystrybucji ciepła:

<sup>6</sup> Ankieta jest dostępna na stronie internetowej IGCP.

1. Tworzenie osiedlowych biur obsługi klienta w celu nawiązywania i utrzymywania dobrych relacji przez:

- a) bezpośrednio informowanie klientów o przerwach w dostawie ciepła, remontach, zmianach cen itp.,
- b) reagowanie na interwencje, reklamacje i skargi,
- c) doradzanie i konsultowanie rozwiązań w zakresie zapewnienia warunków komfortu cieplnego,
- d) zbieranie informacji o potrzebach i wymaganiach klientów,
- e) informowanie o zasadach rozliczeń i wyjaśnianie ich oraz dostarczanie informacji technicznych.

2. Wprowadzenie sprawnej dystrybucji przez sprzedaż bezpośrednią, kiedy przedsiębiorstwo sprzedaje usługę odbiorcy końcowemu.

3. Serwis konsumencki – usługi oferowane odbiorcy przed podpisaniem i po podpisaniu umowy sprzedaży ciepła. Jest to usługa oferowana nieprzerwanie przez całą dobę, zapewniająca nieprzerwaną gotowość do natychmiastowego usuwania wszelkich uszkodzeń i usterek na instalacjach służących dostawie ciepła. Dostarczając klientom wszelkich informacji o ciepłe sieciowym w sposób profesjonalny i kompetentny, serwis konsumencki wypełniłby lukę, jaka istnieje między dystrybutorem a klientem końcowym. Ma to wytworzyć przekonanie, że przedsiębiorstwo ciepłownicze troszczy się o swoich klientów oraz tworzy płaszczyznę współpracy. Działalność serwisowa powinna mieć formułę obszernej opieki nad klientem i powinna dotyczyć takich spraw, jak:

- a) dokładne informowanie o kosztach i oszczędnościach,
- b) oferowanie kompletnych pakietów dla instalacji gwarantujących sprawne i szybkie montowanie i niską cenę,
- c) oferowanie usług projektowych,
- d) oferowanie usług konsultingowych w branży instalacyjnej i ciepłowniczej.

Z przedłożonych propozycji widać, że w procesie obsługi klienta powinien zostać zidentyfikowany podproces pn. „Konsumenckie usługi serwisowe”. Pociągnie to za sobą dodatkowe koszty, jednakże serwis będący w dyspozycji klienta tworzy wykładnik wyróżniający przedsiębiorstwo, będąc zarazem istotnym elementem orientacji na klienta w systemie zarządzania jakością.

## 7. Podsumowanie

W świetle wymagań normy ISO 9001 i fundamentalnej idei orientacji na klienta w sytuacji lokalnego monopolu należy stwierdzić, że przedsiębiorstwa energetyczne powinny zarządzać relacjami z klientami i współpracą z nimi.

Konsumenci ciepła w budynkach wielorodzinnych korzystający z ciepła sieciowego są wyłączni z układania dobrych relacji z dostawcą ciepła, gdyż nie są klientami w rozumieniu *Prawa energetycznego*.

Konsumenci energetyki zawodowej korzystający z energii elektrycznej są wprawdzie klientami końcowymi w rozumieniu prawa energetycznego, gdyż mają indywidualne umowy, jednakże operator traktuje ich anonimowo, nawiązując kontakty jedynie w sytuacji wystąpienia problemów z płaceniem rachunków. Uzyskanie informacji od operatora na temat taryfy, ceny, warunków umowy itp. napotyka bariery, głównie związane z czytelnością zapisów dla tzw. przeciętnego odbiorcy, przez stosowanie typowych zapisów zrozumiałych jedynie dla energetyków. Fakt ten świadczy o tym, że klient końcowy nie jest traktowany poważnie na rynku energetycznym w zakresie dystrybucji energii.

Firmy energetyczne mające certyfikaty na zgodność z normą ISO 9001 powinny dążyć do kreowania dobrych relacji z klientami, a także nawiązywać z nimi współpracę, gdyż to bezpośredni konsumenci decydują o biznesie, płacąc za energię odpowiednią cenę. To klient jest fundamentem biznesu, a będąc uczestnikiem monopolu naturalnego, ma prawo do wszelkich informacji, edukacji, sprawnej usługi i serwisu konsumenckiego. Przedsiębiorstwa energetyczne nie widzą potrzeby dbałości o klienta – odbiorcę końcowego. Ponieważ są monopolistami lokalnymi i w podsektorach dystrybucji energii elektrycznej i ciepła, funkcję równoważenia interesów odbiorców i firm energetycznych pełni m.in. prezes URE. Teoretycznie istnieje możliwość zrzeszania się odbiorców końcowych i tym samym wzrostu ich siły przetargowej. Umożliwiłoby to wymuszenie na dostawcy energii uwzględnienia oczekiwań klientów, w tym w systemach ISO.

Wdrożenie i powodzenie nowego podejścia obciąży firmy dodatkowymi kosztami. Nie będą to koszty uzasadnione w świetle Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 9 października 2006 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło [Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 9 października 2006 r...], a także rozporządzenia taryfowego dotyczącego energii elektrycznej. Dlatego orientacja na klienta końcowego będzie wymagała zmian w istniejących regulacjach prawnych.

W odniesieniu do podsektora elektroenergetycznego należy zauważyć, że przedsiębiorstwa powinny określić oczekiwania klientów w zakresie jakości dostawy energii elektrycznej (np. przez oszacowanie wśród różnych grup odbiorców wskaźnika WTP), a następnie uwzględnić je w procedurach systemu ISO 9001.

Rozsądne jest zatem uwzględnienie potrzeb i oczekiwań klienta końcowego w procesie doskonalenia systemów zarządzania jakością w obu podmiotach sektora energetycznego.

## Literatura

- Begg D., Fischer S., Dornbusch R., *Ekonomia*, t. 1, PWE, Warszawa 2007.  
Carlsson F., Martinson P., *Willingness to pay among Swedish household to avoid power outages*, „The Energy Journal IAEE” 2007 vol. 28, no 1.



- Czarny B. (red.), *Podstawy ekonomii*, PWE, Warszawa 2000.
- Czarny E., Nojszewska E., *Mikroekonomia*, PWE, Warszawa 1997.
- Dyrektywa 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. w sprawie wspólnych zasad dla wewnętrznego rynku energii elektrycznej uchylająca dyrektywę 96/92/WE, DzU L 176 z 15.07.2003.
- Głowacki F., Hanzelka Z., Koseda H., Czarnecki B., Wrocławski M., *I Krajowy raport benchmarkingowy nt. jakości dostaw energii elektrycznej do odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Praca zrealizowana w ramach projektu nr 2006/018-180.02.04 finansowanego przez Unie Europejska ze środków Transition Facility PL2006/018-180.02.04 „Wdrażanie konkurencyjnego rynku energii” nr ref. 2006/018-180.02.04.02 – Część B*, Instytut Energetyki Jednostka Badawczo-Rozwojowa Oddział Gdańsk, Warszawa 2009, www.ure.gov.pl, 12.07.2010.
- Jeżowski P., *Restrukturyzacja krajowych monopolii naturalnych w Polsce*, „Gospodarka Narodowa” 1999 nr 4.
- Kay J., *Podstawy sukcesu firmy*, PWE, Warszawa 1996.
- Klimczak B., *Mikroekonomia*, AE, Wrocław 2007.
- Layten D., Moeltner K., *The cost of power outages to heterogenous house-holds*, „Applications of Simulation Methods”, Kluwer Acad. Press, 2005.
- PN-EN ISO 9001:2009 Systemy zarządzania jakością –wymagania, PKN, Warszawa 2009.
- Program określający przedsięwzięcia, jakie należy podjąć przez OSD w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu* (program zgodności), EnergiaPro Koncern Energetyczny SA, Wrocław, 23 maja 2007, wersja 3.
- Regulski B., *Benchmarking europejskich przedsiębiorstw ciepłowniczych*, Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie, 2006a, www.igcp.org.pl, 15.07.2010.
- Regulski B., *Sytuacja ekonomiczna polskich przedsiębiorstw ciepłowniczych na podstawie wieloletnich analiz IGCP*, Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie, 2006b, www.igcp.org.pl, 15.07.2010.
- Ropuszyńska-Surma E., *Strategia cenowa przedsiębiorstw energetycznych w warunkach konkurencji*, „Rynek Energii” 1999 nr 4.
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 6 sierpnia 1998 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez poszczególne grupy odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych, DzU 1998 nr 107, poz. 671.
- Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 15 stycznia 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemów ciepłowniczych, DzU 2007 nr 16, poz. 92.
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, DzU 2007 nr 93, poz. 623 z późn. zm.
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną, DzU 2007 nr 128, poz. 895 z późn. zm.
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 9 października 2006 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło, DzU 2006 nr 193, poz.1423.
- Samuelson W.F., Marks S.G., *Ekonomia menedżerska*, PWE, Warszawa 1998.
- Schumpeter J.A., *Teoria rozwoju gospodarczego*, PWN, Warszawa 1960.
- Smith V.L., *Regulatory reform in the electric power industry*, „Regulation” 1996 vol. 19, no 1.
- Stigler G.J., *Monopoly*, [w:] *The Fortune Encyclopedia of Economics*, D.R. Henderson (ed.), by Time Inc., New York 1993.
- Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. *Prawo energetyczne*, DzU 2006 nr 89, poz. 625 z późn. zm., tekst ujednolicony na dzień 14 czerwca 2010 r. w Biurze prawnym URE, www.ure.gov.pl, 16.07.2010.

## CUSTOMERS OF THE ENERGY NETWORK SERVICES

**Summary:** Operating conditions of the heat and electric energy distribution companies are compared with regard to the quality assurance of the energy delivery. The results of electric energy and heat service delivery by natural local monopolies are analyzed. Trends and scope changes of competition improvement, monopoly market customer care, quality assurance, and most importantly, commercial quality assurance are proposed. The quality standards based on the legal regulations and customer expectations are characterized. Because of the lack of systematic (market) studies in Poland there is no data available for defining customer service expectations. Problems concerning handling the quality of the customer service according to valid ISO 9001 systems have been analyzed, and a selected heat company was used as the example.