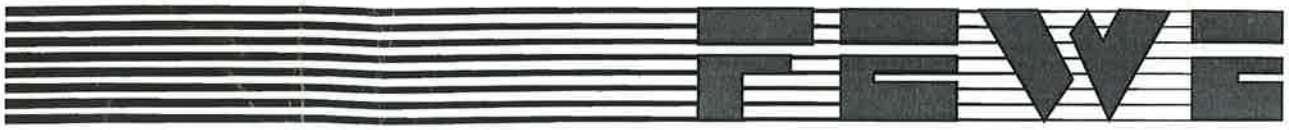


Fundacja na rzecz Efektywnego Wykorzystania Energii

ZINTEGROWANE PLANOWANIE W GOSPODARCE ENERGETYCZNEJ

Warszawa * Katowice * Kraków 1997

Fundacja na rzecz Efektywnego Wykorzystania Energii

ZINTEGROWANE PLANOWANIE W GOSPODARCE ENERGETYCZNEJ

Warszawa * Katowice * Kraków 1997

Praca sponsorowana przez Charles Stewart Mott Foundation, USA.

Autorzy:

Sławomir Pasierb, Ewaryst Hille (rozdz. 4.3 i 4.4), Karol Niedziela (rozdz. 3.4)

Redakcja:

Karol Niedziela

© Copyright by Polish Foundation for Energy Efficiency, Warsaw, Poland 1997

ISBN 83-907727-0-1

Printed in Poland

Wydanie pierwsze

Wydawca:

Fundacja na rzecz Efektywnego Wykorzystania Energii w Warszawie
Centrum w Katowicach
ul. Wierzbowa 11, 40-169 Katowice

Skład komputerowy:

Joanna Honsek

Druk:

"KAGA - DRUK"
ul. Paderewskiego 65, 40-282 Katowice
tel. 155 34 18

Nakład: 1500 egz.

Od redakcji

Poradnik pt. "Zintegrowane planowanie w gospodarce energetycznej" stanowi próbę przybliżenia problematyki zintegrowanego planowania i jest adresowany w pierwszym rzędzie do osób zajmujących się gospodarką energetyczną w gminach. Stanowi on dorobek kilkuletniej działalności Fundacji na rzecz Efektywnego Wykorzystania Energii w tej dziedzinie i jest w pewnym sensie kontynuacją zapoczątkowanych wcześniej prac. Ich rezultatem było wydane w formie broszurowej opracowanie pt. "Planowanie według najmniejszych kosztów - Least Cost Planning" (FEWE, Warszawa 1993).

Oddając do rąk czytelników powyższy poradnik pragniemy podkreślić, że problematyka, której został poświęcony, obejmuje znacznie szerszy zakres. Zamierzamy więc ją w najbliższym czasie kontynuować, poszerzając stopniowo jej dotychczasowy zakres. Wiąże się to również z naszymi nowymi doświadczeniami.

Żywimy nadzieję, że poradnik zostanie życzliwie przyjęty przez czytelników. Tym niemniej zwracamy się do Państwa z gorącą prośbą o opinie o nim, zdając sobie sprawę z tego, że wszelkie, również krytyczne, uwagi przyczynią się do wzbogacenia działań, zarówno obecnie, jak i w przyszłości.

SPIS TREŚCI

1. Wprowadzenie 9

2. Co to jest zintegrowane planowanie w gospodarce energetycznej (Integrated Resources Planning - IRP) 9
   - 2.1. Siły sprawcze zintegrowanego planowania gospodarki energetycznej 9
   - 2.2. Podstawowe elementy zarządzania popytem (DSM) w zintegrowanym planowaniu gospodarki energetycznej IRP/LCP 10
   - 2.3. Zintegrowane planowanie w redukcji zanieczyszczeń środowiska naturalnego (np. tzw. niskiej emisji) 15

3. Zarządzanie popytem na energię (Demand Side Management - DSM) 18
   - 3.1. Dlaczego zarządzanie popytem na energię (DSM) i co to oznacza 18
   - 3.2. Podstawowe elementy zarządzania popytem na energię 20
   - 3.3. Zarządzanie popytem na energię w strategii przedsiębiorstwa energetycznego/ dystrybutora energii 21
   - 3.4. Zarządzanie popytem (DSM) na energię elektryczną w wybranych krajach 25
   - 3.5. Podstawy ramowe analiz ekonomicznych w zarządzaniu popytem 34
   - 3.6. Test straty/korzyści uczestników lokalnego rynku ciepła w przykładowym projekcie zintegrowanego planowania zasobów ciepła 36

4. Zintegrowane planowanie na lokalnym rynku energii 41
   - 4.1. Rosnąca rola gmin w lokalnej gospodarce energetycznej 41
   - 4.2. Zasady budowy gminnych planów zaopatrzenia w ciepło (master planów) w oparciu o zintegrowane planowanie gospodarki energetycznej 45
   - 4.3. Uwarunkowania i otoczenie lokalnej gospodarki energetycznej 51
   - 4.4. Alternatywne koncepcje realizacji zadań władz lokalnych w zakresie gospodarki energetycznej 56
   - 4.5. Kierunki przekształcania i funkcjonowania rynku ciepła na zasadach zintegrowanego planowania zasobów ciepła (przykłady) - czy możliwe jest pogodzenie zasady IRP i urynkowienia w organizacji lokalnego rynku ciepła 70

5. Nowe otoczenie biznesowe w zarządzaniu popytem - przykład firmy usług energetycznych ESCO 79
   - 5.1. Miejsce firmy ESCO w zarządzaniu popytem na energię 79
   - 5.2. Wprowadzenie - dlaczego firmy ESCO? 79
   - 5.3. Firmy ESCO - profil działania 80
   - 5.4. Kontrakt realizacji projektu 83
   - 5.5. Podsumowanie 86

6. Zakończenie 87

Literatura 88

1. Wprowadzenie

Czterdziestopięcioletni model centralnie planowanej gospodarki pozostawił nieefektywną pod względem wykorzystania czynników produkcji (kapitał, praca, materiał, energia, wiedza) gospodarkę. Stan ten, lepiej lub gorzej rozpoznany i przeanalizowany, spowodowany został przyczynami:

- *makroekonomicznymi*; decyzje planistyczne dalekie były od optymalnych w zaspokajaniu potrzeb społecznych,
- *mikroekonomicznymi*; brak konkurencji i ducha przedsiębiorczości wobec nieistnienia wolnego rynku.

Dotyczy to również energii, wobec czego istnieją w gospodarce i w przemyśle również duże możliwości zmniejszenia zużycia energii, tzw. zasoby (rezerwy) popytowe. Nie tylko w gospodarce centralnie planowanej, ale również w gospodarce rynkowej konwencjonalny rozwój sektora energetycznego daleki jest od zapewnienia i zaspokojenia potrzeb finalnych użytkownika energii, takich jak: ciepło procesowe, napęd, oświetlenie itp. przy najmniejszych kosztach, ale również takich, które spełniają wymóg dotrzymania standardów ekologicznych.

Wobec tego:

Czy są takie metody prawne, organizacyjne i ekonomiczne, które godzą interes dwóch dotychczas przeciwstawnych stron, tj. wytwórcy i dostawcy, z interesem użytkowników energii?

Czy realizacja interesu społecznego - jakościowego i zrównoważonego kosztowo zaspokojenia potrzeb związanych z użytkowaniem energii przy czystym środowisku - jest możliwa w gospodarce rynkowej poprzez interwencjonizm państwa?

Czy możliwy jest taki mechanizm, który pozwoli zoptymalizować rozwój zdolności wytwórczych producentów i dystrybutorów energii (zasoby podażowe energii), których inwestycje charakteryzują się okresem zwrotu kapitału od 10 do 20 lat z istniejącymi rezerwami zmniejszenia zużycia energii u użytkowników energii (zasoby popytowe energii),których inwestycje charakteryzują się okresem zwrotu kapitału od kilku miesięcy do 5 (a nawet 10) lat?

Odpowiedź brzmi - tak, bo potwierdzają to nie tylko doświadczenia i rezultaty krajów Płn. Ameryki, takich jak Stany Zjednoczone i Kanada, stosujących tzw. zintegrowane planowanie w gospodarce energetycznej (Integrated Resources Planning) od kilkunastu lat. Potwierdza to również rosnące zainteresowanie bądź wprowadzanie tej idei, aczkolwiek w zmodyfikowanej formie, przez kraje europejskie (kraje skandynawskie, Niemcy).

Niniejszy poradnik stawia sobie za cel przedstawienie:

- podstawowych informacji o zintegrowanym planowaniu gospodarki energetycznej,
- funkcjonowania lokalnego rynku energii na zasadach zintegrowanego planowania, w tym zadań i możliwości uczestników tego rynku.

2. Co to jest zintegrowane planowanie w gospodarce energetycznej (Integrated Resources Planning - IRP)

2.1. Siły sprawcze zintegrowanego planowania gospodarki energetycznej

W gospodarce rynkowej zintegrowane planowanie gospodarki energetycznej (gospodarki zasobami energii) powstało jako narzędzie łagodzące tradycyjną ułomność rynku jaką jest tzw. luka inwestycyjna między przedsięwzięciami strony podażowej i popytowej energii, która jest wynikiem różnej organizacji i nierównomiernego inwestowania po obu stronach.

Od piętnastu lat we wspomnianych krajach zintegrowane planowanie gospodarki energetycznej staje się narzędziem interwencjonizmu w gospodarkę rynkową. Impulsem do rozwinięcia takiego typu interwencjonizmu państwa przez rozwiązania prawne i regulacyjne były:

- zaostrzające się wymogi ograniczenia zanieczyszczeń środowiska naturalnego w gospodarce energetycznej i uzyskanie największego efektu redukcji tych zanieczyszczeń przy możliwych do zainwestowania środkach finansowych (kryterium ograniczenia wzrostu cen energii i utrzymania konkurencyjności krajowych wyrobów),
- zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego kraju przez przełamanie trendu pokrywania rosnącego zapotrzebowania na energię tylko importem paliw i energii,
- również, ale w mniejszym stopniu, prokonsumencka polityka rządów,
- zwiększenie konkurencyjności gospodarki przez obniżenie jej kosztów energetycznych.

W Polsce za przyjęciem i rozwinięciem zintegrowanego planowania gospodarki energetycznej przemawiać winny dodatkowe argumenty:

- Znaczna poprawa środowiska naturalnego przy zawsze ograniczonych środkach (sprzeczność między potrzebą rozwoju a utrzymaniem obecnego potencjału produkcyjnego) będzie możliwa nie przez politykę ekologiczną nakierowaną tylko na redukcję emisji zanieczyszczeń na tzw. "końcu rury", ale przez politykę ekologiczną zintegrowaną z polityką gospodarczą i energetyczną kraju. Dla przykładu o wielkości dopuszczalnej chwilowej (godzinowej, dobowej) emisji zanieczyszczeń z danego źródła nie powinien decydować tylko poziom emisji otrzymany z fizycznego modelu emisji - imisji i dotrzymania lokalnych standardów jakości środowiska, np. powietrza, ale model fizyczno-ekonomiczny uwzględniający strategię dojścia do tych standardów według ścieżki najniższych kosztów.
- Duży ekonomiczny potencjał zmniejszenia kosztów energii, przy ostrej potrzebie rekonstrukcji strukturalnej i technologicznej gospodarki krajowej, a ograniczonym kapitale użytkowników energii przedsiębiorstw produkcyjnych i usługowych, nie będzie wykorzystany jedynie przy zastosowaniu tradycyjnych instrumentów rynkowych. Ten obszar biznesu mógłby być otwarty przez regulacje prawne dla innych potencjalnych aktorów rynku, np. dla przedsiębiorstw energetycznych. Oczywiście, że rozwiązaniom prawnym winny przyjść w sukurs rozwiązania ekonomiczne, które pokonać mogą sprzeczność pomiędzy tworzeniem dochodu przedsiębiorstw energetycznych przez zwiększenie wolumenu sprzedaży energii a ograniczeniem wpływów przez zaoszczędzenie energii u odbiorców, a więc spadkiem sprzedaży.
- W warunkach stanowienia cen energii według formuły kosztów dochodzenie do tzw. ekonomicznego poziomu cen energii wywołuje ich wzrost. Akceptowalność społeczna i rynkowa takiej polityki cen energii będzie większa, jeżeli państwo przejmie rolę arbitra na rynku w ochronie przed szybkim wzrostem kosztów energii. Może to mieć miejsce, jeżeli zwiększy się efektywność wykorzystania energii, a więc gdy zmniejszy się jej zużycie.

2.2. Podstawowe elementy zarządzania popytem (DSM) w zintegrowanym planowaniu gospodarki energetycznej IRP/LCP

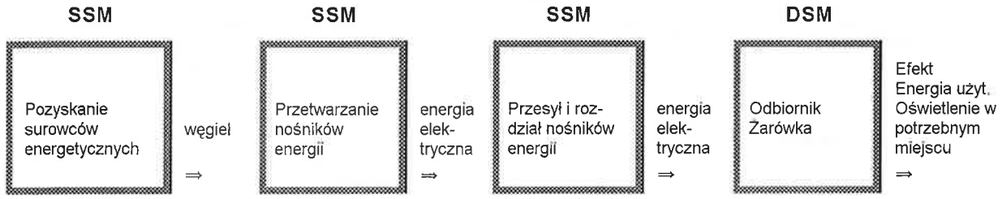
Zintegrowane planowanie gospodarki energetycznej (Integrated Resources Planning) lub bliskie temu pojęciu planowanie rozwoju usług energetycznych po najmniejszych kosztach (Least Cost Planning) jest procesem planistycznym i realizacyjnym zasobów energii (podażowych i popytowych), w którym:

- traktuje się łącznie stronę podażową i popytową energii (rys. 1), a więc celem stają się najniższe koszty zaspokojenia potrzeby finalnej użytkownika energii (rys. 2),
- prognozowany wzrost zapotrzebowania energii pokrywa się bądź z nowych źródeł energii i sieci przesyłowych, bądź ze zmniejszenia zużycia energii u istniejących użytkowników energii. Po której stronie zasobów inwestuje się i w jakiej wysokości, decydują kryteria ekonomiczne (np. koszt pozyskanej i zaoszczędzonej energii) i rynkowe (np. pewność i zdolność wdrożenia przedsięwzięć),
- zyskiem w całym systemie są koszty uniknięte: *krótkoterminowe*, np. przy nadmiarze zdolności wytwórczych i przesyłowych - koszty zmienne energii, *długoterminowe*, np. przy spodziewanym wzroście zapotrzebowania - koszty budowy nowych źródeł i sieci przesyłowych energii. W warunkach polskich nawet krótkoterminowe koszty uniknięte dodatkowo związane są z inwestycjami na spełnienie standardów ochrony środowiska przy wytwarzaniu energii,
- konkurencyjni wytwórcy i dostawcy energii mają możliwość nie tylko pokrycia strat związanych ze zmniejszoną sprzedażą energii i pokrycia inwestycji oszczędzających energię u użytkownika, ale również osiągnięcia większych korzyści, jeżeli angażują się po stronie popytowej energii.

Nowością zintegrowanego planowania gospodarki energetycznej jest prawna i ekonomiczna możliwość eliminacji dotychczas sprzecznych interesów producenta, dystrybutora i odbiorcy energii przez to, że:

- przedsięwzięcia oszczędności energii i kształtowania krzywej obciążeń (DSM) traktowane są jako równorzędne do przedsięwzięć budowy nowych źródeł energii (SSM);
  Megawat = Negawat
- następuje rynkowy rozdział zadań i korzyści pomiędzy dostawcami i użytkownikami energii;
- istnieją prawne, organizacyjne i finansowe rozwiązania umożliwiające włączenie producentów i dystrybutorów energii w przedsięwzięcia oszczędności energii, tj. możliwość uzyskiwania przez nich większych zysków dopóty, dopóki przedsięwzięcia oszczędności energii (DSM) są bardziej opłacalne niż budowa nowych źródeł wytwarzania energii;
- następuje pokonanie tzw. luki inwestycyjnej (amortyzacyjnej) pomiędzy SSM i DSM w gospodarce rynkowej.

Zintegrowane planowanie gospodarki energetycznej w idealnej formie prowadzi do minimalnych kosztów zaspokojenia zapotrzebowania na energię, co przedstawiono na przykładzie oświetlenia - jako końcowej usługi energetycznej (EFU) (rys. 1).



$$K_P + K_T + K_D + K_O = K_{EFU \to MIN}$$

Gdzie:

SSM - *Zarządzanie podażą energii*
DSM - *Zarządzanie popytem*

Rys. 1 Co to jest INTEGRATED RESOURCES PLANNING?

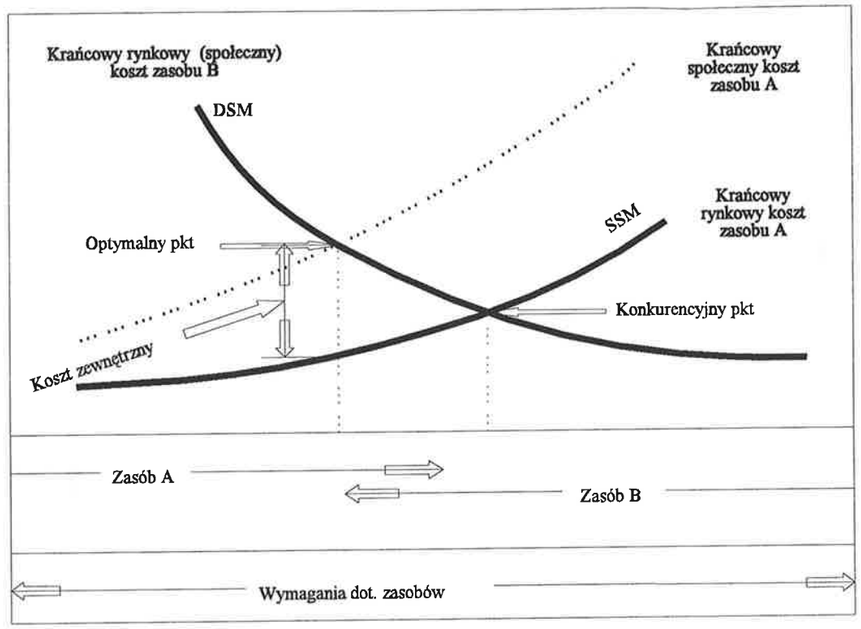
Aby uzyskać najmniejszy koszt końcowy usługi energetycznej, jaką w tym przypadku jest odpowiednie pod względem jakości oświetlenie w pożądanym miejscu, poszukuje się w zintegrowanym planowaniu minimalnej wartości kosztu końcowej usługi energetycznej K_{EFU} przez działania wpływające na koszty:

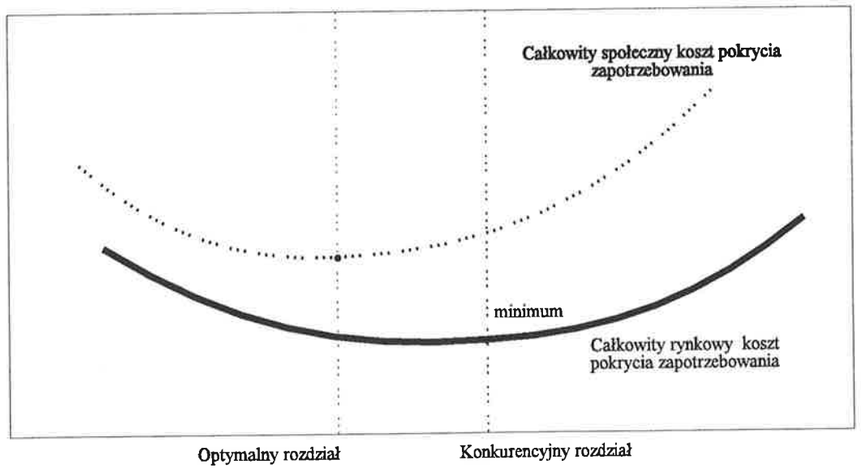
- pozyskanie surowców energetycznych K_P, np. koszt wydobycia i transportu węgla,
- przetwarzanie nośników energii K_T, np. koszt wytworzenia energii elektrycznej,
- przesyłu i rozdziału nośnikow energii K_D, np. koszt dostarczenia energii elektrycznej do odbiornika - punktu świetlnego u użytkownika energii,
- spełnienia potrzeby końcowej użytkownika energii K_O, np. koszt punktu świetlnego ze źródłem światła (żarówka,świetlówka itp.).

Zasobami A/podażowymi SSM są tutaj zdolności wytwórcze i przesyłowe ciepła w elektrociepłowniach, ciepłowniach, stacjach i sieciach ciepłowniczych, aż do węzłów cieplnych u odbiorców ciepła. *Zasobami B/popytowymi* są możliwości zmniejszenia zużycia ciepła przy zachowaniu pożądanej jakości usługi energetycznej, np. właściwego (wg wymagań odbiorcy) komfortu cieplnego w ogrzewanych pomieszczeniach. Jeżeli na przykład wymagania dotyczące zasobów w wyodrębnionym obszarze lub przedsiębiorstwie dla zaspokojenia potrzeb cieplnych wynoszą np. 100 GW, to może ono być pokryte:

- w części przez zasoby A/podażowe - SSM
- w części przez zasoby B/popytowe - DSM, zmniejszające zapotrzebowanie czy zużycie energii cieplnej.

Przecięcie krzywych krańcowych kosztów zasobu A i B daje zrównoważony ekonomicznie i minimalny koszt pokrycia zapotrzebowania na ciepło w całym cyklu żywotności urządzeń strony A i B. Rozróżnia się przy tym dwa minima:
- rynkowej alokacji zasobów - punkt konkurencyjny (rys. 2),
- społecznej alokacji zasobów - punkt optymalny (rys. 2).





DEFINICJE:
- Zasób A - wytworzona i przesłana energia / SSM
- Zasób B - zaoszczędzona energia / DSM
- Koszt zewnętrzny - koszty spoza systemu A (np. koszt środowiska naturalnego)

WNIOSKI:
- Uwzględnienie kosztu zewnętrznego daje społecznie optymalny rozdział zasobu A i B (faworyzuje zasób B)
- Potrzebna jest wycena ekonomiczna kosztów zewnętrznych (środowiska naturalnego).

Rys. 2. Rozdział zasobów z uwzględnieniem kosztu zewnętrznego.
Zintegrowane planowanie zasobów/Planowanie wg najmniejszych kosztów

Krańcowy społeczny koszt zasobów A otrzymuje się, jeżeli uwzględni się dodatkowy koszt zewnętrzny ponoszony przez społeczeństwo, a wynikający z istnienia zasobów A, a więc mogą to być koszty:
- lokalne (zanieczyszczenia kancerogenne, ciężkie metale, pyły zawieszone, niszczenie budowli, urządzeń, utrata terenów, koszty leczenia, dodatkowych miejsc pracy itp.),
- regionalne (kwaśne deszcze, gazy SO_2, NO_x, HCl, HF),
- globalne (gazy cieplarniane CO_2, NO_2, CH_4, CFC).

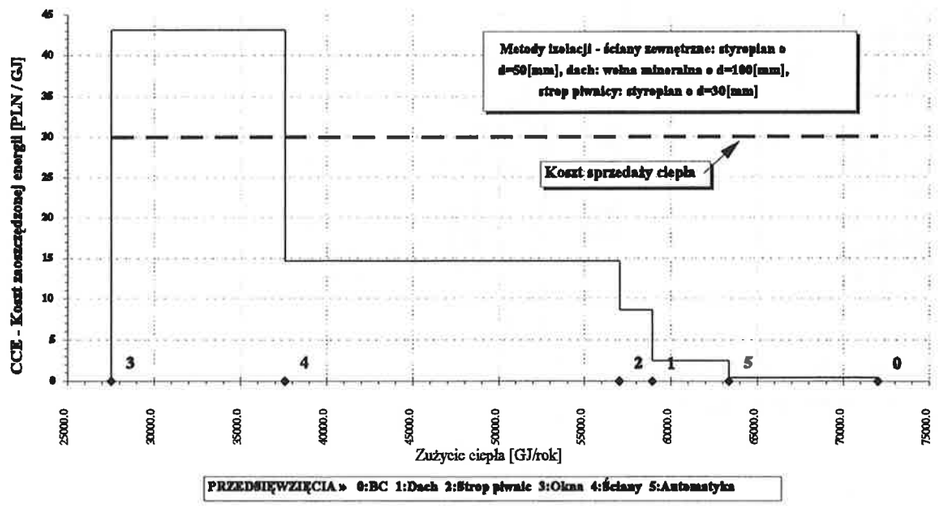
Należy zauważyć, że społeczna alokacja zasobów energii stymuluje większe wykorzystanie zasobów B/strony popytowej.

Doświadczenia krajów gospodarki rynkowej uczą, że mechanizmy rynkowe nie prowadzą do równowagi kosztów strony podażowej i popytowej w punkcie konkurencyjnym (rys. 3). Tym bardziej nie zachodzi równowaga w punkcie optymalnym (społecznej alokacji zasobów popytowych i podażowych). Wiąże się to z istnieniem ekonomicznego potencjału zasobów popytowych od punktu konkurencyjnego do aktualnego zapotrzebowania zasobów energii (rys. 4). Zbliżenie się do punktów równowagi określa jaka część ekonomicznego potencjału przechodzi w potencjał rynkowy (wykorzystany), przy czym:

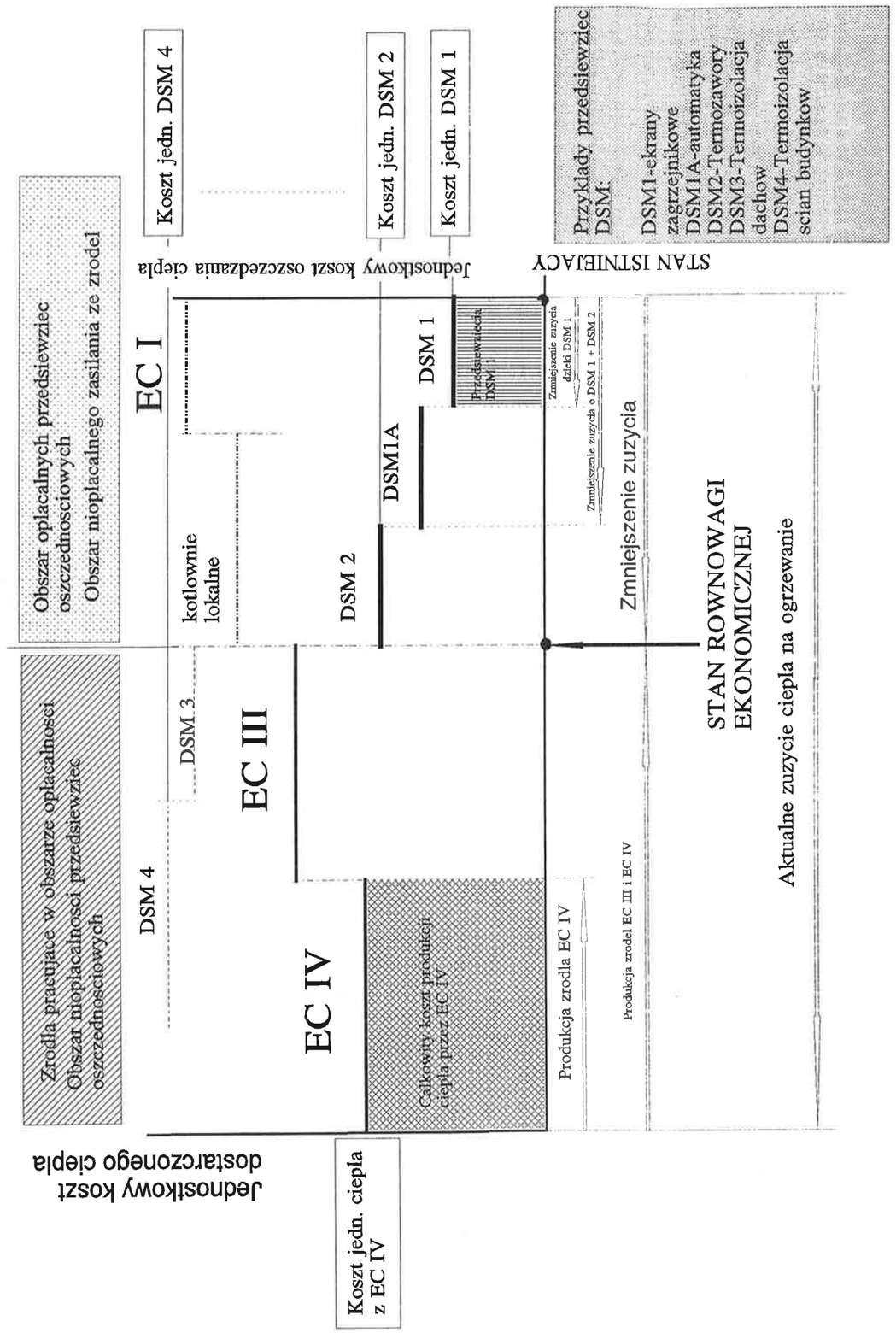
POTENCJAŁ RYNKOWY = WSPÓŁCZYNNIK PENETRACJI X POTENCJAŁ EKONOMICZNY

Główna przyczyna braku równowagi (różnicy kosztów między zasobami popytowymi i podażowymi) związana jest z kapitałochłonną naturą przedsięwzięć efektywnego wykorzystania energii. Jeżeli nawet zmniejszanie zużycia energii jest społecznie efektywne, finansowanie potrzebnych inwestycji pozostaje głównym problemem. Użytkownik/odbiorca będzie typowo nie doinwestowywał z powodu niedoskonałości rynku kapitałowego, regulowanych cen energii poniżej długoterminowych kosztów krańcowych i niedostatecznej informacji. Stąd kluczową kwestią zintegrowanego planowania gospodarki energetycznej jest prawny nacisk i ekonomiczna zachęta wytwórców i dystrybutorów energii, by inwestowali w przedsięwzięcia strony popytowej u swoich klientów/odbiorców energii. Podstawowym warunkiem jest, by straty ze zmniejszenia sprzedaży energii mogły być kompensowane korzyściami z inwestowania po stronie popytowej.

Podstawowym problemem jest jak skierować inwestowanie w stronę popytową, tak by przedsiębiorstwa energetyczne (wytwórcy i dystrybutorzy energii) mogły utrzymać przyzwoity poziom zysku.



Rys. 3. Koszty i efekty przedsięwzięć energooszczędnych w budynkach. Trzecia strefa klimatyczna, czas sezonu = 5100 godzin



Rys. 4. Rozdział rynku ciepła na zasoby podażowe i popytowe energii - według kryterium najmniejszych kosztów uzyskania komfortu cieplnego ogrzewanych budynków

2.3. Zintegrowane planowanie w redukcji zanieczyszczeń środowiska naturalnego (np. tzw. niskiej emisji)

Działania mające na celu poprawę stanu środowiska naturalnego, związane z wytwarzaniem, przesyłem i użytkowaniem energii, podejmowane były w krajach rozwiniętych gospodarczo w ubiegłych dziesięcioleciach, najczęściej w oddzielnych segmentach (osobno wytwarzanie, osobno użytkowanie energii) i cząstkowo (np. poprawa jakości paliw czy zmniejszenie emisji zanieczyszczeń przez producentów energii elektrycznej, cieplnej itp.).

W ostatnich dziesięcioleciach zyskuje uznanie pogląd o konieczności ekorozwoju społeczeństw, w tym między innymi o właściwym kształtowaniu wielkości, a przede wszystkim struktury gospodarki i zaspokojenia potrzeb społecznych zgodnych z zasadą zachowania środowiska naturalnego, zarówno w skali lokalnej, regionalnej, jak i globalnej.

W obszarach o znacznym stopniu zdewastowania środowiska naturalnego i gospodarce obarczonej nieefektywnym wykorzystaniem czynników produkcji (kapitał, praca, materiał, energia) z punktu widzenia kryteriów gospodarki rynkowej poprawa stanu środowiska naturalnego wiąże się z:

- restrukturyzacją gospodarki,
- modernizacją technologii produkcji i usług w kierunku zmniejszenia kosztów przez bardziej efektywne wykorzystanie kapitału, pracy, materiału i energii,
- zmniejszeniem emisji zanieczyszczeń w miejscach ich powstawania.

Realizacja tego zadania wymaga integracji polityki gospodarczej, energetycznej i ochrony środowiska. Konieczność takiego podejścia do problemu poprawy środowiska naturalnego dostrzega zarówno sformułowana polityka ochrony środowiska, jak i polityka energetyczna kraju. Jednakże z powodu:

- złożoności systemów gospodarczych, ekologicznych i niedostatecznego stopnia ich rozpoznania,
- braku podstaw analitycznych,
- niepewności rozwoju systemów,

a przede wszystkim nieokreśloności stanu przejściowego do gospodarki rynkowej, programowe działania tych polityk przedstawiają bardziej zbiór wszystkich technicznie wykonalnych i pożądanych do realizacji potencjalnych przedsięwzięć, niż kryterialny dobór przedsięwzięć, zinstrumentowany mechanizmami wykonawczymi (prawo, finanse, informacje, edukacja itp.).

Nie tylko w tej wyjątkowo złożonej sytuacji, w jakiej znalazła się Polska, ale w każdej sytuacji innego kraju podstawowym dylematem jest to, czy podjęty zespół działań zmierzających do osiągnięcia założonego celu poprawy stanu ochrony środowiska będzie zrealizowany przy możliwie najmniejszych kosztach. Podstawowe pytania zatem brzmią:

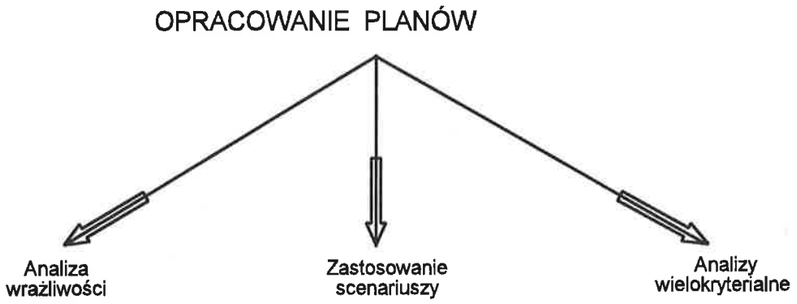
- Jak zmniejszyć ryzyko niewykonalności/osiągnięcia celu, np. przez synergizm działań i korelację z innymi celami gospodarczymi?
- Jaka jest naturalna czy wymuszona motywacja wszystkich aktorów/realizatorów decyzji (przedsiębiorstw produkcyjnych i usługowych, instytucji finansowych, społeczeństwa itp.) do realizacji celu?

Oczywiste jest, że w tak dużej niepewności sytuacji decyzyjnej określenie tzw. "optymalnej ścieżki osiągnięcia celu" jest bardzo trudne i nie zawsze możliwe, jednakże bez podjęcia próby zdefiniowania tej ścieżki, oceny jej realizacji, jej weryfikacji, a potem doskonalenia metod analitycznych, nigdy się nie dowiemy, czy w rozwoju procesu decyzyjnego postępujemy lepiej czy też gorzej. Konsekwencją tego są mniejsze lub większe koszty społeczne.

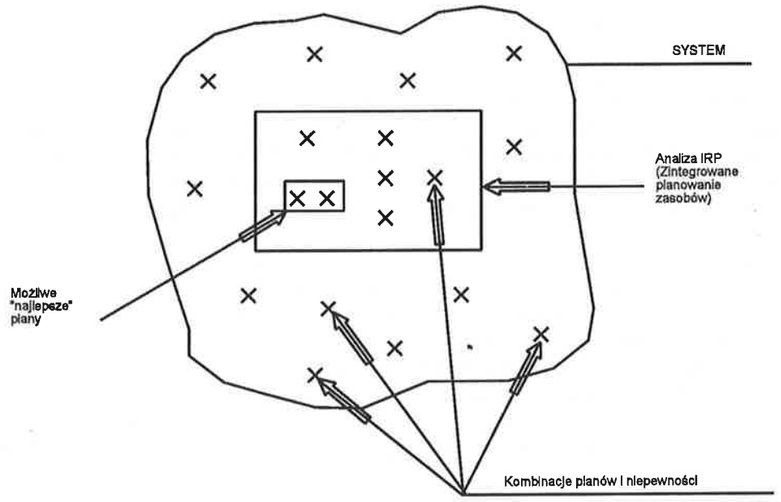
Jeżeli np. dla poprawy jakości powietrza w woj. katowickim postawi się cel: "Opracować zintegrowany plan rozwoju energetyki regionu charakteryzujący się najniższymi kosztami, ale osiągający zakładany poziom poprawy jakości środowiska naturalnego (powietrza), który wytrzyma próbę politycznych (i socjalnych) wymuszeń, i który zapewni zapotrzebowanie na energię we właściwy sposób (niezawodny i ze spodziewanym komfortem użytkowania)", to konieczne jest włączenie się w proces planowania (rys. 5) przez:

- technikę scenariuszy, ograniczającą przestrzeń podejmowania decyzji dla wyboru opcji,
- scenariusze - kilka zbiorów (jakościowy i ilościowy opis przyszłości) najbardziej prawdopodobnych

zdarzeń w przyszłości,
- włączenie scenariuszy do zintegrowanego planowania zasobów IRP,
- rozpoznanie aktorów decyzyjnych: o czym mogą decydować producenci energii, o czym politycy.

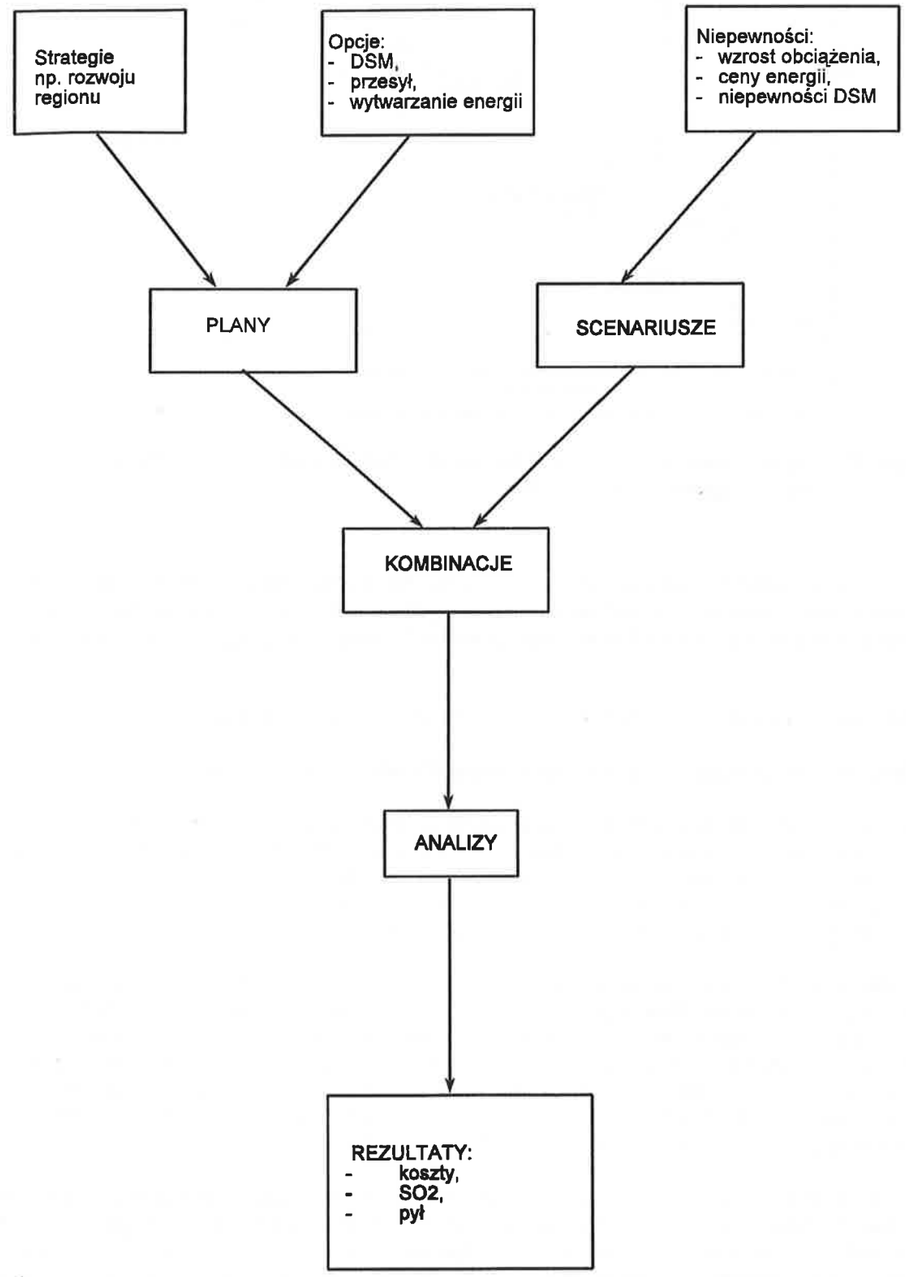


Rys. 5. Sposoby włączenia niepewności w proces planowania

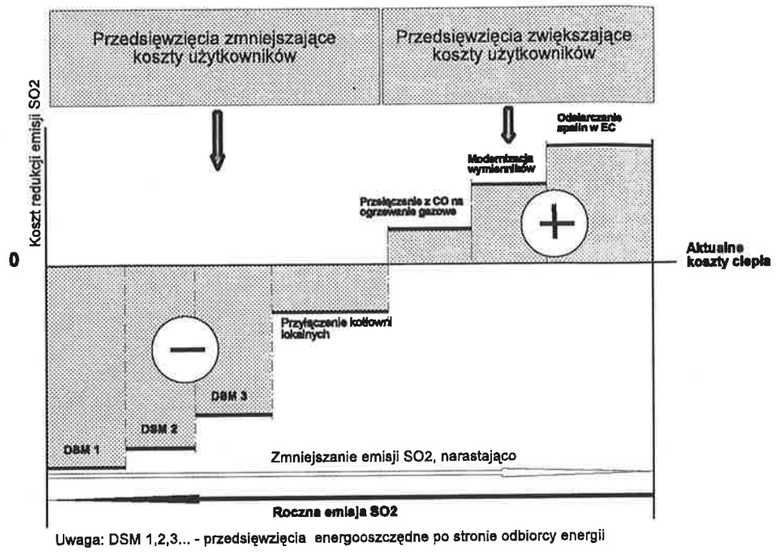


Rys. 6. Pole decyzyjne, np. poprawy jakości powietrza w obszarze systemów energetycznych

Procedury zintegrowanego planowania pomagają w zawężeniu pola możliwych rozwiązań (rys. 6) zbliżając się do wyboru tzw. możliwych "najlepszych planów". W rozwiniętym procesie planistycznym (rys. 7) poszukuje się wariantowych rozwiązań - kombinacji, których wybór nie tylko podlega kryteriom ekonomicznym, ale również społecznym i politycznym.



Rys. 7. Rozwinięty proces planistyczny



Uwaga: DSM 1,2,3... - przedsięwzięcia energooszczędne po stronie odbiorcy energii

Rys. 8. Zasada zmniejszania emisji zanieczyszczeń powietrza (np. SO_2) według metody najmniejszych kosztów (LCP)

Opracowanie programów redukcji emisji zanieczyszczeń według zasad IRP/LCP jest niezbędne, by ocenić czy między wyborem najbardziej ekonomicznych opcji (rys. 8) a możliwością uruchomienia pewnych opcji energooszczędnych (np. bariery społeczne) istnieje rozsądny i wyważony kompromis.

3. Zarządzanie popytem na energię (Demand Side Management - DSM)

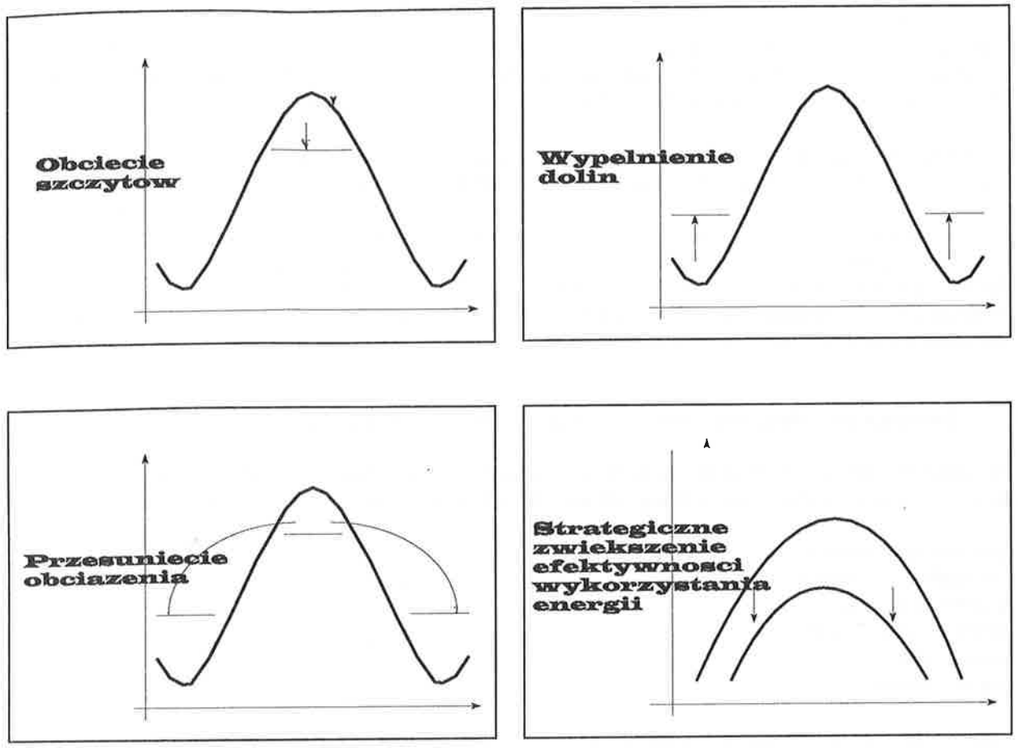
3.1. Dlaczego zarządzanie popytem na energię (DSM) i co to oznacza

DSM jest to celowa działalność przedsiębiorstw energetycznych, która przez planowanie, wdrażanie i monitorowanie wpływa na zużycie energii u klientów w taki sposób, by osiągnąć pożądane zmiany krzywej obciążenia sieciowych nośników energii. Zmiany te muszą powodować korzyści, zarówno dla przedsiębiorstwa energetycznego, jak i dla jego klientów. W celowych zmianach krzywej obciążenia występuje sześć charakterystycznych przypadków (rys. 9):

- **Obcięcie szczytów** lub zmniejszenie szczytowego zapotrzebowania jest klasyczną formą sterowania obciążeniem. Realizuje się to poprzez bezpośrednią kontrolę zapotrzebowania na energię przez urządzenia klientów. Najczęściej przedsiębiorstwa energetyczne wykorzystują to działanie dla zmniejszenia zainstalowanej mocy szczytowej sprzedaży w dniach, które cechują się największym prawdopodobieństwem wystąpienia szczytowego zapotrzebowania na energię. Realizacja tzw. "ścieżki ekonomicznej" może być również wykorzystana dla zmniejszenia kosztów eksploatacyjnych i zależności od zamykających bilans paliw.

- **Wypełnienie dolin** kształtuje obciążenie pozaszczytowe. Może to być szczególnie pożądane tam, gdzie długoterminowy koszt marginalny jest mniejszy niż średnia cena energii. W tych warunkach, dodając właściwie wycenione obciążenie pozaszczytowe, zmniejsza się średnią cenę. Wypełnienie dolin może się odbywać w różny sposób. Jednym z najbardziej popularnych są nowe zasobniki energii cieplnej (ogrzanie wody bytowej lub pomieszczeń).

- **Przesunięcie obciążenia** jest ostatnią formą sterowania obciążeniem. Powszechne zastosowania to zasobniki wody bytowej, akumulacyjne ogrzewanie, akumulacyjne chłodzenie i przesunięcie obciążenia u klientów, np. przez zmianę reżimów pracy urządzeń produkcyjnych w przemyśle.



Rys. 9. Celowe zmiany krzywej obciążenia przez zarządzanie popytem (DSM)

- **Strategie zwiększenia efektywności wykorzystania energii**, które spowodowane jest realizacją programów stymulowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne i ukierunkowanych na końcowe zmniejszenie zużycia energii u klientów. Przedsiębiorstwo energetyczne musi rozważyć jakie działania podejmą sami klienci, a jakie inne, ekonomicznie uzasadnione działania, winny być przyspieszone lub stymulowane przez przedsiębiorstwo. Przykładem może być termorenowacja budynków i zwiększenie sprawności energetycznej urządzeń.

- **Strategiczny wzrost obciążenia** jest taką zmianą obciążenia, która generalnie zwiększa sprzedaż, nie tylko przez wypełnianie dolin, jak to przedstawiono wcześniej. Wzrost obciążenia może być związany ze zwiększeniem udziału na rynku energii, z wykorzystaniem konkurencyjnych paliw, jak i zasilaniem nowych rozwojowych terenów. To działanie może być motywowane przez tendencję do zmniejszenia zużycia paliw kopalnych i surowców w wyniku ogólnego wzrostu produktywności.

- **Elastyczna krzywa obciążeń**, jest koncepcją związaną z wymuszaniem pewności zasilania i planowania. Przewidując krzywą obciążenia, łącznie z działalnością DSM, analizuje się jak w przyjętym horyzoncie czasowym zoptymalizować opcje wytwarzania i dostarczania energii. Wśród wielu kryteriów, jakie się tu stosuje, jest niezawodność zasilania. Krzywa obciążenia może być elastyczna, jeżeli są różne warianty jakości dostaw, które pod wpływem zastosowanych bodźców klienci są skłonni zaakceptować. Warianty te mogą obejmować propozycję przerywanego i nieprzerywanego zasilania systemów giełdowego i zintegrowanego zarządzania energią lub oferty serwisu kontroli obciążenia urządzeń u klientów.

3.2. Podstawowe elementy zarządzania popytem na energię

W procedurze uruchomienia zasobów popytowych i zarządzania popytem na energię można wyróżnić następujące elementy budowy programów DSM (rys. 10):

- postawienie celów,
- identyfikacja przedsięwzięć,
- ocena i selekcja,
- analizy opłacalności,
- wdrożenie,
- monitorowanie.

Bliższe zrozumienie niektórych pojęć ułatwia słownik kluczowych terminów podanych niżej:

DSM - ZARZĄDZANIE POPYTEM - definicja jak na początku rozdziału.

PLANOWANIE POPYTU - działanie związane z projektowaniem i oceną programów, podejmowane przez przedsiębiorstwo energetyczne, by wpływać na zużycie energii przez klientów.

CELOWE KSZTAŁTOWANIE OBCIĄŻENIA - pożądane przez przedsiębiorstwa energetyczne zmiany zużycia energii przez klientów. Jest bardzo dużo kombinacji możliwości zmian obciążenia. Podstawowe przypadki ilustruje sześć z nich: obcięcie szczytów, wypełnienie dolin, przesunięcie obciążenia, strategiczne zwiększenie efektywności wykorzystania energii, strategiczny wzrost obciążenia i elastyczna krzywa obciążeń.

STEROWANIE OBCIĄŻENIEM - celowa działalność przedsiębiorstwa energetycznego wpływająca na wielkość i czas zużycia energii przez klientów. Dla wielu tradycyjne kształtowanie krzywej obciążeń przez sterowanie obciążeniem to: obcięcie szczytów, wypełnienie dolin i przesunięcie obciążenia.

PRZEDSIĘWZIĘCIA DSM - zarządzanie popytem - urządzenia lub usługi, które w programach DSM bezpośrednio wpływają na zużycie energii i zapotrzebowanie mocy.

KONTROLA KOSZTÓW/OPCJE KLIENTA - te przedsięwzięcia DSM, które dają mieszkańcom większą możliwość wpływania na zużycie energii przez nich i ich rachunek za energię.

RYNKOWE METODY WDROŻENIA - takie specyficzne programy jak np. bezpośredni kontakt z klientem i proponowane taryfy dla zachęty klienta do udziału w programach DSM.

NOWE UŻYTKOWANIE - urządzenia zużywające energię, które zwiększają jakość usługi lub nową usługę w stosunku do usługi tradycyjnej. Generalnie urządzenia te rozszerzają istniejący lub otwierają nowy rynek. Przykładem mogą być pompy ciepła, komputery domowe, kuchnie mikrofalowe itp.

AKCEPTOWALNOŚĆ PRZEZ KLIENTA - poziom uczestnictwa przez klientów w programach lub stopień penetracji technologii promowanej w programie DSM.

REAKCJA KLIENTA - zmiany krzywej obciążenia po wdrożeniu programu DSM. Związane jest to nie tylko z wdrożeniem samych przedsięwzięć, ale również z poprawą stosunków z klientem i zmianą jego zachowań.

ANALIZY SYTUACYJNE - wstępne badania trendów w obszarze działania przedsiębiorstwa energetycznego, wewnętrzna umiejętność i stosowność strategii marketingowych oraz programów. Wnioski zawierają ocenę silnych i słabych stron, możliwości oraz zagrożeń.

SEGMENTACJA - wyróżnienie populacji podgrupy w klasie klientów w oparciu o lokalizację, rodzaj działalności, typy i wielkości budynków, wielkość firmy, wielkość zużycia, poziom zarządzania i inne właściwe czynniki.

3.3. Zarządzanie popytem na energię w strategii przedsiębiorstwa energetycznego/ dystrybutora energii

Nawet w tych krajach, w których zintegrowane planowanie zasobów energii funkcjonuje od kilkunastu lat, zarzadzanie popytem energii nie jest celem samym w sobie przedsiębiorstw energetycznych/dystrybutorów energii. Wyniki sondy (rys. 11) wskazują, że w rankingu ważności problemów dla tych przedsiębiorstw - zarządzanie popytem na energię nie znalazło się na czołowych miejscach (tylko 13,7% - rys. 11). Ankietę przeprowadzono w momencie, gdy bliskie wdrożenia były nowe legislacje prawne restrukturyzacji rynku energii z regulowanego na konkurencyjny.

Siłą rzeczy bliższe dla przedsiębiorstw energetycznych są problemy związane z powstającą konkurencją, w których to nowych warunkach głębokie (wielonakładowe przedsięwzięcia DSM) mogłyby zmniejszać konkurencyjność firm.

Zarządzanie popytem na energię określi swoje miejsce na konkurencyjnym rynku energii. Aktualnie przedsiębiorstwa energetyczne widzą zarządzanie energii jako:

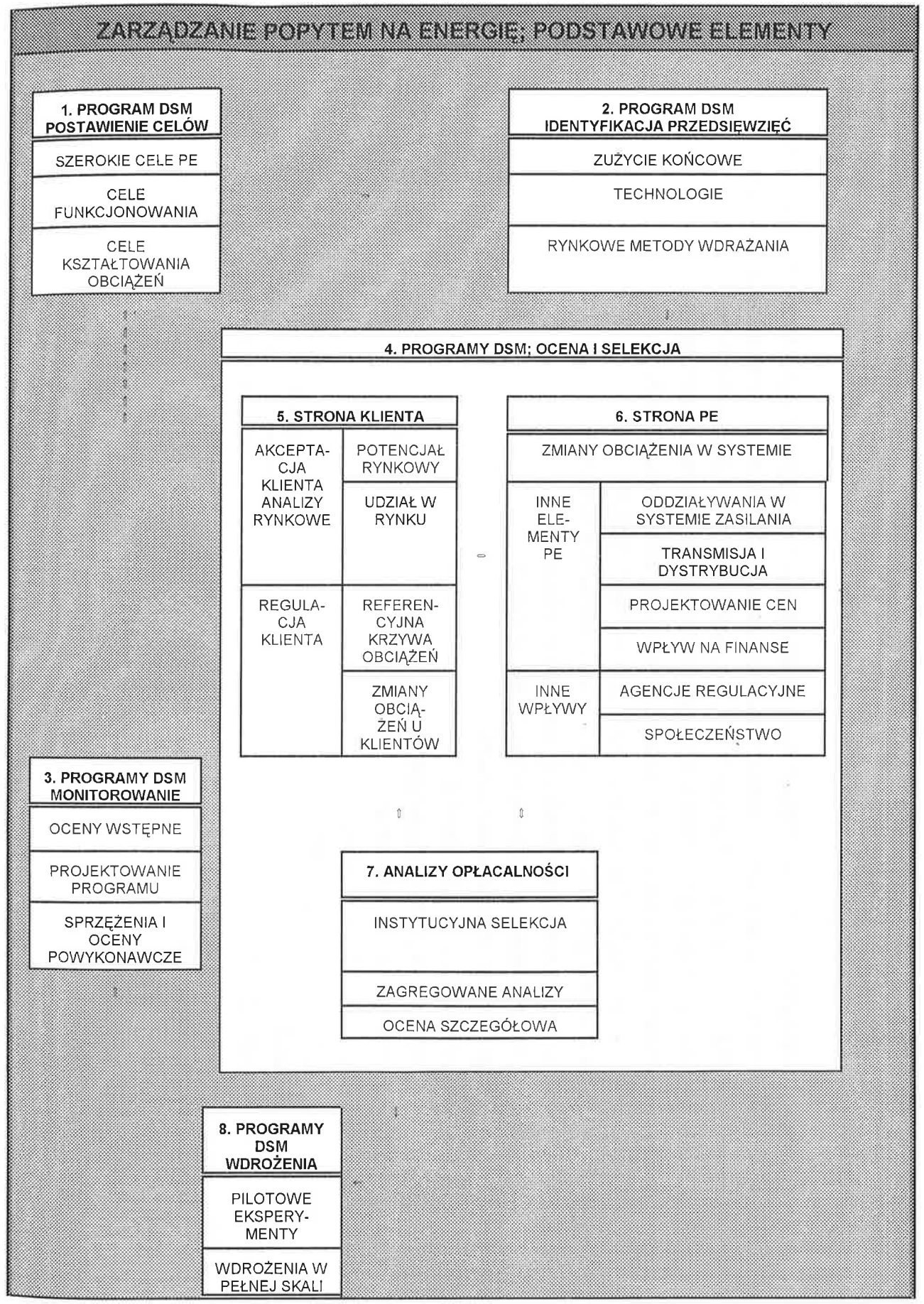
- czynnik nowego podejścia do usługi energetycznej - z ilościowego (sprzedaży energii) do wartościowego (wzbogacenia oferty serwisu dla klienta),
- element strategii marketingowej w konkurencji na rynkach potrzeb klienta (np. ogrzewanie pomieszczeń) z innymi systemami nośników energii.

Istotnym problemem będzie sposób włączenia zintegrowanego planowania (IRP) i zarządzania popytem (DSM) do strategii przedsiębiorstwa (rys. 12). Rozwinięcie możliwych działań wdrożenia zasad zintegrowanego planowania do strategii przedsiębiorstwa energetycznego/dystrybutora energii przedstawia tab. 1.

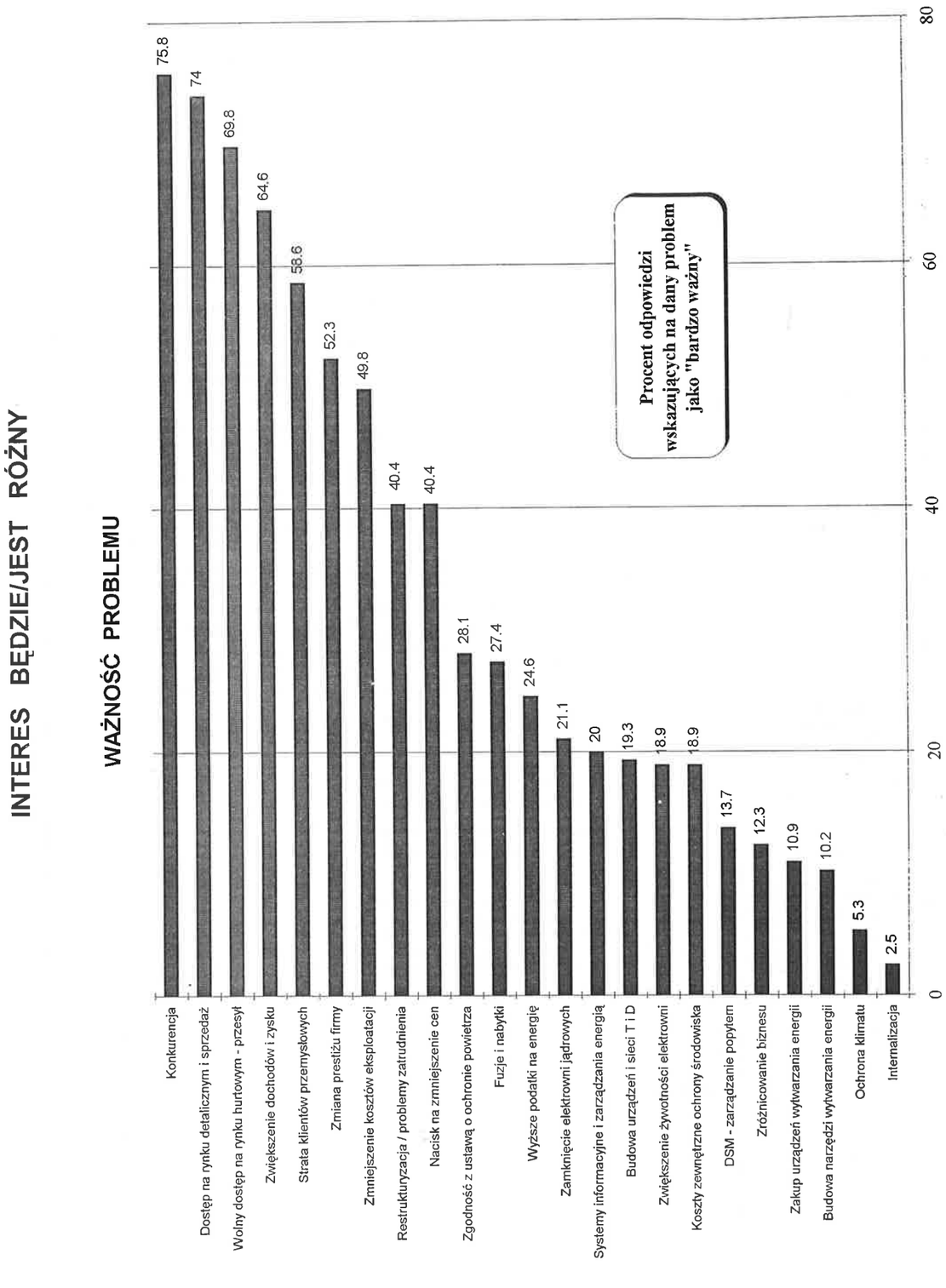
Powyższe rozważania dotyczą przyszłości IRP/DSM w warunkach zderegulowanego rynku energii. Warto jednak przyjrzeć się dotychczasowym doświadczeniom innych krajów (podrozdział 3.4.).

Tabela 1. Działania zmierzające do wdrożenia zasad zintegrowanego planowania i strategii korporacyjnej

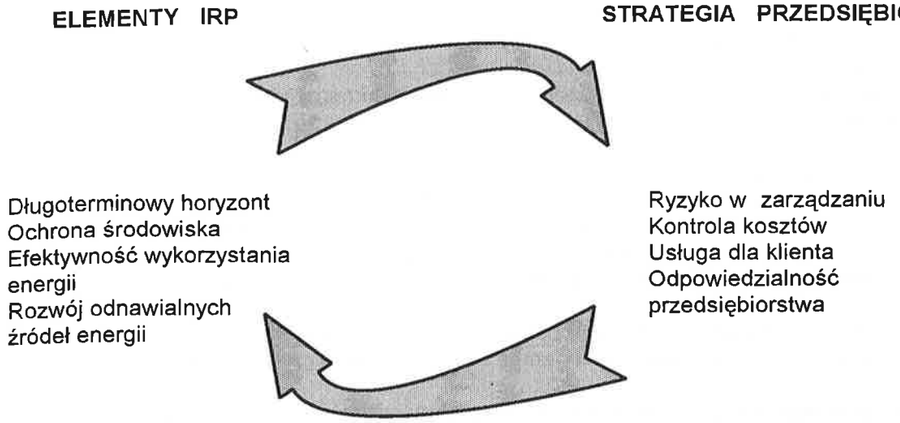
ELEMENTY ZINTEGROWANEGO PLANU WYKORZYSTANIA ZASOBÓW	CZYNNIKI STRATEGICZNE		
	KONTROLA RYZYKA	OBSŁUGA KLIENTA	ODPOWIEDZIALNOŚĆ
PERSPEKTYWA DŁUGOFALOWA	• analiza czynników wpływających na zapotrzebowanie, z uwzględnieniem marketingu • zapewnienie elastyczności celem sprostania nieoczekiwanym wahaniom zapotrzebowania • wykorzystanie rezerw finansowych i innych przeciwko wzrostowi cen paliw	• dostosowanie niezawodności usług w odpowiedzi na zapotrzebowanie ze strony rynku • rozwijanie dobrych perspektywiczne relacji z odbiorcami • zaoferowanie odbiorcom usługi w zakresie generacji energii we własnym zakresie	• opracowanie planów zrównoważonej podaży usług w zakresie energii elektrycznej dla społeczeństwa
OCHRONA ŚRODOWISKA	• rozwijanie badania technologii o potencjalnie mniejszym wpływie na środowisko • uczestniczenie w związkach z innymi organizacjami celem określenia sposobów promocji jakości ekologicznych	• rozwijanie "zielonych rynków", np. przez oferowanie korzystnych dla środowiska opcji usług	• przyjęcie wiodącej roli w zmniejszaniu niekorzystnych wpływów na środowisko
EFEKTYWNE WYKORZYSTANIE ENERGII	• monitorowanie DSM w celu określenia rzeczywistego wpływu na zapotrzebowanie • wykorzystywanie DSM dla zmniejszania przyszłego zapotrzebowania, aby w ten sposób ograniczać niepewność dotyczącą odzyskiwania środków na przyszłą moc produkcyjną zainstalowaną)	• zaoferowanie DSM jako usługi dla odbiorców	• uruchomienie programów DSM w celu zmniejszenia kosztów transakcji uczestnictwa w rynku DSM (włącznie z edukacją klientów)
ROZWÓJ TECHNOLOGII ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII	• wykorzystanie źródeł odnawialnych jako rodzaju zabezpieczenia wobec wzrostu cen paliw kopalnych • prowadzenie badań naukowych w celu zwiększenia zastosowań źródeł odnawialnych energii	• instalowanie opłacalnych instalacji energii odnawialnej w zastosowaniach "niszowych" • rozwijanie "zielonych rynków" (jak wyżej)	• włączanie źródeł odnawialnych do planów zrównoważonej podaży usług w zakresie energii elektrycznej



Rys. 10. Schemat zarządzania popytem na energię



Rys. 11. Ważność problemu. Wyniki badań przeprowadzonych przez Washington I EG



Rys. 12. Związki między IRP a strategią przedsiębiorstwa energetycznego

3.4. Zarządzanie popytem (DSM) na energię elektryczną w wybranych krajach

Wprowadzenie

Transformacja ustroju społeczno-gospodarczego przyniosła szereg zmian w podejściu do rozwiązywania problemów gospodarczych. Do takich zmian zaliczyć należy m.in. zintegrowane planowanie zasobów (IRP - Integrated Resources Planning), zasadę planowania według najniższych kosztów (LCP - Least Cost Planning), a także zarządzanie popytem (DSM - Demand Side Management). Zwłaszcza to ostatnie, tj. zarządzanie popytem, jest szczególnie interesujące i znajduje sobie coraz powszechniej prawo obywatelstwa w Polsce. Korzystamy tu z bogatych już doświadczeń w tej mierze najbardziej rozwiniętych krajów świata.

Zadaniem niniejszego przeglądu jest zapoznanie czytelnika z możliwościami i przykładowymi zastosowaniami DSM jako narzędzia do rozwiązywania problemów związanych z racjonalizacją gospodarki energetycznej.

Umowa wdrożeniowa IEA (International Energy Agency) - Międzynarodowej Agencji Energetycznej w odniesieniu do technologii i programów DSM

W grudniu 1994 r. została podpisana umowa wdrożeniowa Międzynarodwej Agencji Energii IEA w sprawie realizacji technologii i programu DSM. Powyższy program zakłada nową międzynarodową współpracę 15 państw, tj. 14 państw członkowskich (Australia, Austria, Dania, Finlandia, Francja, Japonia, Hiszpania, Holandia, Norwegia, Szwajcaria, Szwecja, Włochy, Wielka Brytania, USA) oraz Korei Południowej i Unii Europejskiej. Współpraca powyższa ma na celu wyjaśnianie założeń DSM i promocję istniejących w tej dziedzinie możliwości, a także pomoc w osiąganiu pełnego potencjału rynkowego poprzez technologie DSM, a tym samym umożliwienie bardziej efektywnego funkcjonowania i realizacji przez zakłady energetyczne inwestycji o zwiększonej wartości dla odbiorców gazu i energii elektrycznej.

Program IEA zakłada pięć celów szczegółowych. Są to:

- ustanowienie międzynarodowej bazy danych w zakresie DSM,
- ocena opcji technologicznych stosowanych w programach DSM,
- przyspieszenie procesu penetracji rynkowej,
- rozwijanie i informowanie o udoskonalonych metodologiach dla integrowania opcji DSM w planowaniu źródeł w zakładach energetycznych,
- rozwijanie udoskonalonych strategii (rządowych i zakładów energetycznych) wdrażania technologii DSM na rynku.

Korzyści z tytułu udziału w programie to:

- *zmniejszenie kosztów*: wiele rodzajów działań może być realizowanych bardziej ekonomicznie we współpracy międzynarodowej, aniżeli w ramach programu krajowego; każdy kraj płaci tylko za część prac, ale ma nieograniczony dostęp do pełnych wyników projektu;

- *oszczędność czasu*: praca często może być wykonana szybciej dzięki udziałowi w realizacji zadań, dostępowi do danych i przyspieszeniu tempa rozwoju technologicznego i zastosowań;

- *rozszerzenie bazy danych technologicznych*: wielka liczba krajów biorących udział w realizacji projektu poszerza ogólny zasób dostępnych informacji w stosunku do tych, które dany kraj mógłby uzyskać, działając w pojedynkę;

- *możliwość specjalizacji krajowej*: udział w projekcie pozwala na częściową specjalizację w zakresie rozwoju technologii lub rozszerzenia zakresu informacji w odniesieniu do całego projektu;

- *możliwość podejmowania kompleksowych lub drogich projektów*: nie ma ekspertyz lub źródeł pozwalających na podejmowanie wszystkich pożądanych projektów; współpraca pozwala na wzmocnienie i udział wielu krajów w podejmowaniu zbiorowo tego, co indywidualnie byłoby niemożliwe;

- *wzmocnienie programów badawczo-rozwojowych*: badania krajowe włączone do projektów międzynarodowych umożliwiają zwiększone oddziaływanie myśli i sposobów rozwiązywania problemów;

- *promocja standaryzacji*: wspólne prace zachęcają do stosowania znormalizowanej terminologii, oznaczania, jednostek miary, a także do korzystania z programów komputerowych; wspólna metodologia procedury i prezentacji ułatwia interpretację i porównania;

- *przyspieszenie tempa prac nad rozwojem technologii*: interakcja w odniesieniu do uczestników projektu pozwala na sprzężenie rozwijania nowych idei dzięki szybkiemu rozprzestrzenianiu się innowacji;

- *promocja wzajemnych porozumień międzynarodowych*: współpraca pomaga uczestnikom rozszerzyć ich spojrzenie poza wąską perspektywę krajową.

Przegląd działań w zakresie DSM w poszczególnych krajach

Zwięzłe omówienie działań w zakresie DSM w poszczególnych krajach objętych programem IEA przedstawiono poniżej.

Australia

Programy redukcji obciążenia, czy też efektywnego wykorzystania energii były opracowywane tylko wstępnie pod koniec lat 80-tych i, ogólnie rzecz biorąc, były podejmowane jako programy pilotażowe, ponieważ Australia nie posiada mechanizmów regulacyjnych w miejsce kompensat dla zakładów energetycznych z tytułu utraconych dochodów lub kosztów związanych z realizacją programów.

Inicjatywa w odniesieniu do propozycji w zakresie DSM należy do NGMC (National Grid Management Council - Narodowa Rada Zarządzania Siecią Elektroenergetyczną). Większość wspólnych form DSM oferowanych przez przemysł australijski odnosi się do ogrzewania wodnego w sektorze mieszkaniowym zasilanego energią elektryczną przy wykorzystaniu obciążenia szczytowego. Inne technologie i rozwiązania z zakresu DSM dotyczą oświetlenia, efektywnego wykorzystania oraz kontroli sprzętu, projektowania budynków i silników. Wspólne rodzaje programów DSM obejmują program w zakresie audytów energetycznych, informacji i szkolenia. Najbardziej znaczącym programem w zakresie efektywnego wykorzystania energii oferowanym przez przemysł był program Victoria (wartości 30 mln dol. australijskich), który przewidywał bonifikaty dla projektów efektywnego wykorzystania energii elektrycznej w przemyśle i handlu i promował skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i wykorzystanie energii odnawialnej poprzez wzmocnienie zachęt.

Aktualnie programy rządowe koncentrują się na programach o zasięgu krajowym bądź lokalnym (stanowym), takich jak np. program etykietowania urzadzeń gospodarstwa domowego, normy budowlane dla budynków mieszkalnych itp. i są wspierane finansowo przez rząd federalny. W ramach Federalnego Programu Audytów Energetycznych (Commonwealth's Enterprise Energy Audit) przeprowadzono również audyty energetyczne w przemyśle, handlu i organizacjach zakładowych, subsydiowane przez władze federalne.

Programy DSM nie związane z zakładami energetycznymi nie rozwinęły się, chociaż liczne zakłady przeprowadzają audyty energetyczne dla przemysłu i biznesu. Względny brak tego rodzaju programów wynika z niskich cen energii[1] w Australii, niepewnego środowiska dla rozwoju konkurencyjnego rynku oraz braku regulowanego rynku w zakresie usług związanych z efektywnym wykorzystaniem energii.

Austria

Krótko- i długoterminowe cele, jakie zakładają austriackie programy DSM, obejmują oszczędności energii oraz wyrównanie obciążenia w godzinach szczytu. Głównymi uczestnikami tych programów są zakłady energetyczne. Z ich punktu widzenia najważniejszym czynnikiem pozytywnie wpływajacym na rozwój programów DSM jest redukcja obciążenia szczytowego. Największe austriackie programy DSM są opłacalne.

Austriackie programy w zakresie DSM są dobrze zintegrowane z systemem elektroenergetycznym. Są one ukierunkowane na zakłady energetyczne. Pozostałe technologie i rozwiązania DSM odnoszą się do centralnego ogrzewania, efektywnego wykorzystania urządzeń, a także kontroli urządzeń. Najbardziej typowe programy obejmują informację i szkolenie oraz bonifikaty dla odbiorców sektora mieszkaniowego i handlu.

Aktualnie Austria nie posiada żadnego ESCO[2]. Jednakże istnieją pewne wspólne programy wspomagane przez zakłady energetyczne w dużych miastach, których celem jest przekazywanie odbiorcom energii elektrycznej informacji o sposobach jej efektywnego wykorzystania. Rząd federalny wspomaga na bieżąco wiele programów z zakresu efektywnego wykorzystania energii, m.in. poprzez ulgi podatkowe i subsydia dla przystosowania prywatnych budynków (włącznie z urządzeniami umożliwiającymi efektywne wykorzystanie energii i jej oszczędzanie, jak np. do wykorzystania energii słonecznej, stosowanie pomp ciepła itp.), a także subsydia dla właścicieli wysoce efektywnych pod względem energetycznym budynków prywatnych. Rząd nadzoruje również etykietowanie[3] lodówek i zamrażarek i przekazuje środki dla organizacji nie nastawionych na zysk, związanych z rozpowszechnianiem informacji i badaniami w zakresie efektywnego wykorzystania energii.

---

1 Tak np. w 1992 r. cena energii elektrycznej w Australii dla odbiorców przemysłowych wynosiła 0.046 dol. USA/kWh, podczas gdy w europejskich krajach OECD cena ta kształtowała się na średnim poziomie 0.084 dol. USA/kWh, natomiast średnia dla całej OECD na poziomie 0.077 dol. USA/kWh. Analogiczne dane dla gospodarstw domowych wynosiły odpowiednio: 0.074, 0.148 i 0.115 dol. USA/kWh.

2 Skrót ESCO oznacza specjalne instytucje zajmujące się usługami z zakresu energetyki, polegającymi na pośredniczeniu w realizacji kontraktów i uczestnictwie w zysku wzamian za udostępnienie kapitału lub świadczone usługi.

3 Etykietowanie (ang. labeling) polega na specjalnym oznakowaniu energooszczędnych urządzeń.

Dania

Zintegrowane planowanie zasobów (IRP) jest obligatoryjne. Energetyka duńska opiera się na konwencjonalnych elektrowniach cieplnych. Dania rozpoczęła niedawno (1993 r.) wdrażanie programów DSM. Odnoszą się one do oświetlenia, centralnego ogrzewania, efektywnego wykorzystania urządzeń, audytów energetycznych w przemyśle i handlu. Większość duńskich programów DSM obejmuje: informację i edukację, audyty, podatki i sankcje, bonifikaty, projekty demonstracyjne - skierowane do odbiorców z przemysłu, handlu, sektora mieszkaniowego i rolnictwa.

Dania ustanowiła również Narodowy Plan Energetyczny "Energia 2000". Koncentruje się on na ważnych inicjatywach projektowych w odniesieniu do wzrostu efektywnego wykorzystania energii, zarówno w handlu, jak też na rynku mieszkaniowym. W ramach tego planu rząd zamierza wdrożyć efektywne pod względem energetycznym standardy i etykiety, sponsorowanie modernizacji zakładów energetycznych i wspieranie audytów energetycznych. Istnieje także program zarządzania energią w odniesieniu do budynków państwowych i publicznych.

Finlandia

Większość wspólnych technologii i rozwiązań programów DSM dotyczy: projektowania w budownictwie, centralnego ogrzewania, efektywnego wykorzystania urządzeń, kontroli urządzeń. Programy DSM obejmują przede wszystkim problemy związane z informacją i edukacją, projektami demonstracyjnymi oraz audytami - ukierunkowanymi na przemysł, handel i odbiorców sektora mieszkaniowego.

Nowa ustawa w zakresie energii elektrycznej (New Electricity Act), której wdrożenie przewidziane było na 1995 r., zakłada wzrost konkurencyjności w dziedzinie wytwarzania i sprzedaży energii i wolny dostęp do sieci. Finlandia nie posiada ESCO z powodu niskich cen energii elektrycznej i zmian na rynku energii. W okresie dwudziestu lat liczne wspólnoty lokalne realizowały programy DSM ukierunkowane na zmniejszenie zużycia ciepła (odpowiednie okna, izolacja i efektywne pod względem energetycznym systemy grzewcze). Programy te były wspierane przez państwo. Aktualnie większość programów DSM realizowanych przez wspólnoty lokalne skupia się na zmniejszeniu zużycia energii w indywidualnym budownictwie mieszkaniowym. Sprzyjają temu niskie ceny paliw[4]. Sponsorując programy efektywnego wykorzystania energii, rząd ma na celu ograniczenie popytu na energię elektryczną i energię pierwotną o około 8 % rocznie w okresie do 2005 r.

Francja

Rynek energii elektrycznej znajduje się całkowicie w rękach państwa - Electricité de France (EDF) i pewnych mniejszych lokalnych zakładów energetycznych. Technologie wytwarzania energii elektrycznej to: elektrownie jądrowe, hydroelektrownie i konwencjonalne elektrownie cieplne. Programy DSM są dobrze zintegrowane z systemem energetycznym. Większość wspólnych technologii i rozwiązań odnosi się do oświetlenia, centralnego ogrzewania, efektywnego wykorzystania urządzeń, projektowania budynków i silników. Dotyczą one głównie informacji i edukacji, audytów energetycznych nastawionych na potrzeby odbiorców w sektorze mieszkaniowym, jak też programy dla handlu i sektora publicznego.

Programy z zakresu efektywnego wykorzystania energii poza sektorem energetycznym są sponsorowane przez organizację rządową - Agence de l'Environment et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME), która jest odpowiedzialna za projektowanie, wdrożenie i ocenę programu. Obejmują one regulacje, ulgi podatkowe, standardy i etykietowanie, prace badawczo-rozwojowe (B+R) i informację. Istnieje koordynacja programów DSM na poziomie krajowym wraz z wdrażaniem na poziomie regionalnym.Te ostatnie programy obejmują finansowanie odnawialnych źródeł energii i działań w zakresie efektywnego wykorzystania energii na szczeblu regionalnym.

[4] W 1992 r. cena energii elektrycznej w Finlandii dla odbiorców przemysłowych wynosiła 0.057 dol. USA/kWh, podczas gdy w europejskich krajach OECD cena ta kształtowała się na średnim poziomie 0.084 dol. USA/kWh, natomiast średnia dla całej OECD na poziomie 0.077 dol. USA/kWh. Analogiczne dane dla gospodarstw domowych wynosiły odpowiednio 0.094, 0.148 i 0.115 dol. USA/kWh.

W 1990 r. rozpoczął swoją działalność program "Citèvie" ("Życie miasta"). Jest to program oparty na umowie pomiędzy miastami a ADEME. Ma on na celu umożliwienie zarządzania energią, jej oszczędzanie, wspieranie rozwoju źródeł energii odnawialnej i ochronę środowiska. Program ten został następnie rozszerzony na odpady, zanieczyszczenie powietrza i problemy związane z hałasem. Jego celem jest wdrażanie długoterminowej polityki w zakresie ochrony środowiska na poziomie miast. W 1993 r. objęto nim 25 miast, przy czym całkowita kwota wydatków przeznaczonych na jego realizację wyniosła 56 mln franków francuskich. Jednocześnie 50 % kosztów związanych z realizacją programów (w przybliżeniu po pięć programów dla każdego miasta) pokrywały miasta uczestniczące w omawianym programie. Należy przy tym podkreślić, ze wszystkie programy są komplementarne i jednakowo ważne.

Hiszpania

Hiszpania ma nadmierne zdolności wytwórcze w zakresie energii elektrycznej w stosunku do własnych potrzeb. Większość technologii i rozwiązań z zakresu DSM dotyczy ogrzewania wody, ogrzewania pomieszczeń i kontroli obciążenia. Wspólne "strategie" DSM w Hiszpanii odnoszą się do taryf w zależności od pory dnia oraz kontraktów na nieprzerwane dostawy ukierunkowane na sektor mieszkaniowy, przemysł, handel i odbiorców w rolnictwie.

Rząd hiszpański sponsoruje efektywne wykorzystanie energii w ramach *Planu oszczędzania i efektywnego wykorzystania energii (Energy Saving and Efficiency Plan)*. Aktualnie istnieją cztery programy: *oszczędzania energii, substytucji paliw, gospodarki skojarzonej oraz technologii w zakresie odnawialnych źródeł energii*. Ich celem jest redukcja zużycia energii elektrycznej o 6 % rocznie do 2000r., podwojenie aktualnych (1994r.) zdolności wytwórczych energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu oraz dostarczanie wytwarzanej energii ze źródeł odnawialnych na poziomie 3.5 % .

Holandia

W Holandii nie określa się żadnych celów w zakresie programów DSM. Większość formułowanych celów odnosi się do oszczędzania energii lub redukcji CO_2. Programy DSM są promowane przez rząd za pośrednictwem Netherlands Agency for Energy and Environment (NOVEM) i przez główne zakłady energetyczne. Zdolność wytwórcza energetyki holenderskiej przekracza potrzeby kraju z uwagi na szybki rozwój elektrociepłowni.

Większość technologii i rozwiązań w zakresie DSM dotyczy oświetlenia, wysokosprawnych kotłów, lepszego utrzymania domów, izolacji mieszkań oraz zwiększenia roli elektrociepłowni w wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła. Większość programów DSM odnosi się do oświetlenia, centralnego ogrzewania i ogólnego usprawniania skierowanego na sektor mieszkaniowy, handel, przemysł i odbiorców zakładów energetycznych.

Holandia prowadzi politykę poszanowania energii w skali krajowej już od lat 70-tych. W latach 80-tych osiągnięto zwiększenie efektywnego wykorzystania energii o 1.8 % rocznie, co dało w sumie 24% w okresie 1980 -1988. W 1990 r. rząd przygotował *Dodatkowy krajowy plan polityki ochrony środowiska (National Environmental Policy Plan Plus) i Memorandum nt. poszanowania energii (Memorandum of Energy Conservation).* Ich celem był wzrost efektywnego wykorzystania energii i redukcja emisji CO_2. Obydwa te dokumenty zostały uaktualnione w 1993 r.

NOVEM wdraża programy dla firm przemysłowych i innych sektorów oraz normy dotyczące energii, subsydiuje rozwiązania w zakresie energii wiatru i innych odnawialnych nośników energii, a także w zakresie poszanowania energii w przemyśle. Większość instrumentów zawartych w *Memorandum nt. poszanowania energii* odnosi się do stymulowania samoregulacji rynku, budownictwa i norm urządzeń, instrumentów finansowych (subsydia) i odnawialnych źródeł energii, zwłaszcza energii wiatru i energii odzyskiwanej z odpadów oraz biomasy.

Rządowa Agencja Budownictwa przy współpracy z NOVEM zamierza zwiększyć efektywne wykorzystanie energii w budynkach o 20 % w 2000 r. Cel ten zamierza się osiągnąć poprzez zarządzanie energią oraz ostrzejsze normy dla nowych budynków.

Japonia

W ramach oficjalnych programów oszczędzania energii powstają jedynie materiały informacyjne i szkoleniowe. System zachęt finansowych w odniesieniu do oszczędzania energii obejmuje dotacje finansowe i ulgi podatkowe dla inwestycji związanych z efektywnym wykorzystaniem energii. Japoński system podatkowy promuje również inwestycje w zakresie efektywnego wykorzystania energii poprzez 7 %-owe ulgi podatkowe na urzadzenia i specjalną listę odpisów od podatku.

W Japonii nie ma żadnego ESCO, natomiast istnieje Centrum Oszczędzania Energii. Jest to fundacja wspierająca przedsiębiorstwa prywatne i władze lokalne. Jej zakres działania obejmuje audyty energetyczne, szkolenia i licencjonowanie kadry zarządzającej w zakresie energii, kształcenie i szkolenie konsultantów dla odbiorców energii, publikacje informacji. Rząd orzeka o kryteriach dla fabryk, budynków, maszyn i urządzeń, ustanawia subwencje i ulgi podatkowe i kształtuje świadomość w odniesieniu do poszanowania energii.

Republika Koreańska (Korea Południowa)

Większość, bo 95 % energii elektrycznej Republiki Koreańskiej (Korei Południowej) pochodzi z importu. W 1994 r. programy w zakresie DSM-u znajdowały się w stadium projektowania. Głównymi źródłami finansowania są zakłady energetyczne i rząd. Większość wspólnych typów programów DSM przewiduje bezpośrednią kontrolę urządzeń, normy i upusty.

Aktualna sytuacja w zakresie prywatnych ESCO nie była dobra z uwagi na brak wsparcia ze strony rządu, zachowawcze rynki, niewystarczającą informację, ubogą bazę DSM i brak akceptacji publicznej. Większość programów DSM jest wdrażana przez dwie agencje rządowe - KEMCO i RaCER. Wprawdzie aktualnie ESCO nie odgrywa większej roli na rynku, jednakże prerspektywy w tym zakresie są obiecujące. Istnieje niepewność w odniesieniu do tego, czy główne działania w zakresie DSM będą realizowane przez publiczne, czy też prywatne ESCOs. Zadecyduje o tym jednak prawdopodobnie polityka rządu.

Norwegia

Potrzeby w zakresie energii elektrycznej są zbilansowane z podażą. Działania w odniesieniu do efektywnego wykorzystania energii są ukierunkowane na wzrost świadomości i rozwiązania o charakterze ekonomicznym zmierzające do bardziej racjonalnego wykorzystania energii. Główne wysiłki w tym zakresie są ukierunkowane na informację, szkolenie, wdrażanie nowych, efektywnych technologii i odnawialnych źródeł energii, a także na prace badawczo-rozwojowe (B+R). Promocją w powyższym zakresie zajmuje się rząd wraz ze swoimi agendami oraz Norweski Zarząd Zasobów Wodnych i Energii (Norwegian Water Resources and Energy Administration, NVE).

Szwajcaria

Z uwagi na specjalną pozycję Szwajcarii (eksport/import, tranzyt) i wysoki udział energii elektrycznej wytwarzanej w hydroelektrowniach stan potrzeb w zakresie tego nośnika energii jest trudny do zdefiniowania. W 1994 r. 10 % programów DSM było mocno zintegrowane z systemem, 40 % było w fazie wdrażania a 50 % w fazie projektowej. Większość technologii i rozwiązań odnosiła się do oświetlenia, efektywnego wykorzystania energii przy eksploatacji urządzeń, silników i audytów energetycznych. Programy DSM ukierunkowane są przede wszystkim na informację i edukacje, wspomaganie, projekty demonstracyjne, taryfy i zarządzanie obciążeniem. W ramach programu "2000" zakłady energetyczne i władze pracują nad zwiększeniem stosowania i wymianą doświadczeń w zakresie taryf i programów DSM. Szwajcaria ma małą, lecz stale rosnącą liczbę ESCO. Największą barierę dla programów ESCO stanowi niepewność w odniesieniu do zobowiązań finansowych, przewidywań w zakresie cen i kosztów, reakcji prywatnych inwestorów i użytkowników. Rząd sponsoruje programy w zakresie efektywnego wykorzystania energii i odnawialnych źródeł energii na poziomie federalnym, kantonalnym i gminnym.

Szwecja

Szwecja ma nadmierne zdolności wytwórcze w zakresie energii elektrycznej. Technologie i rozwiązania w odniesieniu do DSM skupiają się przede wszystkim na poszukiwaniu rozwiązań z zakresu efektywnego wykorzystania energii i kontroli urządzeń. Natomiast większość programów DSM przewiduje działania typu informacyjnego i edukacyjnego ukierunkowane na odbiorców sektora mieszkaniowego.

Kierunki działań w odniesieniu do efektywnego wykorzystania energii i programy DSM wynikają z przewidzianego na 2010 r. wyłączenia z eksploatacji szwedzkich elektrowni jądrowych. Koncentrują się one na zmianie klimatu globalnego i środowisku. ESCO prawdopodobnie nie będzie odgrywało w Szwecji większej roli z dwóch powodów. Po pierwsze, spadek cen ropy naftowej spowodował straty finansowe w tego typu firmach; straty te są nie do odrobienia, ponieważ ceny ciepła i energii elektrycznej będą niskie. Po drugie, większość firm odpowiedzialnych za budownictwo i przemysł już posiada wewnętrzne organizacje dla utrzymania i eksploatacji wraz z dobrą ekspertyzą w zakresie technologii energetycznej, tak że ESCO staje się mniej niezbędne.

USA

Energetyka USA stanowi kombinację form własności - inwestorów, publicznej, rządu federalnego, kooperatyw i producentów spoza zakładów energetycznych. Istnieją 262 prywatne zakłady energetyczne stanowiące własność inwestorów, które obejmują około 78 % zdolności wytwórczej w zakresie energii elektrycznej. Potrzeby USA w zakresie energii elektrycznej wykazują tendencję rosnącą. Programy DSM w odniesieniu do energii elektrycznej są mocno zintegrowane z systemem, natomiast w odniesieniu do gazu są wdrażane. Są one sponsorowane przez zakłady energetyczne. Technologie i rozwiązania z zakresu DSM dotyczą ogrzewania, wentylacji, audytów energetycznych i ocieplania budynków, efektywnego wykorzystania energii przy eksploatacji urządzeń, kontroli urządzeń i obciążenia, oświetlenia, silników, ogrzewania akumulacyjnego. Większość programów ukierunkowanych jest na audyty energetyczne, bonifikaty, pożyczki oraz na inne cele adresowane do odbiorców sektora mieszkaniowego, handlu, przemysłu i rolnictwa.

Wielka Brytania

Potrzeby Wielkiej Brytanii w zakresie energii elektrycznej są zbilansowane. Wielka Brytania posiada regulator ustalający kto jest odpowiedzialny za wdrażanie konkurencji w zakresie dostaw i zabezpieczenia interesów odbiorców. Technologie i rozwiązania z zakresu DSM obejmują oświetlenie, wpływ pogody, projektowanie budynków, silniki, kontrole urządzeń, efektywneość energetyczną urządzeń.Większość programów DSM odnosi się do audytów, udziałów w oszczędzaniu, projektów energetycznych ukierunkowanych na odbiorców przemysłowych i handlowych. Ogólnie rzecz biorąc istnieją nieliczne rządowe subsydia dla programów zajmujących się efektywnym wykorzystaniem energii, a finansowanie musi pochodzić z oszczędności.

Włochy

Programy DSM są dobrze zintegrowane z systemem energetycznym. Większość wspólnych technologii i rozwiązań odnosi się do efektywnego wykorzystania i kontroli urządzeń, silników, oświetlenia, centralnego ogrzewania. Większość programów DSM we Włoszech dotyczy podatków i taryf, informacji i edukacji, audytów energetycznych, finansowania, wspomagania projektów demonstracyjnych, bonifikat ukierunkowanych na: sektor mieszkaniowy, przemysł, handel, rolnictwo. Programy rządowe w zakresie efektywnego wykorzystania energii są zgodne z normami Unii Europejskiej.

Wybrane "case studies" z zakresu DSM

Eksperci INDEEP (International Database on Energy Efficiency Programs Project) wybrali i ocenili kilkanaście projektów DSM realizowanych w ramach tego programu. Spośród 12 projektów przedstawionych poniżej w Danii realizowane były cztery, w Austrii trzy, w Hiszpanii i Holandii po dwa oraz w Szwecji jeden. Projekty te odzwierciedlają zróżnicowane przykłady odnoszące się do poszczególnych sektorów gospodarczych.

Austria

1 - *Program wymiany urządzeń elektrycznych.* W 1989 r. Zakład Energetyczny SAFE w Salzburgu (Salzburger AG für Energiewirtschaft) rozpoczął realizację programu bonifikat z tytułu wymiany domowych urządzeń elektrycznych. Założeniem programu było zastąpienie wielu nieefektywnych elektrycznych urządzeń domowych sprawniejszymi. Program składa się z dwóch części: bonifikaty dla inwestycji i premii z tytułu zaoszczędzonej energii (kWh). Bonifikata wynosiła 20 % początkowego rachunku za energię lub 20 % ceny nowego urządzenia, przy czym każdy uczestnik otrzymywał bonifikatę tylko za jedno urządzenie. Dodatkowo musiał on dostarczyć stare urządzenie do SAFE celem przekazania go licencjonowanej firmie zajmującej się recyklingiem.

2 - *Program pomp ciepła.* W 1980 r. lokalny rząd i Zakład Energetyczny Górnej Austrii (Upper Austrian Electric Power Company Ltd.) wdrożyły program promujący stosowanie pomp ciepła, a następnie przejście z paliw kopalnych na energię elektryczną w mieszkalnictwie. Program był adresowany do osób o niskich dochodach, mieszkających w domach jedno- do trzyrodzinnych, a ponadto do wytwórców pomp ciepła, instalatorów i handlowców (handel detaliczny).

3 - *Komercyjny program zarządzania obciążeniem.* W 1992 r. Wiedeński Zakład Energetyczny (Wiener Stadtwerke Wienstrom) zaproponował pilotażowy program zarządzania obciążeniem dla odbiorców komercyjnych. Program, którego podstawowym celem jest obniżenie i przesunięcie obciążenia mocy w godzinach szczytu, jest realizowany w pełnym zakresie począwszy od września 1994 r.

Dania

1 - *Program energooszczędnych zamrażarek.* W 1993 r. duńskie zakłady elektroeenergetyczne promowały energooszczędne zamrażarki na rynku mieszkaniowym. W tym celu przeprowadzona została kampania w mediach (prasa, radio, telewizja). Natomiast zakłady energetyczne zaoferowały właścicielom domów bonifikaty z tytułu zamiany istniejących zamrażarek na energooszczędne. Zostały one zobligowane do dopilnowania, aby stare urządzenia były we właściwy sposób dysponowane. Pod koniec 1994 r. podjęto narodową kampanię promowania energooszczędnych zamrażarek.

2 - *Program audytów energetycznych.* Duńskie zakłady elektroenergetyczne oferują, począwszy od 1987r., bezpłatne audyty energetyczne. Program jest adresowany do dużych odbiorców przemysłowych - zakładów, których roczne zużycie energii elektrycznej wynosi powyżej 200 tys. kWh. Spośród 1,7 tys. odbiorców, z którymi nawiązano kontakt, 90 % zostało objętych przeglądami, przy czym 30 % z nich wdrożyło zalecane rozwiązania.

3 - *Program audytów energetycznych w handlu i sektorze publicznym.* Trzeci duński program z zakresu DSM stanowi Narodowy Program Bezpłatnych Audytów Energetycznych w sektorze publicznym. Również ten program jest adresowany do dużych odbiorców przemysłowych - zakładów, których roczne zużycie energii elektrycznej wynosi powyżej 200 tys. kWh. Spośród 3,7 tys. odbiorców, z którymi nawiązano kontakt, 95% zostało objętych przeglądami, z których z kolei 30 % wdrożyło zalecane rozwiązania.

4 - *Program oświetlenia mieszkań.* Zakłady energetyczne w Danii prowadziły liczne programy promujace efektywne pod względem energetycznym oświetlenie w mieszkalnictwie. Promowały one stosowanie fluoroscencyjnych lamp kompaktowych (CFLs). Programowi towarzyszyła kampania w mediach (prasa, radio i telewizja).

Hiszpania

1 - *Program efektywnej energetycznie klimatyzacji pomieszczeń.* W latach 1988-90 hiszpańskie zakłady energetyczne wdrożyły program uzdatniania powietrza w nowo wybudowanych budynkach mieszkalnych i handlowych. Odbiorcom zaoferowano bonifikaty z tytułu zainstalowania wysoce efektywnych energetycznie urządzeń klimatyzacyjnych. Program był wspierany przez kampanię prasową, radiową i telewizyjną, a także przy pomocy broszur, kampanii pocztowej, pokazów i wystaw.

2 - *Program taryf nocnych.* W latach 1989-91 hiszpańskie zakłady energetyczne wdrożyły program taryf nocnych w sektorach mieszkaniowym i handlowym. Oferowały one odbiorcom korzystanie z energii elektrycznej w większym niż dotychczas stopniu w porze nocnej. Podobnie jak poprzedni, również i ten program był wspierany przez kampanię prasową, radiową i telewizyjną., a także przy pomocy broszur, kampanii pocztowej, pokazów i wystaw.

Holandia

1 - *Program kompaktowych lamp fluoroscencyjnych.* W okresie od września 1993 r. do lutego 1994r. holenderskie przedsiębiorstwa dystrybucji energii wdrożyły narodową kampanię promujacą użytkowanie fluoroscencyjnych lamp kompaktowych (CFLs). Przedsiębiorstwa te były wspierane przez wytwórców tychże lamp, a także przez Ministerstwo Gospodarki (Ministry of Economic Affairs). Wdrażanie programu było aktywnie wspierane przez mass media (np. radio i telewizję). Osobom, które przedstawiły kody kreskowe z lamp kompaktowych na specjalnych kuponach, oferowano premiowane pożyczki z nagrodami. Podczas kampanii narodowej sprzedano 2.9 mln lamp kompaktowych.

2 - *Program energooszczednych lodówek i zamrażarek.* Program promuje "zielone" lodówki i zamrażarki. Urządzenia te są energooszczędne i spełniają wymogi ochrony środowiska. Odbiorcy kupujący energooszczędną lodówkę lub zamrażarkę otrzymują 23 ECU (28 USD) bonifikaty od producenta, który może następnie stosować bonifikaty dla uczestniczącego w programie zakładu energetycznego. Cena z bonifikatą jest oferowana jedynie z tytułu wytwarzania lamp umieszczonych na "zielonej liście", na której zestawiono modele spełniające kryteria użytkowania energii i ochrony środowiska.

Szwecja

1 - *Zmiany na rynku transformatorów wysokiej częstotliwości.* Szwedzka agencja energetyczna NUTEK próbowała wpływać na rynek transformatorów wysokiej częstotliwości w sektorach handlowym i przemysłowym (zarówno w budynkach już istniejących, jak też nowo budowanych). Środki oddziaływania obejmowały: dostarczanie technologii, sprzedaż dużych ilości, bonifikaty i usługi, a ponadto pomoc konsultantów.

Podsumowanie

Przegląd działań w zakresie zarządzania popytem (DSM) na energię elektryczną w poszczególnych krajach pozwala na sformułowanie następujących stwierdzeń.

1) We wszystkich analizowanych krajach podejmowane są działania na rzecz zarządzania popytem (DSM) na energię elektryczną.
2) Zarówno zasięg, jak też skala tych działań są zróżnicowane w zależności od aktualnej sytuacji w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i jej zbilansowania w skali danego kraju (popyt - podaż, zaspokojenie popytu na energię elektryczną w ramach produkcji własnej; uzupełnienie niedoborów poprzez import; eksport nadwyżek).
3) Programy DSM odnoszą się do następujących form: audyty energetyczne, informacja i szkolenie, zmniejszenie obciążeń w godzinach szczytu, ogrzewanie pomieszczeń (centralne ogrzewanie, ogrzewanie akumulacyjne, ogrzewanie wodne), podgrzewanie wody użytkowej, oświetlenie, wentylacja, kontrola obciążenia, redukcja CO_2, oszczędzanie energii, wysokosprawne kotły, lepsze utrzymanie domów, izolacja mieszkań, zwiększenie roli elektrociepłowni w wytwarzaniu

energii elektrycznej i ciepła, ocieplanie budynków, wdrażanie nowych, efektywnych energetycznie technologii, prace badawczo-rozwojowe (B + R).

4) Formy zarządzania popytem na energię elektryczną: kontrola obciążenia w okresie szczytu, kontrole wykorzystania sprzętu i urządzeń, projektowanie budynków, projektowanie silników, projekty demonstracyjne skierowane do odbiorców z przemysłu, handlu, sektora mieszkaniowego i rolnictwa, licencjonowanie kadry zarządzającej w zakresie oszczędzania energii, kształcenie i szkolenie konsultantów dla odbiorców energii, publikowanie informacji, zarządzanie obciążeniem.
5) Przyjęte instrumenty i rozwiązania są zróżnicowane i obejmują: instrumenty podatkowe (podatki i sankcje, ulgi podatkowe, bonifikaty, subsydia dla rozwiązań w zakresie energii odnawialnej, a także w zakresie poszanowania energii w przemyśle, taryfy), normy dot. energii, normy urządzeń, standardy, etykiety, stymulowanie samoregulacji rynku, budownictwa i norm urządzeń, bonifikaty dla projektów efektywnego wykorzystania energii, bonifikaty dla odbiorców komunalnych, kryteria dla fabryk, budynków i urządzeń.
6) Należy żywić nadzieję, że powyższe programy, formy działania i instrumenty w zakresie zarządzania popytem na energię - istniejące i stosowane w innych krajach - zostaną wykorzystane do rozwiązywania problemów energetyki polskiej, przyczyniając się do istotnej poprawy z korzyścią zarówno dla producentów energii elektrycznej, zakładów energetycznych zajmujących się jej dystrybucją, jak też - co niemniej istotne - również dla jej odbiorców.

3.5. Podstawy ramowe analiz ekonomicznych w zarządzaniu popytem

Punktem wyjścia do analiz jest ocena kto zyskuje a kto traci na zmniejszaniu zużycia energii przez zwiększenie efektywności wykorzystania energii (realizacja zasobów popytowych). W nie regulowanym sektorze energetycznym przedsiębiorstwo energetyczne zwiększa swoją produkcję i sprzedaż energii dopóty, dopóki użytkownik/odbiorca energii jest skłonny akceptować wyższe ceny energii. Interakcje między kosztami, cenami i zapotrzebowaniem wynikają z równowagi rynkowej między popytem a podażą. W regulowanym sektorze energetycznym koszty marginalne nie znajdują odzwierciedlenia w cenach energii. Przedsiębiorstwom energetycznym nie opłaca się więc zwiększanie sprzedaży wówczas, gdy koszty marginalne (krańcowe) są większe niż marginalne dochody. Przedsiębiorstwa energetyczne są zobligowane do dostarczania energii, a równocześnie nie mogą dostarczać energii, jeżeli to nie byłoby zyskowne. Społeczna alokacja zasobów w tych warunkach jest niezadowalająca, ponieważ zużycie energii jest nadmierne w stosunku do ceny dostarczonej energii, gdyż wciąż istnieją u użytkownika energii opłacalne przedsięwzięcia oszczędności energii.

Zużycie energii będzie rosło nawet wówczas, gdy marginalna korzyść jest mniejsza niż marginalne koszty. Jedną z możliwości przedstawienia dwuznacznej natury zasobów popytowych (efektywnego wykorzystania energii - DSM) w warunkach regulowanych cen i wysokich marginalnych kosztów dostarczonej energii jest ocena sposobu podziału zysków w przypadku, gdy możliwe do uniknięcia marginalne koszty przewyższają marginalne dochody.

Perspektywa społeczna

Zysk społeczny z realizacji zasobów popytowych występuje wtedy, gdy koszty zwiększenia efektywności wykorzystania energii (DSM) są mniejsze niż koszty nowych zasobów podażowych (SSM). Formalnie więc:

(1)

Zysk społeczny netto	=	*Marginalny koszt (SSM)*	-	*Koszt zasobów popytowych (DSM)*

Perspektywa odbiorcy - uczestnika i nieuczestnika programów DSM

Jak długo ceny energii odbiorców są mniejsze niż długoterminowe koszty dostawy energii (SSM), zysk odbiorcy/konsumenta z przedsięwzięć efektywnego wykorzystania energii jest mniejszy niż zysk społeczny netto. W tej sytuacji proefektywnościowy odbiorca sieciowych nośników energii nie otrzymuje części zysku z kosztów uniknietych. Można to wyrazić następująco:

(2)

Zysk odbiorcy sieciowego netto (nieuczestnika)	=	*Marginalny koszt*	-	*Uniknięte detaliczne koszty zakupu*

i

(3)

Zysk proefektywnościowego (uczestnika) odbiorcy netto	=	*Uniknięte detaliczne koszty zakupu*	-	*Koszty proefektywnościowych przedsięwzięć*

Dwie ostatnie zależności mogą być zastąpione zależnością przedstawiającą jak wartość społeczna proefektywnościowego przedsięwzięcia jest rozdzielona, tj.:

(4)

Zysk społeczny netto	=	*Zysk odbiorcy netto (nieuczestnik)*	-	*Zysk proefektywnościowego odbiorcy netto (uczestnik)*

przy czym dla wyjaśnienia:
- uczestnik programu DSM to aktywny, proefektywnościowy odbiorca energii realizujący u siebie zasoby popytowe (DSM),
- nieuczestnik programu DSM to bierny odbiorca sieciowy, na którego w danym obszarze dystrybucyjnym pośrednio oddziałują skutki programów DSM.

Jedną z możliwości przedsiębiorstw energetycznych zachęcenia odbiorców, by zainwestowali w efektywne wykorzystanie energii są zachęty ekonomiczne, które pochodzą z przesunięcia części zysku społecznego do odbiorców. Logika tego argumentu sugeruje, że górną granicą wielkości zachęty jaką może zaoferować przedsiębiorstwo energetyczne, jest zysk odbiorcy - nieuczestnika. Tym samym zysk odbiorcy/nieuczestnika w przypadku uruchomienia programu DSM i zachęt ekonomicznych wyniesie:

(5)

Zysk odbiorcy (nieuczestnika) netto DSM	=	*Marginalny koszt*	-	*Uniknięte detaliczne koszty zakupu*	-	*Zachęty DSM*

i

(6)

Zysk odbiorcy uczestnika netto DSM	=	*Uniknięte detaliczne koszty zakupu*	-	*Koszty proefektywnościowych przedsięwzięć*	+	*Zachęty DSM*

Nawet jeżeli odbiorca/nieuczestnik ponosi straty (tzn. nieuczestnik jest poszkodowany), może wystąpić zysk społeczny netto. Kwestią oceny pozostaje, czy wymaga się osiągnięcia zysku społecznego, tj. czy wynik równania (1) powinien być >0, lub zysku nieuczestnika, tj. czy wynik równania (5) powinien być >0. Przedsiębiorstwa energetyczne, które inicjują pierwsze programy i zachęty DSM, powinny przyczynić się do osiągnięcia zarówno zysku społecznego, jak i zysku nieuczestników. Równanie (5) jest często przedstawiane jako opłacalność nieuczestnika lub test "bez strat uczestników".

Perspektywa przedsiębiorstwa energetycznego

Jednym z najtrudniejszych problemów w zakresie tworzenia zachęt przez przedsiębiorstwa energetyczne jest uzyskanie pożądanego poziomu uczestnictwa odbiorców w programie DSM. Można to ocenić przez porównanie zysków z DSM do wielkości zachęt w świetle zmian w wymaganych dochodach przedsiębiorstwa energetycznego, związanych z różnymi programami DSM. Taki sposób rachunku jest często nazywany perspektywą przedsiębiorstwa energetycznego. Jest to związane z kosztami społecznymi w następujący sposób:

(7)

$$\textit{Koszt społeczny netto} = \textit{Koszt przedsiębiorstwa energetycznego netto} + \textit{Koszt uczestnika netto}$$

gdzie zmiana w całkowitych, wymaganych dochodach jest zdefiniowana jako koszt przedsiębiorstwa energetycznego, mniejszy niż zachęty od przedsiębiorstwa, mniejszy niż zaoszczędzona wartość energii.

3.6. Test straty/korzyści uczestników lokalnego rynku ciepła w przykładowym projekcie zintegrowanego planowania zasobów ciepła

Założenia przykładu

Charakterystyka rynku ciepła:

- W mieście istnieje system ciepłowniczy o zdolności wytwórczej i przesyłowej 120 MW, będący własnością przedsiębiorstwa ciepłowniczego. Maksymalne zapotrzebowanie ciepła wynosi 100 MW.
- Istnieje wyspowa kotłownia i system zasilający osiedle mieszkaniowe o maksymalnym zapotrzebowaniu ciepła 10 MW, będące własnością spółdzielni mieszkaniowej. Kotłownia jest wyeksploatowana i również ze względów polityki ekologicznej miasta ma być zatrzymana.

Projekt:

Podłączyć wyspowy, spółdzielczy system zasilający do sieci przedsiebiorstwa ciepłowniczego.

Zakres projektu:

Budowa 2000 m przyłącza. Zainstalowanie stacji wymiennikowej.

Charakterystyka budynków spółdzielni:

Budynki 5-kondygnacyjne, budownictwo wielkopłytowe, niska izolacyjność ciepła.
Jednostkowe zużycie ciepła na ogrzewanie: 1.008 GJ/m^{2}r (280 KWh/m^{2}r) - rys. 3.

Ceny ciepła w systemie ciepłowniczym spółdzielni:

40 zł/GJ czyli 25% wyższe niż w przedsiębiorstwie ciepłowniczym (30 zł/GJ).

Uwarunkowania:

Konkurencja:

Spółdzielnia rozpisała ofertę na przekształcenie kotłowni w inny system grzewczy.
Dystrybutor gazu oferuje zainstalowanie kotłów gazowych, obsługę kotłowni i sprzedaż ciepła w cenie 25 zł/GJ.

Nakłady finansowe:

Spółdzielnia wymaga podłączenia do sieci na koszt przedsiębiorstwa ciepłowniczego (gaz, ciepło sieciowe).

Energetyczny Master Plan miasta:

Dopuszcza konkurencję gazu lub ciepła sieciowego na obszarze spółdzielni mieszkaniowej.

Strategia przedsiębiorstwa ciepłowniczego:

- Ofensywna, nakierowana na rozwój rynku ciepła, który w przyszłości rekompensowałby przynajmniej możliwość zmniejszenia zużycia ciepła przez obecnych klientów.
- Podłączenie spółdzielni mieszkaniowej, o ile nie spowoduje to strat finansowych.
- Przedstawienie konkurencyjnej oferty, korzystniejszej od konkurenta (gaz).
- Wdrożenie zintegrowanego planowania zasobów ciepła jako narzędzie proklienckiej polityki i unikania ryzyka nietrafnych inwestycji.

Procedura realizacji projektu na zasadzie zintegrowanego planowania zasobów ciepła

Bez działań energooszczędnych u klientów:

Podłączenie spółdzielni: rurociągi 2 * D 150
⇓
Stacja wymiennikowa: moc cieplna 10 MW
⇓
Koszt/cena sprzedaży ciepła: 29.50 zł/GJ
⇓
Oferta nie akceptowana przez spółdzielnię, bo 29.50 zł/GJ 〉 25.0 zł/GJ - oferta konkurenta (gaz)

Z działaniami energooszczędnymi u klientów:

Audyt energetyczny budynków - rys. 3
⇓
Opłacalny zakres przedsięwzięć energooszczędnych - rys. 3
⇓
Podłączenie spółdzielni: rurociągi 2 * D100
⇓
Stacja wymiennikowa: 5.5 MW
⇓
Finansowanie przedsięwzięć - tab. 2,
Oszczędności ciepła wspólnie: przedsiębiorstwo ciepłownicze i użytkownicy.
⇓
Cena sprzedaży ciepła: 30 zł/GJ

⇓

Koszt ogrzewania mieszkań konkurencyjny przy cieple sieciowym, bo (tab. 2):
18.98 zł/m^{2}r ⟨ 25.2 zł/m^{2}r = 1.008 * 25

⇓

Oferta akceptowana przez spółdzielnię.

Korzyści/straty uczestników projektu

Perspektywa użytkowników ciepła (spółdzielnia):

Korzystna, bo jednostkowy koszt ogrzewania mieszkań, przy najmniejszych kosztach (optymalizacja) wynosi (tab. 3) 18.98 zł/m^{2}r czyli jest o 25% niższy niż przy ofercie ogrzewania gazem (25.20 zł/m^{2}r)

Perspektywa przedsiębiorstwa ciepłowniczego:

Utrzymuje cenę ciepła 30 zł/GJ, inwestuje w część przedsięwzięć energooszczędnych z unikniętych inwestycji (mniejsza moc rurociągów przesyłowych i stacji wymienników ciepła - tab. 2), i w wyniku tego otrzymuje zysk 0.43 mln zł/r (o 2.0%) - tab. 4 - w stosunku do obecnych przychodów.

Perspektywa biernych użytkowników ciepła:
(dotychczasowych klientów przedsiębiorstwa ciepłowniczego)

Bez strat, ponieważ cena 30 zł/GJ pozostaje bez zmian.

Perspektywa społeczeństwa w mieście:

Zmniejszenie emisji zanieczyszczeń powietrza o ok. 12%

Jest to więc typ projektu zintegrowanego planowania zasobów energii, w którym wszyscy zyskują.

Tabela 2

Rozkład nakładów inwestycyjnych przedsiębiorstwa ciepłowniczego (PC) i użytkowników ciepła (UC) w mln PLN w optymalizacji kosztów użytkowników ciepła

Lp.	Przedsięwzięcie	Bez przedsięwzięć energooszczędnych u użytkowników (bez DSM)			Z przedsięwzięciami energooszczędnymi (z DSM)		
		PC		UC	PC		UC
		Poniesione	Uniknięte		Poniesione	Uniknięte	Poniesione
1	Budowa dodatkowych ciepłociągów	1.000	0	0	0.74	0.26	0
2	Zainstalowanie wymienników ciepła	1.000	0	0	0.55	0.45	0
3	Przedsięwzięcia energooszczędne w budynkach (*)	0	0	0	0.71		2.177
	Razem	**2.000**			**2.000**		**2.177**

(*) Przedsięwzięcia od 1 do 4 jak w tab. 3

PERSPEKTYWA UŻYTKOWNIKA CIEPŁA **Tabela 3**

Koszt ogrzewania mieszkań w przedsięwzięciach energooszczędnych (DSM) wspieranych przez przedsiębiorstwo ciepłownicze (PC)

Lp	Opcje	Strona SSM	Strona DSM		Roczne jednostkowe zużycie ciepła	Roczny jednostkowy koszt ogrzewania mieszkania użytkownika			
		Cena ciepła	Koszty danego przedsięwzięcia			Koszt ciepła	DSM poprzednie	DSM dane	Razem
			Użytkownik	PC					
		zł/GJ	zł/GJ	zł/GJ	GJ/m^{2}r	zł/m^{2}r	zł/m^{2}r	zł/m^{2}r	zł/m^{2}r
1	Stan bazowy bez przedsięwzięć energooszczędnych	30	0	0	1.008	30.24	0	0	30.24
1	Automatyka węzła	30	0	0.47	0.887	26.61	0	0	26.61
2	1 + ocieplenie dachu	30	0	1.15	0.837	25.1	0	0	25.1
3	1+2+ocieplenie stropu piwnic	30	0	2.21	0.796	23.89	0	0	23.89
4	1+2+3+ocieplenie ścian zewnętrznych	30	12.8	1.81	0.534	16.02	0	2.96	18.98
5	1+2+3+4+wymiana okien	30	43.13	0	**0.383**	11.49	2.96	6.51	**20.96**

Tabela 4

PERSPEKTYWA PRZEDSIĘBIORSTWA CIEPŁOWNICZEGO

Test strat/korzyści przyłączenia nowych użytkowników w strategii rozwoju (marketing + DSM)

Lp.			Stan bazowy. Strategia zachowawcza bez zmian	Strategia rozwoju. Przyłączenie nowych klientów stymulowane zachętami ekonomicznymi
1	Moc/zużycie	MW/GJ/r	100\720000	
2	Przyrost zapotrzebowania/zużycia bez DSM	MW/GJ/r		10\72000
3	Uruchomienie zasobów popytowych (oszczędności energii) dla uzyskania konkurencyjnej oferty.	MW/GJ/r		4.5\32400
4	Zasoby podażowe	MW/GJ/r		5.5\39600
5	Cena ciepła	zł/GJ	30	30
6	Koszty stałe	zł/GJ	15	14.71
7	Koszty zmienne	zł/GJ	15	15
8	Dodatkowa produkcja ciepła	GJ/r		39600
9	Nowa moc/zużycie	MW/GJ/r		104.5\759600
10	Koszt stały dodatkowo wyprodukowanego ciepła	zł/GJ		3.22
11	Koszt dodatkowo wyprodukowanego ciepła (7)+(10)	zł/GJ		18.22
12	Koszt zasobów popytowych (zaoszczędzonego ciepła) poniesiony przez przedsiębiorstwo	zł/GJ		0.56
13	Koszt łączny pozyskania dodatkowej sprzedaży ciepła (11)+(12)	zł/GJ		18.78
14	Koszty całkowite bazowej sprzedaży ciepła (1) *x* (5)	mln zł/r	21.6	21.6
15	Koszty całkowite dodatkowej sprzedaży ciepła (4) *x* (13)	mln zł/r		0.74
16	Koszty całkowite sprzedaży ciepła (14)+(15)	mln zł/r	21.6	22.34
17	Całkowite roczne przychody (1) lub (9) *x* (5)	mln zł/r	21.6	22.79
18	Zysk ze sprzedaży (17) - (16)	mln zł/r	0	0.43

4. Zintegrowane planowanie na lokalnym rynku energii

4.1. Rosnąca rola gmin w lokalnej gospodarce energetycznej

Gospodarka energetyczna gminy zajmuje istotne miejsce w polityce energetycznej państwa i regionu a lokalnie stanowi ważne pole działań w rozwoju gospodarczym i społecznym gminy. Reforma państwa polskiego po 1989 roku wprowadziła szereg zmian w decentralizacji zarządzania. Nie ukształtował się jednak jeszcze docelowy model administracji państwa, samorządu terytorialnego. Prawo energetyczne nie zostało jeszcze wprowadzone ustawowo.

W procesie tworzenia zasad zarządzania państwem winna znaleźć się gospodarka energetyczna gminy, tym bardziej, że - jak przedstawiono poniżej - w rozwijających się społeczeństwach następuje głęboka integracja między ekonomią, ekologią i społeczeństwem. Ramy takiej integracji wraz z podziałem zadań na politykę krajową, regionalną i lokalną (gmina) przedstawiono w "Celach gospodarki energetycznej kraju, regionu, gminy" (tab. 5). Zadania i rolę gospodarki energetycznej gminy można określić wieloma kryteriami, a mianowicie:

PRAWNYMI

1. Gmina jako jednostka samorządu terytorialnego uczestniczy w sprawowaniu władzy państwowej (ustawa z dnia 8 marca 1990 r.), mając do wykonania zadania publiczne, np. w zakresie gospodarki energetycznej. Sprawy zaopatrzenia w energię cieplną należą do zadań własnych gminy.

2. Projekt nowego prawa energetycznego do zadań własnych gminy w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną i ciepło zalicza:
- planowanie i organizację zaopatrzenia w ciepło na obszarze gminy oraz częściowe finansowanie kosztów związanych z dostarczaniem ciepła do mieszkań komunalnych z wyłączeniem spółdzielczych zasobów mieszkaniowych i mieszkań zakładowych;
- budowę i eksploatację oświetlenia miejsc publicznych oraz finansowanie oświetlenia ulic, placów i dróg znajdujących się na terenie gmin, z wyłączeniem autostrad.

3. Przedsiębiorstwa energetyczne (wytwórcze i dystrybucyjne) działające na terenie gminy, nawet jeżeli są własnością gminy, podlegają ustawie z 24 lutego 1990 r. o przeciwdziałaniu praktykom monopolistycznym. Stąd gminy winny tworzyć warunki konkurencji w stosunku do komunalnych podmiotów gospodarczych (w tym energetycznych), a - w warunkach pełnego monopolu komunalnej energetyki gminnej (gaz, ciepło, energia elektryczna itp.) - muszą się liczyć z nadzorem Urzędu Antymonopolowego i Urzędów Regulacyjnych Energii (nowe prawo energetyczne).

4. Prawo ekologiczne.

W myśl Ustawy z dnia 31 stycznia 1980 roku o ochronie i kształtowaniu środowiska władze gminy mogą wydać użytkownikowi urządzenia technicznego lub innego, zanieczyszczającego powietrze atmosferyczne nakaz ograniczenia uciążliwości dla środowiska, a w przypadku nie zastosowania się do tych ustaleń - unieruchomić maszynę lub urządzenie.

Na mocy ustawy z dnia 3 kwietnia 1993 roku o zmianie ustawy o ochronie środowiska utworzone zostały gminne fundusze ochrony środowiska, które przeznacza się między innymi na realizowanie zadań modernizacyjnych i inwestycji służących ochronie środowiska i gospodarce wodnej.

GOSPODARCZYMI

1. Gmina oferując potencjalnym inwestorom nośniki energii po możliwie niskich cenach (ale odzwierciedlających realne koszty), zachęca nowe podmioty gospodarcze do lokowania tych inwestycji w gminie, a istniejącym podmiotom ułatwia konkurencję i większą rentowność.

2. Zgodnie z zasadą demokratycznego państwa i będąc wybranym samorządem lokalnej społeczności, gmina winna zapewnić mieszkańcom nośniki energii po możliwie niskich cenach. Odciążając dzięki temu budżety rodzinne, stwarza większe możliwości do tworzenia lokalnego kapitału dla rozwoju gminy.

ENERGETYCZNYMI

1. Zapewnienie pewności zasilania w nośniki energii, zarówno ciągłości dostawy w krótkim okresie czasu, jak i stwarzanie warunków do odtwarzania bądź modernizacji systemów wytwórczych i dystrybucji energii w dłuższym okresie.
2. Ekonomiczne wykorzystanie lokalnych źródeł energii, zarówno konwencjonalnych (w tym energii odpadowej) jak i odnawialnych źródeł energii.

EKOLOGICZNYMI

1. Pozyskiwanie, dystrybucja i użytkowanie nośników energii stanowią jedno z największych źródeł emisji zanieczyszczeń w gminie (np. zanieczyszczenie powietrza z tzw. źródeł wysokiej i niskiej emisji). Wybór przyjaznych dla środowiska systemów wytwarzania i efektywne wykorzystanie nośników energii mogą wydatnie poprawić warunki życia mieszkańców gminy.

2. W ramach wyboru priorytetów rozwoju gospodarczego i społecznego gminy, a w konsekwencji kierunków inwestowania, gmina może postawić cele poprawy środowiska naturalnego wychodzące dalej niż obowiązujące ustawowe standardy emisji zanieczyszczeń. Może więc prowadzić własną politykę ekologiczną.

3. Gmina jest właściwym miejscem i szczeblem administracji, by prowadzić zrównoważony rozwój gospodarki energetycznej, tj. poszukiwać w kryteriach kosztów społecznych równowagi między inwestowaniem w bezpośrednie zmniejszenie zanieczyszczeń emitowanych do środowiska (tzw. "ograniczenie emisji końca rury"), a usuwaniem przyczyn nieefektywnego wykorzystania energii.

SPOŁECZNYMI

1. Stymulując rozwój gospodarki energetycznej w kierunku efektywnych systemów wytwarzania i wykorzystania energii, gmina ma szansę realizować politykę dostawy energii po możliwie niskich kosztach.

2. Różna jest efektywność ekonomiczna wytwarzania i dystrybucji nośników energii w gminach, jednakże w większości gmin należy się liczyć ze wzrostem cen nośników energii, a to ze względu na doszacowanie wartości urządzeń i budynków i włączanie kosztów urządzeń dla dotrzymania standardów ochrony środowiska. Ceny energii muszą odzwierciedlać realny koszt ich wytwarzania i dystrybucji, ale gmina może prowadzić politykę dopłat do rachunków za energię dla najuboższej społeczności gminy.

3. Gmina, będąc właścicielem systemów wytwarzania, a najczęściej dystrybucji ciepła sieciowego, może zrealizować bardziej zorientowaną na klienta zasadę rozliczania się mieszkańców za rzeczywiście zużytą energię. Projekt prawa energetycznego dopuszcza możliwość inwestowania przez zakłady energetyczne w przedsięwzięcia oszczędności energii u użytkowników, dając możliwość pokrycia wydatków w cenach energii. Mieszkańcy będą mogli przynajmniej dostosować swój komfort cieplny w mieszkaniach do możliwości budżetów rodzinnych, co ma miejsce w znacznie bogatszych od Polski krajach. Przedsięwzięcia oszczędności energii w budynkach mogą znacznie zmniejszyć rachunek za energię, np. cieplną.

Urealniając koszty energii przy nieefektywnym wytwarzaniu, dystrybucji i użytkowaniu energii cały problem przerzucamy na barki społeczeństwa. Bez aktywnej polityki państwowej, regionalnej i gminnej w kierunku bardziej efektywnego wykorzystania energii program restrukturyzacji sektora energetycznego w Polsce będzie napotykać na opór społeczny.

4. Zrównoważony rozwój gospodarki energetycznej gminy (zarówno po stronie pozyskiwania, dystrybucji jak i użytkowania energii) może tworzyć dodatkowy rynek pracy w gminie. Wprawdzie w wyniku restrukturyzacji i modernizacji źródeł wytwarzania oraz dystrybucji energii może się zmniejszać zatrudnienie, ale biorąc pod uwagę wdrażanie bardziej pracochłonnych przedsięwzięć oszczędności energii, per saldo zwiększa się zatrudnienie w gospodarce energetycznej gmin.

FINANSOWYMI

1. Jakie formy własności przedsiębiorstw energetycznych w gminie tworzą największe wpływy z podatków dla budżetu gminy?

2. Czy idea zrównoważonego rozwoju gospodarki energetycznej będzie w krótkim okresie czasu zmniejszać wpływy do budżetu a w długim przynosić zmniejszenie obciążeń budżetu gminy na proekologiczną i prospołeczną politykę wydatków gminy?

3. Finansowanie obiektów użyteczności publicznej i administracji gminy, np. szkół i szpitali przejmowanych od administracji centralnych, może być zmniejszone, np. w kosztach energii, jeżeli wprowadzi się ekonomiczne uzasadnienie przedsięwzięcia oszczędności energii.

4. Gmina może prowadzić własną politykę pozyskiwania środków finansowych, np. z emitowania obligacji, gwarancji na pożyczki, samoopodatkowania się mieszkańców na zrównoważony rozwój gospodarki energetycznej.

5. Dobrze przygotowane projekty modernizacji gospodarki energetycznej gminy w oparciu o zrównoważoną strategię rozwoju mają większą szansę na pozyskanie środków z dotacji, czy też niskooprocentowanych pożyczek z proekologicznych funduszów celowych (Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska, Ekofundusz).

Reasumując, gmina poprzez planowanie strategiczne swojej gospodarki energetycznej ma szansę uniknięcia nietrafionych inwestycji energetycznych i proekologicznych w celu:

- zapewnienia niezawodnego i pełnego zaspokojenia potrzeb energetycznych odbiorców lokalnych,
- zaspokajania potrzeb energetycznych (ciepło procesowe i grzewcze, oświetlenie, napędy itp.) odbiorców po najmniejszych kosztach,
- realizacji zasady ekorozwoju przez zmniejszenie obciążenia środowiska naturalnego w gminie związanego z przetwarzaniem, dystrybucją i użytkowaniem energii.

Tabela 5

Cele gospodarki energetycznej kraju, regionu, gminy

Cele główne	Kompetencje polityki	Zintegrowanie z politykami	Obszar działania polityki	Cele cząstkowe	Kompetencje polityki	Zintegrowanie z politykami	Obszar działania polityki
1. Zapewnienie niezawodnego i pełnego zaspokojenia potrzeb energetycznych odbiorców regionalnych.	K, R	G/En	PE	1.1. Zróżnicowanie źródeł zaopatrzenia w paliwa i energię.	K, R	G/En	D
				1.2. Utrzymanie zapasów strategicznych i programy działań awaryjnych.	K	G/En	PE
				1.3. Stworzenie producentom i dystrybutorom paliw i energii warunków do odtwarzania i rozwoju (transformacja i restrukturyzacja przemysłu paliw i energii).	K, RL	G/En	PE
				1.4. Zapewnienie perspektywiczne dostaw i dostępności do zróżnicowanych nośników energii.	K, R	G/En	D, CD

Cele główne	Kompetencje polityki	Zintegrowanie z politykami	Obszar działania polityki	Cele cząstkowe	Kompetencje polityki	Zintegrowanie z politykami	Obszar działania polityki
2. Minimalizacja kosztów zaspokajania potrzeb energetycznych odbiorców w regionie	K, R, L	G/En	PE, UE	2.1. Stworzenie rynku i możliwości konkurencji producentów paliw i energii (transformacja i restrukturyzacja przemysłu paliw i energii).	K R	G/En	PE
				2.2. Wprowadzenie antymonopolistycznych regulacji warunków i cen dostawy paliw i energii.	K, R, L K,	G/En G/En G/En	PE CD, D PE, UE
				2.3. Stworzenie warunków i rozwiązań dla konkurencji przedsięwzięć wytwarzania i dostawy z przedsięwzięciami oszczędności energii, czyli realizacji strategii zaspokajania potrzeb energetycznych wg zasady najmniejszych kosztów.	R, L	G/En	CD, D, UE M i P
3. Zmniejszenie obciążenia środowiska naturalnego w regionie związane z pozyskaniem, przetwarzaniem i użytkowaniem paliw i energii	K, R, L	G/En/Ek	PE, UE	3.1. Restrukturyzacja przemysłu w kierunku zmiany jego struktury z kapitało-, energo- i materiałochłonnej na rzecz bardziej produktywnej, zwiększającej zatrudnienie i ekologicznej struktury produkcji.	K, R R, L	G/En/Ek G/En/Ek G/S	UEP PE/UE
				3.2. Rozwijanie systemów paliwowo-energetycznych i infrastruktury mniej uciążliwych dla środowiska nośników energii (gaz, energia elektryczna itp.) w regionie wg strategii najmniejszych kosztów społecznych w zaspokajaniu potrzeb energetycznych, włączając pełne koszty ochrony środowiska.	R, L K, R	G/En/Ek G/En	PE,UE GR
				3.3. Ograniczanie emisji zanieczyszczeń powietrza, wody, gleby w kryteriach największych zagrożeń dla zdrowia mieszkańców regionu.			
				3.4. Ochrona zasobów paliw i energii w regionie.			
4. Uzyskanie społecznego przyzwolenia i poparcia dla realizacji zintegrowanych programów ekonomicznych, energetycznych i ekologicznych w regionie.	K, R, L	G/En/Ek/S	UE	4.1. Upowszechnienie w społeczeństwie i w podmiotach gospodarczych informacji i decyzji o gospodarce energetycznej regionu.	K, R, L K, R, L	En/S G, En/S	PE, UE, CD, D, UE PE, UE
				4.2. Preferowanie kierunków i rozwiązań w zintegrowanej gospodarce energetycznej (strona podażowa i popytowa energii) regionu tworzących nowe miejsca pracy.	R, L	G/En/Ek/S	CD, D, UE M i P
				4.3. Rozwijanie systemów paliwowo - energetycznych i ich infrastruktury, szczególnie w funkcji ogrzewania pomieszczeń i ciepłej wody bytowej z uwzględnieniem wymogów i możliwości finansowych mieszkańców oraz niezbędnego poziomu pomocy socjalnej.	K, R, L	En/Ek/S	PE, UE
				4.4. Rozwijanie świadomości w zakresie ekonomizacji energii oraz edukacji ekologicznej.			

Objaśnienia do tabeli 5:

Kompetencje polityki:
- K - państwowa (kraj)
- R - regionalna (region)
- L - lokalna (gmina)

Zintegrowanie (związki) z innymi politykami:
- G - gospodarcza
- En - energetyczna
- Ek - ekologiczna
- S - socjalna

Obszar działania polityki:
- PE - pozyskanie i dystrybucja paliw i energii w tym:
- D - dystrybucja nośników energii (energia elektryczna, gaz, energia cieplna, paliwa stałe)
- GR - górnictwo węgla i gazu
- EL - wytwarzanie energii elektrycznej w systemach państwowych
- EC - wytwarzanie ciepła w systemach państwowych i dystrybucja
- CD - wytwarzanie ciepła w systemach regionalnych/lokalnych
- UE - użytkowanie energii w tym:
  - UEP - w przemyśle
  - UET - w transporcie
  - UE MiP - w mieszkalnictwie i sferze użyteczności publicznej (szkoły, szpitale, administracja itp.)

4.2. Zasady budowy gminnych planów zaopatrzenia w ciepło (master planów) w oparciu o zintegrowane planowanie gospodarki energetycznej

Plany redukcji zanieczyszczeń niskiej emisji i plany zaopatrzenia w ciepło w gminach są tym bardziej tożsame, im bardziej włączymy pełny zewnętrzny koszt ochrony środowiska w koszty wytwarzania energii (rys. 2). Dzisiaj jeszcze koszty zewnętrzne ochrony środowiska są daleko niedoszacowane, tak więc w planach zaopatrzenia w ciepło należy szukać priorytetów z punktu widzenia redukcji niskiej emisji. Budowa gminnych planów zaopatrzenia w ciepło opartych na zasadach zintegrowanego planowania gospodarki energetycznej gminy daje bardziej obiektywne narzędzie do wyboru priorytetów środowiskowych.

Jak więc budować master plan energetyczny gminy?

Po pierwsze stosować wielokryterialne podejście jak na rys.13.
Po drugie oceniać według następujących wymogów:
- optymalizacja ekonomiczna - dostarczenie usługi/komfort cieplny po możliwie najniższych kosztach,
- wykonalność fizyczna i finansowa,
- znacząca poprawa jakości środowiska, np. powietrza (dotrzymanie standardów jakości środowiska),
- społeczna akceptacja rozwiązań technicznych i ekonomicznych (ścieżka rozwoju cen, komfort użytkowania).

W opracowaniu zintegrowanego planu gospodarki energetycznej gminy można wyróżnić następujące kroki:

Krok 1 - Zidentyfikowanie celów planu

Na początku procesu planowania ustala się strategiczne i taktyczne cele gospodarki energetycznej.

Krok 2 - Prognoza przyszłego zapotrzebowania na nośniki energii elektrycznej, ciepła, gazu itp. Budowa scenariuszy

Szczegółowa inwentaryzacja istniejącego zużycia energii i zapotrzebowania mocy w sektorach (przemysł, usługi publiczne, mieszkalnictwo) i według typów energii (ciepło procesowe, ciepło grzewcze, napędy, oświetlenie itp.). Badanie historycznych trendów i budowa scenariuszy rozwoju gospodarczego i społecznego. Budowa prognoz.

Krok 3 - Identyfikacja zasobów podażowych (wytwarzanie i dystrybucja energii) i popytowych (zmniejszenie zużycia energii) dla pokrycia zapotrzebowania

Zestawia się i dokumentuje opcje podażowe i popytowe (oszczędności) energii.

Krok 4 - Wstępny wybór zasobów

Przy tym zgrubnym wyborze odrzuca się opcje, których opłacalność nie jest rozpoznana a dane nie są i nie będą dostępne lub opcje nie spełniają wymogów ochrony środowiska.

Krok 5 - Odrębne oceny zasobów podażowych i popytowych

Obliczenie opłacalności (koszty - efekty) zasobów, uwzględniając różne podejście: rachunku społecznego, rachunku przedsiębiorstw energetycznych (wytwórców i dystrybutorów energii). Ocena korzyści i strat opcji oszczędności energii dla różnych aktorów zintegrowanej gospodarki energetycznej (przedsiębiorstwa energetyczne, uczestnicy i nieuczestnicy programów popytowych, społeczność lokalna).

Krok 6 - Zintegrowana ocena zasobów

Wielosekwencyjne porównanie wzajemnej konkurencji ekonomicznej opcji podażowych i popytowych. Koszty alternatywnych planów.

Krok 7 - Analizy wrażliwości i decyzyjne

Zidentyfikowanie i określenie zakresu zmienności czynników mających największy wpływ na koszty. Badanie zmienności kosztów i analiza wariantów planów przy określonych wariacjach tych czynników. Ocena ryzyka wyboru wariantu.

Krok 8 - Iteracja całego procesu planistycznego

Uwzględnienie możliwych sprzężeń. Ocena wpływu badanych wariantów na rozwój taryf za energię (czasowa ścieżka możliwych najniższych i najwyższych taryf). Ocena czy procesu planistycznego nie należy powtórzyć od początku, jeżeli pominięto istotne zasoby lub założone wstępnie wielkości różnią się od obliczonych.

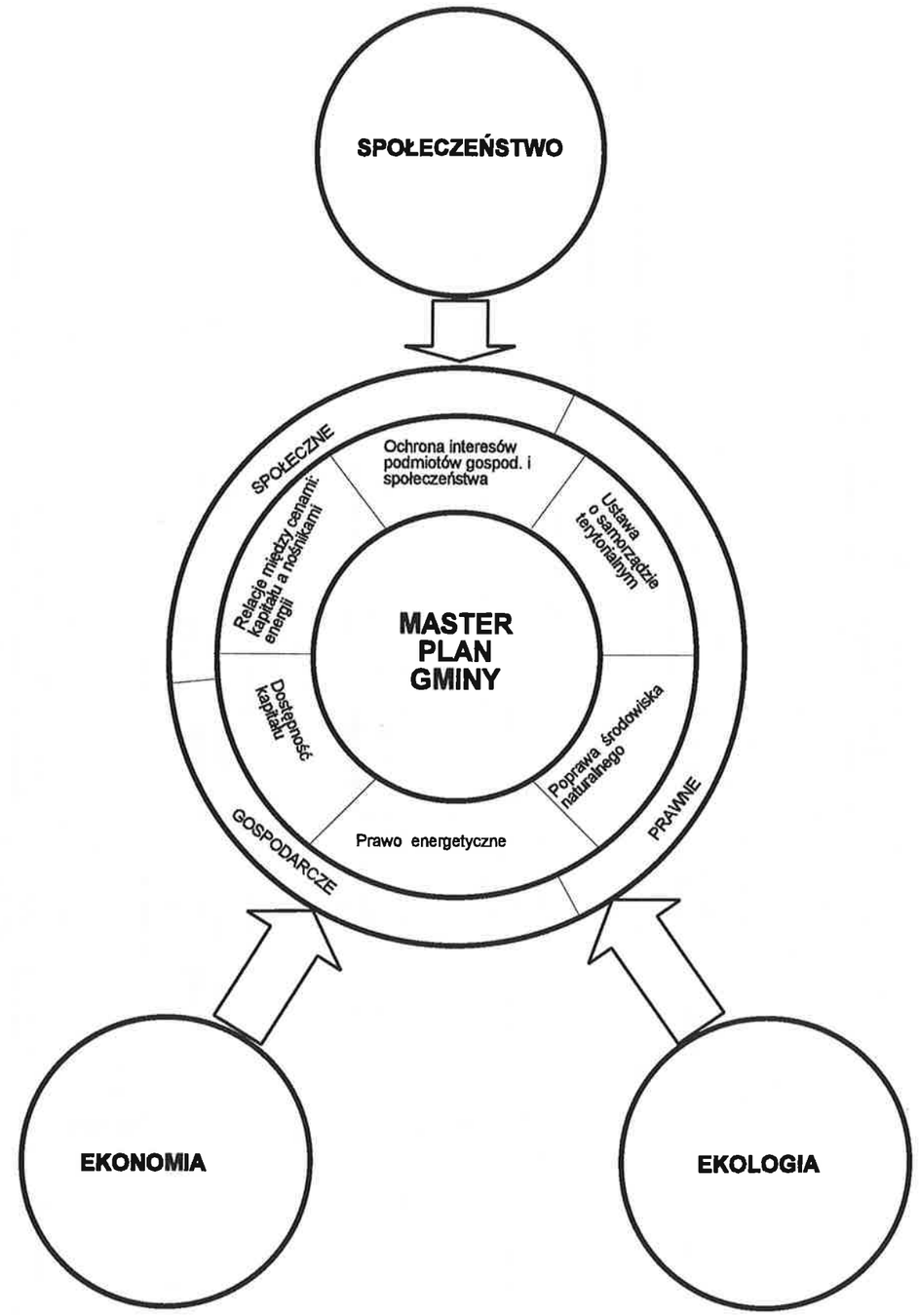
Krok 9 - Wybór planu zasobów (plan zaspokojenia potrzeb według najmniejszych kosztów)

Opracowanie strategicznego planu zrównoważonego rozwoju gospodarki energetycznej, uwzględniającego konkurencyjność dostarczonej lub zaoszczędzonej energii, możliwość realizacji opcji podażowych i popytowych uporządkowanych według rosnących kosztów.

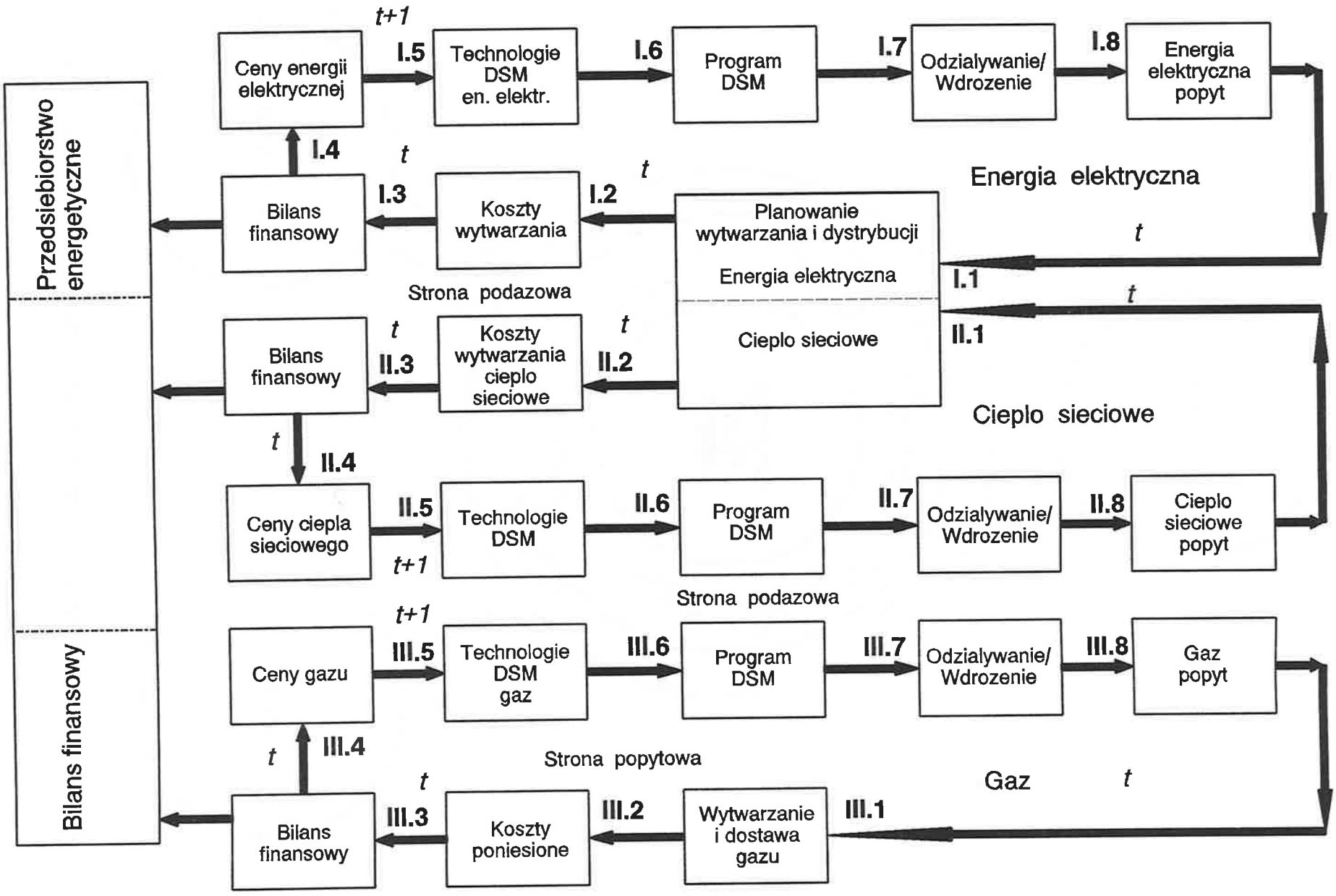
Krok 10 - Opracowanie krótko- i średnioterminowych planów działania i systemu monitorowania

Opracowanie planów działania w zgodności z długoterminowym planem strategicznym (rok po roku w horyzoncie do 5 lat). Powinny się w tym mieścić projekty pilotowe i demonstracyjne, system informacji o skuteczności i efektywności realizacji planu, procedury weryfikacyjne i aktualizacyjne.

Podstawowy schemat planowania przedstawia rys. 14, natomiast schemat organizacyjno-czynnościowy procedury zintegrowanego planowania rys. 15. Dobry zintegrowany program gospodarki energetycznej miasta (GEM) będzie podstawą polityki energetycznej i ekologicznej gminy - rys. 16.

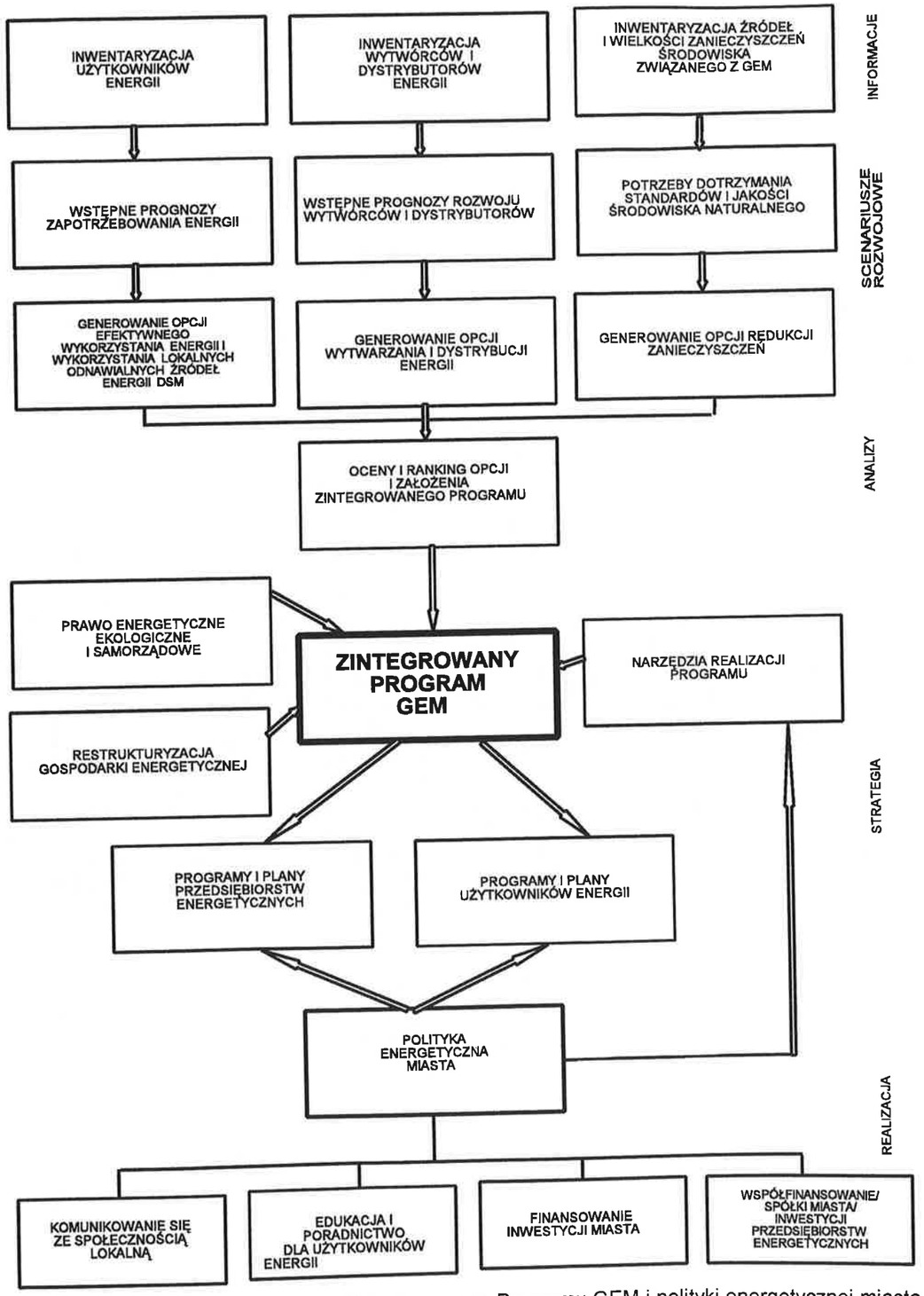


Rys. 13. Master Plan Energetyczny Gminy w otoczeniu lokalnej gospodarki energetycznej



Rys. 14. Schemat podstawowy planowania po najmniejszych kosztach

Rys. 15. Schemat organizacyjno-czynnościowy procedury zintegrowanego planowania



Rys. 16. Wzajemne powiązania Zintegrowanego Programu GEM i polityki energetycznej miasta

4.3. Uwarunkowania i otoczenie lokalnej gospodarki energetycznej

Możliwości manewru - potencjał techniczny

Komfort cieplny jest pojęciem definiowanym indywidualnie. Obecnie poziom jego realizacji jest narzucony odpowiednimi przepisami stanowiącymi, że temperatura pomieszczeń mieszkalnych powinna wynosić minimum 18°C, a ciepłej wody 55°C. Determinuje to oczywiście odpowiednie zachowania przedsiębiorstw, które są odpowiedzialne (choć w rzeczywistości mało zainteresowane) za realizację tych wymagań. Jednak, w ramach rozwijania procesów demokratycznych i dążąc do upodmiotowiania obywateli, należy stwarzać im możliwości podejmowania decyzji we własnych sprawach (w tym przypadku decyzji o skłonności do wydania własnych pieniędzy za własny komfort) i odchodzić od narzucania poziomu ogrzewania przez dostawców. Dlatego też należy tworzyć techniczne możliwości regulacyjne u indywidualnych odbiorców.

Przyjęcie takiej tezy oznacza zmianę dotychczasowej filozofii sterowania systemem, które odbywać się będzie coraz bardziej pod kątem zapotrzebowania określanego przez końcowych użytkowników w nieskrępowany technicznie sposób. Oczywiste jest, że na pewnym poziomie agregacji (w kolejnych węzłach) zaczynają coraz silniej obowiązywać prawa wielkich liczb i indywidualne upodobania przestają być istotne, a zaczynają się liczyć takie zjawiska jak średnie upodobania klientów, stan budynków i instalacji czy też pogoda. Oznacza to, że od pewnego poziomu można sterować systemem na bazie obserwacji statystycznych, danych technicznych o urządzeniach odbiorców i zjawisk pogodowych.

Aktualnie tylko na pogodę nie umiemy wpływać. Stan budynków i instalacji można zmienić dzięki odpowiednim inwestycjom, upodobania klientów natomiast dzięki oddziaływaniom ekonomicznym i szeroko pojętej edukacji. Oznacza to, że istnieje operacyjna możliwość sterowania popytem. Istnieje również techniczna możliwość poprawy sterowania popytem co wynika ze stosunkowo nieefektywnych rozwiązań technicznych stosowanych aktualnie - źle izolowane budynki, niekontrolowana wentylacja, brak odzysku energii, praktycznie niesterowalne instalacje. Ta ostatnia cecha powoduje oczywiście, że klienci są ubezwłasnowolnieni i "muszą brać co dają", płacąc "ile każą".

Przy aktualnych relacjach ekonomicznych istnieje znaczna grupa przedsięwzięć technicznych związanych z ograniczaniem popytu na energię (u odbiorcy), która jest atrakcyjniejsza od przedsięwzięć podażowych (w całym systemie dostawy). Ograniczeniem, które silnie hamuje procesy podnoszenia efektywności u odbiorców, jest konieczność porównywania kosztów tych modernizacji z krótkoterminowymi kosztami krańcowymi systemu dostawy. Jest tak ze względu na istniejącą dziś zbyt dużą nadwyżkę mocy w różnych ogniwach systemów zapewniających dostawę ciepła, co oznacza, że obniżając zapotrzebowanie na energię i moc nie unikamy nakładów na źródła czy też sieci, gdyż te koszty już poniesiono. W przypadku gdyby skutki ekonomiczne podnoszenia efektywności wykorzystania energii przyrównywano do długoterminowych kosztów krańcowych systemu dostawy, zakres atrakcyjnych przedsięwzięć ograniczania popytu byłby znacznie większy. Kluczem do przełamania powyższego ograniczenia jest odejście od zarządzania gospodarką energetyczną miasta opartego o statyczne sposoby oceny sytuacji ekonomiczno-finansowej i zastąpienia ich metodami dynamicznymi.

Zakładając chwilowo, że urządzenia odbiorców są już zmodernizowane, o realizacji celów stawianych przed ogrzewnictwem decydować będzie kolejny element łańcucha energetycznego - system sieciowy. Przy dzisiejszym sposobie funkcjonowania systemu ciepłowniczego jest to w zasadzie system dystrybucyjny, który umożliwia przesyłanie gorącej wody od określonych źródeł do właściwych im rejonów zasilania. Możliwości przesyłowe na inne tereny są istotnie ograniczone. W zakresie sieci nadal istnieje duży potencjał modernizacyjny, związany z ograniczeniem strat wody i ciepła przez wymianę rur na preizolowane oraz sukcesywne wprowadzanie automatyki umożliwiające sterowanie ilościowo-jakościowe.

Znaczenie sieci dystrybucyjnej w realizacji stawianych systemowi celów polega na efektywnym ekonomicznie i niezawodnym dostarczaniu energii do odbiorcow. Ważne są więc zdolności przesyłowe oraz możliwości dostosowawcze do ujawniających się zmiennych poborów mocy (automatyka). Przy dynamicznym sterowaniu siecią istotne będą również pewne zdolności akumulacyjne.

Znaczenie sieci przesyłowej w realizacji stawianych systemowi celów polega nie tylko na tym, aby

sama funkcjonowała odpowiednio niezawodnie i efektywnie, ale również na tym, że powinna ona stanowić pole optymalizacji zachowań innych aktorów sceny ogrzewniczej (techniczną bazę ewentualnego rynku ciepłowniczego). Ważne więc są:

- zdolności przesyłowe,
- elastyczność (sterowalność, możliwość bocznikowania przepływów, możliwości akumulacji ciepła),
- położenie w terenie względem odbiorców i źródeł,

Kolejnym elementem mającym wpływ na realizację celów stawianych systemowi są źródła ciepła - elektrociepłownie i ciepłownie. Podstawowymi czynnikami wpływającymi na realizację stawianych celów są sprawność energetyczna, koszty obciążające produkcję ciepła, dyspozycyjność, elastyczność pracy, rodzaj używanego paliwa, urządzenia zabezpieczające przed emisją zanieczyszczeń do środowiska. Urządzenia aktualnie wykorzystywane przez producentów ciepła pozostawiają, niestety, sporo do życzenia w zakresie każdej z wymienionych cech. Oznacza to, że potencjał technicznych zmian jest duży.

Możliwości manewru - obrót

W warunkach dzisiejszych trudno mówić o handlu sieciowymi nośnikami energii. Ceny sieciowych nośników energii nie są ustalane w sposób wolny, na podstawie warunków istniejących na rynku energii. Odbiorcy końcowi kupują energię elektryczną po cenach taryfowych zatwierdzonych przez Ministerstwo Finansów. Przedsiębiorstwa energetyczne są zobowiązane do przygotowania taryf i przedłożenia ich do zatwierdzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energii. W ubiegłych latach ceny energii elektrycznej były takie same dla poszczególnych grup odbiorców końcowych w całym kraju. Obecnie ceny te są nieznacznie różne w poszczególnych Zakładach Energetycznych (± 5%), lecz różnice w cenach nie odpowiadają różnicom w kosztach zasilania w poszczególnych regionach. W sektorze komunalno-bytowym większość odbiorców rozliczana jest według taryfy jednoczłonowej i jednoczasowej, to znaczy według zużycia energii, niezależnie od czasu jej poboru. W przypadku np. stosowania energii elektrycznej do celów grzewczych, odbiorcy w tym sektorze mogą być rozliczani według taryfy dwuczasowej, płacąc za zużytą energię. Pobór mocy jest w praktyce ograniczony warunkami technicznymi przyłącza. Od stycznia 1995 roku wprowadzono taryfy hurtowe do rozliczeń za obrót energią elektryczną pomiędzy krajowym systemem elektroenergetycznym zarządzanym przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., a lokalnymi Zakładami Energetycznymi. Taryfy te są niemal jednolite dla wszystkich Zakładów Energetycznych. Zasady kształtowania taryfy hurtowej wynikają z zasad Kodeksu Cywilnego, Ustawy o cenach ..., zatwierdzonego przez MPiH dokumentu "Zasady hurtowego obrotu energią elektryczną w krajowym systemie elektroenergetycznym", Ustawy o gospodarce energetycznej z 1984 roku, zarządzenia Ministra Finansów w sprawie zasad i trybu sporządzania wniosków o ustalenie cen urzędowych i marż handlowych.

Podobnie jak ceny energii elektrycznej, również ceny gazu dla odbiorców końcowych są zatwierdzane przez Ministra Finansów. Ceny te są jednolite dla poszczególnych grup odbiorców i rodzajów gazu sieciowego na terenie całego kraju. Taryfy na gaz są przygotowywane w analogicznym trybie jak w odniesieniu do energii elektrycznej. Specyficzną cechą rynku gazu sieciowego w Polsce jest to, że działa na nim tylko jedno, państwowe przedsiębiorstwo, którego wydzielone zakłady realizują zadania produkcyjne (pozyskania, przesyłu i dystrybucji gazu) w odrębnych regionach kraju.

Sposób rozliczeń odbiorców końcowych ciepła sieciowego jest bardziej zróżnicowany. Największą grupę odbiorców końcowych stanowią mieszkańcy budynków wielorodzinnych, których pobór energii cieplnej nie jest mierzony. Opłaty za ogrzewanie mieszkań określane są proporcjonalnie do powierzchni użytkowej według ceny, której maksymalną wartość określa Minister Finansów. Opłaty za nieopomiarowany pobór ciepłej wody sanitarnej pobierane są zależnie od liczby zamieszkałych osób albo od powierzchni użytkowej mieszkania. Opłaty w budynkach wielorodzinnych określają i pobierają ich administratorzy - najczęściej spółdzielnie mieszkaniowe lub przedsiębiorstwa gospodarki mieszkaniowej. Ceny ciepła powinny odpowiadać kosztom jego pozyskania, z tym, że jeśli koszty te są wyższe od maksymalnej stawki opłat określonych w Zarządzeniu Ministra Finansów, to cena ustalana jest jako równa tej wartości. Różnica pomiędzy kosztami ponoszonymi przez spółdzielnię mieszkaniową, a dochodami z opłat od lokatorów, pokrywana jest w formie subsydium z budżetu wojewódzkiego. Przedsiębiorstwa gospodarki mieszkaniowej, zakłady budżetowe będące własnością gmin są

subsydiowane z budżetów lokalnych.

Ceny zakupu ciepła generowanego w obcych źródłach, przez spółdzielnie mieszkaniowe (przedsiębiorstwa gospodarki komunalnej) od wytwórcy lub dystrybutora oraz ceny zakupu ciepła przez dystrybutora od wytwórcy, a także ceny zakupu przez odbiorcę końcowego rozliczającego pobór energii według wyników pomiarów, są określane w umowach handlowych i oparte odpowiednio o koszty wytwarzania, przesyłu lub/i dystrybucji energii cieplnej. Ceny te nie są jednakowe nawet w obrębie jednego systemu ciepłowniczego. Opłaty za dostawę energii cieplnej określane są w oparciu o taryfy dwuczłonowe - za moc i za energię. Generalnie cena mocy wynika z kosztów stałych, a cena energii z kosztów zmiennnych ponoszonych przez dostawcę z uwzględnieniem jego zysku. Powszechnie wielkość mocy zamawianej przez spółdzielnie i pojedyńczych odbiorców określa się na podstawie zapotrzebowania mocy oszacowanego w projektach technicznych budynków, stosunkowo rzadko na podstawie pomiarów. Zmiany cen umownych są ograniczone Rozporządzeniem Nr 227 Rady Ministrów z dnia 11 kwietnia 1995 roku w sprawie wprowadzania okresowego zakazu podwyższania cen umownych energii cieplnej, z aktualizacją w Rozporządzeniu Nr 689 Rady Ministrów z dnia 28 listopada 1995 roku. Możliwości podwyższania cen ograniczono do ściśle określonych przypadków wynikających z tzw. uzasadnionego wzrostu kosztów działalności. Rozporządzenia te zmieniły wcześniej stosowane zasady indeksacyjnej zmiany cen skutkujące w wielu przypadkach ich nieuzasadnionym wzrostem. Przyjęta forma kontroli wzrostu cen powoduje jednak istotne ograniczenia rentowności i rozwoju niektórych przedsiębiorstw ciepłowniczych. Rozporządzenie Rady Ministrów określa również zalecany stosunek wartości opłat za moc (tzw. opłaty stałej) do opłaty za energię (opłaty zmiennej), co jest istotne dla stworzenia właściwych bodźców do zmniejszania zużycia energii przez odbiorców indywidualnych i zbiorowych rozliczających się za dostawy energii cieplnej według wskazań urządzeń pomiarowych.

Potencjalny wpływ organizacji obrotu na realizację celów stawianych systemowi energetycznemu, w tym zwłaszcza w zakresie realizacji potrzeb grzewczych, różnić się będzie w zależności od sposobu organizacji systemów w tym od:

- podziału systemu na pewne niezależne części składowe, na zewnątrz których ujawniane będą stanowiska handlowe,
- zasad obrotu energią i mocą, np. TPA, singel buyer[5], regulacja (np. zysk na kapitale, price cap) oraz obowiązujących przepisów finansowych (amortyzacja, fundusze inwestycyjne w kosztach, inwestycje DSM w kosztach),
- form własności związanych ze specyficznymi oczekiwanymi korzyściami i na ich podstawie gotowością podejmowania ryzyka (inwestowania),
- form zabezpieczeń systemu przed niebezpiecznymi zachowaniami handlowymi (biznesowymi) - koncesje; nadzór właścicielski (współwłaścicielski) - złote akcje, akcje uprzywilejowane; regulacje; zapisy umowne; rynek; zastawy; ubezpieczenia; gwarancje; hipoteki; poręczenia.

W poprzedniej części przedstawiono różnice dzielące system ciepłowniczy na pewne odmienne części funkcjonalne. Chociaż przedmiot handlu (moc cieplna) jest pozornie jednolity, to jednak jest to tylko pozorny pogląd, gdyż każdy z fragmentów systemu ma zdolność dostarczenia specyficznego towaru, którego inna część potrzebuje, aż do klienta końcowego, którego potrzeby stanowią pierwotne uzasadnienie istnienia energetyki i źródło oczekiwanych korzyści dla wszystkich przedsiębiorstw systemu.

Na kolejnych etapach obrót determinują:

w odbiorze: **potrzeba:** niezawodny, w odpowiednim czasie i tani sposób realizacji komfortu cieplnego;

oferta obrotowa: pieniądze (ze strony przemysłu energetycznego oczekuje się, że w długim horyzoncie czasowym suma pieniędzy do wydania na potrzeby energetyczne przekroczy koszty realizacji tych potrzeb; jednocześnie klienci dążą do ograniczenia tych wydatków);

---

5 Instytucje posiadające prawo wyłączności zakupu energii w źródłach.

oferta kapitałowa: inwestycje na modernizacje technologii i urządzeń wykorzystujących bezpośrednio energię;

w dystrybucji: **potrzeba:** wpływy finansowe umożliwiające pokrycie kosztów wewnętrznych i zewnętrznych; zakup relatywnie taniej i niezawodnej mocy cieplnej w zdefiniowanym układzie czasowym, zabezpieczenie przed finansowymi skutkami utraty zdolności realizacji zobowiązań (oczekuje się długoterminowego dodatniego wyniku finansowego);

oferta obrotowa: fizyczne dostarczanie ciepłej wody do odbiorców, obsługa handlowa, szybkie usuwanie awarii, zabezpieczenie przed skutkami awarii (krótkotrwałych) - zasobniki, obejścia (dąży się do rozszerzenia tej części oferty); zapłata za dostarczenie mocy cieplnej i przejęcie części ryzyka związanego z ciągłością realizacji własnych zobowiązań (dąży się do redukcji tej części oferty);

oferta kapitałowa: inwestycje rozbudowujące rynek oraz redukujące krótko- i długoterminowe koszty krańcowe realizacji potrzeb (dąży się do ograniczenia ryzyka związanego z tą częścią oferty);

w przesyle: **potrzeba:** wpływy finansowe umożliwiające pokrycie kosztów wewnętrznych i zewnętrznych;
zakup relatywnie taniej i niezawodnej mocy cieplnej w zdefiniowanym układzie czasowym, zabezpieczenie przed finansowymi skutkami utraty zdolności realizacji zobowiązań (oczekuje się długoterminowego dodatniego wyniku finansowego);

oferta obrotowa: fizyczny przesył ciepłej wody od producentów do dystrybutorów lub hurtowych odbiorców, umożliwienie doboru producenta do odbiorcy (na poziomie zawierania umów handlowych), umożliwienie optymalizacji pracy systemu (na poziomie realizacji umów handlowych - udział w koordynacji charakterystyk zapotrzebowania na produkcję z poszczególnych źródeł producentów), świadczenie usług systemowych związanych z ograniczaniem skutków awarii dla odbiorców i producentów - np. zasobniki, bocznikowanie i odpowiednio przejmowanie ryzyka awarii (dąży się do rozszerzenia tej części oferty);
zapłata za dostarczenie mocy cieplnej i przejęcie części ryzyka związanego z ciągłością realizacji własnych zobowiązań (dąży się do redukcji tej części oferty);

oferta kapitałowa: inwestycje rozbudowujące rynek oraz redukujące krańcowe krótko- i długoterminowe koszty krańcowe realizacji potrzeb (dąży się do ograniczenia ryzyka związanego z tą częścią oferty);

w produkcji: **potrzeba:** wpływy finansowe umożliwiające pokrycie kosztów wewnętrznych i zewnętrznych; zakup paliwa, zabezpieczenie przed finansowymi skutkami utraty zdolności realizacji zobowiązań, zabezpieczenie przed finansowymi skutkami emisji zanieczyszczeń do środowiska naturalnego (oczekuje się długoterminowego dodatniego wyniku finansowego);

oferta obrotowa: fizyczna zdolność produkcji ciepłej wody po kosztach niższych niż skłonność zapłaty za tę produkcję w punkcie rozliczeniowym, zdolność ograniczania skutków awarii u siebie i u innych producentów, zdolność pokrywania niespodziewanego zapotrzebowania (rezerwy);

w przypadku EC:

zdolność przenoszenia korzyści pomiędzy systemami elektroenergetycznym i ciepłowniczymi - redukcja ryzyka;

oferta kapitałowa: inwestycje rozbudowujące rynek oraz redukujące krótko- i długoterminowe koszty krańcowe realizacji potrzeb (dąży się do ograniczenia ryzyka związanego z tą częścią oferty).

Jak więc widać, poszczególne fragmenty "łańcucha energetycznego" mogą być powiązane ze sobą fizycznymi przepływami energii od produkcji do końcowego wykorzystania, a w przeciwną stronę przepływami finansowymi.

Pozostałe sieciowe systemy energetyczne nie są, na dzisiaj, reprezentowane na terenie gmin w sposób kompleksowy, ponieważ mają one charakter ogólnokrajowy. Dotyczy to w szczególności systemu gazowniczego. Sytuacja w zakresie systemu elektroenergetycznego jest pośrednia. Często bowiem istnieją na terenie gmin źródła energii elektrycznej o zbyt małej mocy w okresie szczytowego zapotrzebowania w stosunku do potrzeb w tym czasie. Ponadto dla przedsiębiorstw zajmujących się dystrybucją za pośrednictwem ogólnokrajowej sieci przesyłowej dostępne są alternatywne w stosunku do lokalnych, odległe źródła energii i mocy elektrycznej. Tworzą one konkurencyjną możliwość zasilania odbiorców na terenie gminy.

W związku z powyższym możliwość manewru tak w zakresie technicznym jak i obrotu, widziana z perspektywy lokalnej, jest odpowiednio ograniczona. Równocześnie zakres kierunków użytkowania energii elektrycznej i gazu jest znacznie szerszy niż wyłącznie dla realizacji potrzeb grzewczych. Tak więc w odniesieniu do systemu elektroenergetycznego można operować na potencjale ulokowanym w zakresie działalności produkcyjnej, dystrybucyjnej i obrotu przy bardzo szerokim spektrum kierunków użytkowania końcowego (głównie oświetlenie zewnętrzne i wewnętrzne, napędy, cele grzewcze, RTV, AGD, procesy technologiczne), natomiast dla systemu gazowniczego tylko w obrębie dystrybucji i obrotu przy pośrednio bogatym wachlarzu kierunków użytkowania (głównie cele grzewcze, gotowanie, procesy technologiczne, konwersja na inne nośniki energii).

Możliwości manewru w wymienionych podsystemach są analogiczne jak w odpowiednich fragmentach systemu ciepłowniczego, przy czym w miejsce komfortu cieplnego występuje szereg końcowych potrzeb zaspokajanych za pomocą dostarczanej energii elektrycznej lub/i gazu.

Można przyjąć za pewnik, że istnieje jakiś optymalny scenariusz rozwoju zapotrzebowania na różne nośniki energii, sposobów ich produkcji i dostarczania. Problem tkwi w tym, że nikt nie wie jaki on jest. Główną przyczyną jest to, że nie są ściśle określone funkcja celu i kryteria oceny scenariuszy. Wynika to z olbrzymiej liczby zmiennych o bardzo różnym charakterze wpływających na gospodarkę energetyczną. Zmieniają się zachowania ludzi, pojawiają się nowe rozwiązania techniczne, ewolucji podlegają prawo i przepisy. Ma to zwłaszcza miejsce w takich gospodarkach, które - jak gospodarka polska - podlegają dynamicznym i wszechstronnym zmianom o charakterze transformacji ustrojowych. Wszystko to powoduje, że przedsięwzięcia podejmowane w polskiej gospodarce energetycznej, zwłaszcza związane z długoletnimi procesami inwestycyjnymi i obliczone na długotrwałą aktywność, obciążone są dużą niepewnością. W związku z tym ważnym procesem, występującym w obrębie gospodarki energetycznej, ma również miejsce alokacja ryzyka. Ryzyko to wiąże się z:

- niepewnością polityczną (zmiany instytucjonalne, zależność od źródeł zewnętrznych, wojny),
- niestabilnością prawną (zmiany przepisów i regulacji przesuwające zakres rozstrzygnięć podejmowanych wedlug kryteriów politycznych (zamiast ekonomicznych),
- ryzykiem ekonomicznym (niepewność tempa rozwoju rynku),
- ryzykiem finansowym (słabość systemów finansowych, oszustwa).

W gospodarkach centralnie planowanych zarządzanie ryzykiem odbywało się w sposób centralny. Wszystkie wymienione wyżej aspekty rozstrzygane były przez państwo, a elementy związane z różnymi kategoriami ryzyka były wymieszane bez możliwości rozdzielenia. Przy braku możliwości optymalnego planowania absolutnie wszystkich aspektów rozwoju społeczno-gospodarczego, pomimo stosowania skomplikowanych, ale nadal cząstkowych analiz, decyzje podejmowano w dużej mierze przypadkowo. Ich podstawę stanowiły, jako absolutnie dominujące, krótkoterminowe cele polityczne. Musiało to oczywiście doprowadzić do sytuacji kryzysu państwa, które nie było w stanie jednoosobowo udźwignąć skutków wielorakich, a nieuniknionych błędów.

Wraz ze zmianą ustroju podjęto na szczeblu państwa szereg działań prowadzących do ujawnienia różnych kategorii ryzyka, stworzenia instytucji, które podejmować mają decyzje w sposób niezależny, umożliwiający ich zewnętrzną ocenę i weryfikację. Rozpoczęto od stworzenia instytucji finansowych, takich jak: system bankowy, podatkowy czy też rodzący się system ubezpieczeń. Wszystkie one, co najmniej w zamyśle, podlegać mają kontroli przez rynek konkurencyjny. Następnie (niemalże równolegle) rozpoczęto tworzenie instytucji zarządzających ryzykiem ekonomicznym, takich jak Skarb Państwa czy prywatna własność w różnych formach, wprowadzając jednocześnie takie instrumenty jak giełda, obligacje, fundusze powiernicze czy też rozwijając systemy gwarancyjne, fundusze hipoteczne, mechanizmy leasingowe. Cały czas trwają również wysiłki w celu instytucjonalnego rozdzielenia procedur stanowienia praw kształtujących zagadnienia strategiczne od bieżących sporów politycznych na szczeblu struktur parlamentu i rządu.

Konsekwentnie deklarowanym celem rządu jest oddzielenie polityki od regulacji i własności. Podział taki prowadzi do oddzielenia zarządzania ryzykiem politycznym od ryzyka ekonomicznego i przypisania ich aktorom powołanym do ponoszenia ich konsekwencji. Zakres dopuszczalnej ingerencji w problemy ekonomiczne z tytułu celów i kryteriów politycznych określą odpowiednie prawa i przepisy. Przyjęta aktualnie przez rząd koncepcja (propozycja Ustawy *Prawo energetyczne*), ze względu na warunki monopolu naturalnego panujące w sieciowych podsystemach energetycznych, odpowiedzialność za podział ryzyka ekonomicznego pomiędzy poszczególnych ich aktorów powierza regulatorowi oraz rynkowi. Przewiduje się, że istotna z początku rola regulatora w podziale tego ryzyka ulegać będzie zanikowi na rzecz rynku w miarę jego rozwoju wewnątrz i pomiędzy systemami energetycznymi. W warunkach rozwiniętej konkurencji w podsystemach energetycznych rola regulatora sprowadzałaby się zasadniczo do zapobiegania ponownej monopolizacji systemów oraz przeciwdziałania rabunkowej polityce przedsiębiorstw (w warunkach konkurencji przeważać mogłyby tendencje do dekapitalizacji na rzecz obniżania cen i przechwytywania rynku).

Mechanizm rynkowy jest najlepszą z dotychczas zdefiniowanych metod poszukiwania ekonomicznie uzasadnionych alokacji kosztów, korzyści i ryzyka. Jego skuteczne działanie jest możliwe tylko wtedy, gdy przedmiot konfliktu interesów (sprzedawcy-kupca) zostanie jasno zdefiniowany, ujawniony i poddany grze konkurencyjnej. Gra rynkowa ma sens tyko wtedy, gdy potencjalnych nabywców i kupców jest wielu, dzięki czemu mogą oni ze sobą konkurować.

4.4. Alternatywne koncepcje realizacji zadań władz lokalnych w zakresie gospodarki energetycznej

U podstaw koncepcji realizacji zadań władz lokalnych w zakresie gospodarki energetycznej leżą zasady ustroju państwa i wynikająca z nich polityka energetyczna. Politykę energetyczną podzielić można na dwie kategorie. Pierwsza z nich jest strategią wynikającą z ustroju państwa i jego niezmienników, określającą zasady generalne funkcjonowania energetyki. Polityka ta określa cele i priorytety długoterminowe wynikające z interesu publicznego, koncepcje organizacji instytucjonalnej i podział odpowiedzialności za realizację celów, przypisuje kompetencje i określa skalę dopuszczalnej dowolności. Polityka ta realizowana jest przez odpowiednie konstrukcje prawne, utworzenie odpowiednich instytucji (np. rynek, regulator) i określenie granic ich oddziaływania. Druga kategoria polityki wynika z dopuszczania pewnej, wyżej wymienionej dowolności, i związana może być ze zmianą bieżących uwarunkowań zewnętrznych, takich jak np. zmiany cen na rynkach światowych, decyzje polityczne na świecie (np. embarga, wojny) lub też ze specyfiką sytuacji lokalnej (np. występowanie lokalnych zasobów energetycznych, zagrożenie dla środowiska naturalnego). Z perspektywy władz lokalnych istotnym jest jak zostaną one ulokowane wśród instytucji odpowiedzialnych za realizację strategii energetycznej (doglądanie realizacji zasad ogólnokrajowego interesu publicznego) oraz jak szerokie będą kompetencje pozwalające uwzględniać lokalną specyfikę. Podstawowymi instrumentami realizacji tych praw będą instrumenty polityczne, własność i udział w regulacji.

W zależności od akceptowanego sposobu i stopnia liberalizacji gospodarki energetycznej (zakres i sposób prywatyzacji, skala deregulacji, skala atomizacji systemów i wdrażanie mechanizmu konkurencji) sposoby realizacji celów stawianych tej gospodarce mogą być różne.

Rozwiązania graniczne to:
- brak liberalizacji (wariant konserwatywny), tj. utworzenie jednego przedsiębiorstwa energetyki miejskiej, własności państwowej lub miejskiej, pod rozwiniętą kontrolą właścicielską, regulacyjną (koncesja i ceny) i społeczną oraz
- pełna liberalizacja, tj. atomizacja przedsiębiorstw z całkowitą prywatyzacją i pełną konkurencją, nadzór władz miasta nad przedsiębiorstwami, realizowany pośrednio przez stymulowanie popytu, systemy wsparcia finansowego, opowiednie zapisy w koncesjach itd.

Niewątpliwie na dziś żadne z tych rozwiązań nie jest właściwe. Chociaż procesy, które zachodzą na świecie, wyraźnie kierują rozwiązania w stronę zwiększejącej się liberalizacji, to jednak istnieją określone ograniczenia obiektywne, które limitują te rozwiązania. Wydaje się, że przyjęte w styczniu 1996 roku przez Sejm "Założenia polityki energetycznej Polski do roku 2010" determinują pewne minimum liberalizacji. Najważniejszy zatem wydaje się kierunek na rozdzielenie kompetencji w zakresie polityki, własności i regulacji. Oznacza to, że ten kto ma odpowiednie instrumenty, aby tworzyć i realizować politykę gospodarczo-społeczną i wynikającą z niej politykę energetyczną, nie powinien być właścicielem przedsiębiorstw energetycznych. Kto zaś będzie właścicielem, nie powinien odgrywać decydującej roli w stanowieniu regulacji.

Polityka

W zakresie polityki ważnym jest odpowiedzieć sobie, co rzeczywiście może stanowić władza lokalna dziś i co będzie mogła stanowić w przyszłości. Możliwości kreowania polityki energetycznej, determinującej bezpośrednio otoczenie ekonomiczne przedsiębiorstw energetycznych, są obecnie bardzo ograniczone. Dotyczą one głównie zagadnień wynikających z lokalnego planu zagospodarowania przestrzennego. Większa część władzy politycznej skupiona jest w rękach rządu centralnego. Według projektu Ustawy *Prawo energetyczne*, nie należy spodziewać się dramatycznych zmian w tym zakresie. Oznacza to, że jako "mniejszościowy" w tworzeniu polityki i ustalaniu mechanizmów wykonawczych tej polityki, samorząd lokalny może - w pewnych uzasadnionych obszarach, w ograniczonej skali - pełnić rolę właścicielską lub regulacyjną, bez groźby dominacji polityki nad ekonomią i finansami.

Rozdzielenie polityki od własności oznacza również, że zgodnie z własną polityką rząd powinien pozbawiać się roli właściciela i regulatora. Nie oznacza to, że wszystkie fragmenty systemów energetycznych będą "natychmiast" zmieniać właściciela i "wychodzić" spod regulacji tych ministerstw. Zapewne odbywać się to będzie w pewnej kolejności. Na podstawie już dokonanych procesów i w związku z utworzonymi strukturami w systemach energetycznych będą to zapewne w pierwszej kolejności ciepłownie, małe i średnie elektrociepłownie, elektrownie systemowe, systemy dystrybucyjne elektroenergetyki, przedsiębiorstwa sieciowe ciepłownictwa. Spodziewać się można, że w ostatniej kolejności będą to przedsiębiorstwa kontrolujące sieci przesyłowe elektroenergetyki i gazownictwa. To z kolei określa obszary podsystemów energetycznych, których powinny w pierwszym rzędzie dotyczyć rozstrzygnięcia (polityczne, właścicielskie, regulacyjne) na poziomie lokalnym.

Polityka władz lokalnych w tym zakresie powinna polegać na określeniu mechanizmów sterowania przedsiębiorstwami na swoim terenie z wykorzystaniem posiadanych instrumentów politycznych, własności i regulacji w odpowiednich proporcjach. Polityka ta powinna uwzględniać możliwości pośredniego wpływania na otoczenie ekonomiczne przedsiębiorstw energetycznych przez sterowanie poziomem i strukturą popytu na swoim terenie. Funkcje władcze w tym zakresie należy w znacznej mierze przejąć od władz centralnych. Ponieważ dotyczą one sektorów uznawanych za strategiczne, o takim przejęciu decydować będzie zapewne możliwość odpowiedniej, merytorycznej argumentacji dowodzącej zdolności władz lokalnych do ich sprawowania w tych obszarach sprawniej niż z poziomu centrum gospodarczego.

Własność

Podstawowym problemem, który dyskutowany jest obecnie w ramach prac parlamentu, rządu i gmin, jest polityka w zakresie własności przedsiębiorstw energetycznych. Jest to problem, którego rozwiązanie powinno być klarownie i wiarygodnie zasygnalizowane w działaniach rządu o charakterze politycznym i który rzutować będzie na szereg szczegółowych rozstrzygnięć w *Prawie energetycznym*, rozporządzeniach wykonawczych, organizacji i stylu regulacji.

Rozstrzygając problemy własności, dąży się do rozwiązywania konfliktów interesów na zewnątrz funkcjonujących instytucji i podmiotów (rynek, negocjacje). Dlatego rozdział aktywności kierujących się innymi celami i kryteriami, tj. własności, polityki energetycznej i regulacji pomiędzy różne instytucje i podmioty, uważa się za szczególnie celowy. Dąży się również do stworzenia warunków realizacji potrzeb energetycznych społeczeństwa polskiego w sposób możliwie tani, nieszkodliwy dla środowiska naturalnego, przy zadowalającym poziomie bezpieczeństwa energetycznego. Uznaje się, że w tym celu należy trwale poprawić sprawność zarządzania przedsiębiorstwami energetycznymi oraz, w krótkim i średnim czasie, znaleźć źródła (metody) finansowania modernizacji tych przedsiębiorstw.

Jak to już sygnalizowano wcześniej, aktualnie istnieją dwa generalne, metodycznie różne, podejścia do problemu zarządzania systemami energetycznymi. Ogólnie można je nazwać tradycyjnym (konserwatywnym) i liberalnym. To, które rozwiązania uważa się za bardziej odpowiednie, wynika zarówno ze zrozumienia toczących się procesów przemian technicznych w tych systemach (świadomość decydentów), oceny dojrzałości różnych instytucji wewnątrz i na zewnątrz systemów energetycznych do adaptacji nowych koncepcji (zaawansowanie przemian instytucjonalnych), jak też istniejącego i oczekiwanego nowego podziału interesów (konflikt interesów). Wszystkie te elementy są istotne ze względu na sprawność zarządzania, a co za tym idzie, bezpieczeństwo energetyczne, koszty i zagrożenia dla środowiska naturalnego.

Polska znajduje się w krytycznym momencie rozwoju. Rozwiązania narzucone dzisiaj będą skutkowały przez długie lata w przyszłości. Prawdopodobnie nie nadarzy się powtórnie sytuacja, w której możliwa będzie tak znaczna (o wymiarach rewolucji ustrojowej) zmiana w zakresie organizacji i zarządzania gospodarką, jak ma to miejsce aktualnie. Dlatego też, podejmując decyzje w tak specyficznej dziedzinie jaką jest gospodarka energetyczna, należy dołożyć wszelkich starań, aby w maksymalnie możliwym stopniu przeskoczyć dystans dzielący Polskę od państw wysokorozwiniętych, a tam, gdzie to będzie związane z rozsądnie niskim ryzykiem, nawet te państwa wyprzedzić. Obszarem, który daje ku temu szansę, jest prywatyzacja w powiązaniu ze zmianami strukturalnymi i organizacją rynków. Nie występuje bowiem w Polsce bardzo silna bariera dla zmian strukturalnych, wynikająca z istniejącej struktury własności prywatnej. Barierę tę zastępuje zbiór oczekiwanych korzyści z niebezpieczeństwem dominacji krótkoterminowych interesów prywatnych nad społecznymi przy podejmowanych obecnie decyzjach.

Umiarkowana w swych rozwiązaniach wersja koncepcji "konserwatywnej" oparta jest o wzorce sprawdzone w demokratycznych państwach gospodarczo rozwiniętych, rozwijane tam po pierwszym i drugim kryzysie naftowym. Koncepcja ta opiera się głównie na dominującej własności władz lokalnych.

U podstaw poglądów obserwowanych w krajach europejskich o przewadze publicznej formy własności nad własnością prywatną leżało przeświadczenie, że szczególne, bo infrastrukturalne, przedsiębiorstwa energetyczne, powinny się kierować w swoich zachowaniach kryteriami maksymalizacji korzyści społecznych, a nie motywami zysku. Takie przekonania skutkowały w krajach Europy Zachodniej rozpowszechnieniem przedsiębiorstw publicznych we wszelkich sektorach infrastrukturalnych. Jednak ostatnio obserwować można nasilające się procesy prywatyzacji tych przedsiębiorstw, co wynika z następujących przyczyn:

- Nie uzyskano efektywnej kontroli przedsiębiorstw, a reprezentacja interesu publicznego nie była właściwa. Przedsiębiorstwa te okazały się podatne na wpływ interesów politycznych i pracowniczych. Konflikty między władzą lokalną a przedsiębiorstwami były zastępowane konfliktami w obrębie władzy lokalnej (często na tle podziału atrakcyjnych stanowisk w przedsiębiorstwach). W wyniku zahamowania procesów modernizacyjnych obserwowało się wzrost kosztów energii dla odbiorców. Urzędnicy zbyt słabo reprezentują interesy długoterminowe i dlatego nie stanowiły one wystarczającej przeciwwagi dla interesów pracowniczych.

- Znaleziono sposoby przezwyciężania konfliktu pomiędzy interesem publicznym i prywatnym na drodze efektywnych regulacji.

Sprawdzonym mechanizmem godzenia korzyści indywidualnych z korzyściami społecznymi jest rynek. Dlatego też maksymalne wdrożenie mechanizmów rynkowych do struktur zarządzania gospodarką energetyczną wydaje się ideą ze wszech miar słuszną. Do rozwiązania pozostają jednak problemy:

- świadomości decydentów,
- zaawansowania przemian instytucjonalnych,
- konfliktu interesów.

Oceniając słuszność rozwiązań w kontekstcie sytuacji polskiej oraz w kontekscie "Założeń polityki energetycznej do roku 2010" oraz, nie podważanej dla zastosowania w odnieseiniu do podmiotów krajowych, zasady dostępu trzeciej strony do sieci energetycznych, nie można traktować wszystkich przedsiębiorstw energetycznych jednakowo, niezależnie od ich wielkości, usytuowania w systemach energetycznych i usytuowania w przestrzeni.

Zupełnie inaczej należy traktować przedsiębiorstwa produkcyjne (punktowe), inaczej przedsiębiorstwa sieciowe, a jeszcze inaczej przedsiębiorstwa obrotu energią. Tylko część sieciowa systemów energetycznych pracuje w warunkach monopolu naturalnego. Pozostałe przedsiębiorstwa nadają się do pracy w warunkach konkurencji (które oczywiście nie wszędzie jeszcze istnieją i których stworzenie mogłoby być troską polityki energetycznej - centralnej i lokalnej). Dodatkowo sieci, w swej części przesyłowej, umożliwiającej wielowariantowe połączenia pomiędzy źródłami i odbiorcami energii, tworzą techniczne pole do realizacji rynku konkurencyjnego wewnątrz systemów elektroenergetycznego, gazowniczego i ciepłowniczych. Z tego powodu struktura własności i sposób regulacji tych przedsiębiorstw powinny być specyficznie odmienne od pozostałych przedsiębiorstw energetycznych.

Interesującym rozwiązaniem upodmiotowiającym władze lokalne, a jednocześnie gwarantującym realizację polityki państwa w zakresie przemian własnościowych, wydaje się być przekazanie procesu prywatyzacji przedsiębiorstw energetycznych funkcjonujących na terenie dużych miast do kompetencji władz lokalnych przy zastrzeżeniu, że proces ten musi być zakończony przed upływem określonego czasu (np. 3-5 lat) i że później maksymalny poziom udziałów własnościowych pozostających w posiadaniu tych władz nie może przekraczać specyficznych wartości dla przedsiębiorstw sieciowych i pozostałych (np. odpowiednio 51% i 20%). W przypadku przedsiębiorstw sieciowych można zastosować odrębne limity (np. 100% i 20%) odpowiednio dla przedsiębiorstwa przesyłowego (zazwyczaj jedno) i dystrybucyjnych (zazwyczaj wielu współpracujących z przedsiębiorstwem przesyłowym). Wynika to z możliwości obserwacji i oceny zachowań przedsiębiorstw dystrybucyjnych przez wzajemne porównywanie i braku takiej możliwości w przypadku przedsiębiorstwa przesyłowego. Ważnym argumentem wydaje się również specyficzna rola związana z realizacją umów pomiędzy niezależnymi podmiotami produkującymi, dystrybującymi i zajmującymi się obrotem energią na hurtowym rynku energii, którą będzą pełnić przedsiębiorstwa przesyłowe (działy dyspozycji mocy), w sytuacji wprowadzania zasad wewnętrznej konkurencji w systemach energetycznych.

Ponadto, w przypadku akceptacji koncepcji dostępu trzeciej strony do sieci, a nawet tylko reguł negocjowania cen pomiędzy firmami energetycznymi na rynku hurtowym, za wskazane uznać należy również dokonanie demonopolizacji (atomizacji) rynku po stronie produkcji przez niezależną prywatyzację zakładów pozostających aktualnie w strukturach jednego przedsiębiorstwa oraz rozdziału przedsiębiorstw sieciowych na szereg niezależnych podmiotów gospodarczych. Za prawo do przeprowadzenia prywatyzacji władze lokalne powinny wnieść wynegocjowaną opłatę do Skarbu Państwa, realizowaną ze środków pochodzących z prywatyzacji. Mechanizm ustalonej na wstępie kwoty powinien zachęcać władze lokalne do wysiłków nad opracowaniem najkorzystniejszej ścieżki prywatyzacji; ponadto zabezpiecza on władze lokalne w zakresie odzyskania kosztów poniesionych na podniesienie wartości przedsiębiorstw w okresie przygotowań i prywatyzacji. Z drugiej strony niedotrzymanie terminów prywatyzacji powinno obciążać władze lokalne dodatkowymi wpłatami do Skarbu Państwa.

Tego typu rozwiązanie powinno:
- umożliwić samorządom odzyskanie poniesionych w przeszłości wydatków związanych z budową urządzeń, instalacji i sieci energetycznych na "swoim" terenie,
- zachęcić władze lokalne do wykształcenia zdolności efektywnego zarządzania podmiotami systemów energetycznych w warunkach rynkowych, albowiem korzystne dla władz lokalnych przeprowadzenie procesu prywatyzacji narzuca konieczność przeprowadzenia szeregu studiów i analiz związanych również z ekonomicznymi, finansowymi i prawnymi instrumentami oddziaływania na rynki energii. Powinno to stanowić podstawę kompetentnej realizacji polityki energetycznej i współdziałania z regulatorem w przyszłości, po utracie pozycji właściciela. Ponadto proces prywatyzacji prowadzony przez władze lokalne umożliwiłby wprowadzenie odpowiednich zapisów wiążących przyszłych właścicieli z lokalną polityką;
- połączyć odpowiedzialność narzuconą wcześniejszymi ustawami z możliwościami ekonomicznymi i decyzyjnymi;
- zdemonopolizować rynek i zainicjować procesy konkurencji.

Od zaawansowania powyższego procesu silnie uzależniony byłby cel i sposób regulacji przedsiębiorstw energetycznych oraz zapisy koncesji.

Proces prywatyzacji i budowanie konkurencji ma istotne znaczenie dla efektywności funkcjonowania zasady dostępu trzeciej strony do sieci - TPA.

Budując strategię lokalną posłużyć się tu można pewnymi obserwacjami na poziomie krajowym. Przykładowo, jeżeli prywatyzacja systemu elektroenergetycznego, prowadzona od strony elektrowni, jest oparta o niepewne założenia prognostyczne (a takie one obecnie są), związana jest z przejęciem znacznej części ryzyka przez państwo. W przypadku nadmiernych zdolności produkcyjnych systemu grozi to pogorszeniem konkurencyjności ekonomicznej przedsięwzięć w zakresie podnoszenia efektywności wykorzystania energii, gdyż do porównań opłacalności będą mogły być użyte tylko krótkoterminowe uniknięte koszty krańcowe (głównie koszty paliwowe w najgorszej elektrowni), a nie znacznie wyższe uniknięte koszty krańcowe długoterminowe (uwzględniające wydatki inwestycyjne). W efekcie oznacza to duże ryzyko przeniesienia skutków ewentualnych błędów scentralizowanych ocen rozwoju popytu na obywatela alternatywnie przez wyższą cenę energii lub na Skarb Państwa. Oznacza to również, że firmy dystrybucyjne i obrotu energią znajdą się w znacznie mniej korzystnych warunkach konkurencyjności i nie będą mogły bronić skutecznie interesu odbiorców.

Przy założeniu akceptacji mechanizmów TPA wydaje się korzystniejszym rozpoczęcie procesów prywatyzacyjnych jak najbliżej strony popytowej. Przyjęcie zapisów *Prawa energetycznego* umożliwiłoby przedsiębiorstwom obrotu i dystrybucji rozpatrywanie przedsięwzięć zwiększających efektywność wykorzystania energii, podejmowanych wspólnie i we wspólnym interesie przez przedsiębiorstwa energetyczne i ich klientów jako alternatywy zakupu dodatkowych mocy i energii. W mechanizmie TPA przedsiębiorstwa dystrybucyjne i obrotu energią mają wtedy wszelkie szanse utożsamiać swój interes z interesem odbiorców w sposób strategiczny i rynkowy (możliwość znacznie silniejszej konkurencji przedsiębiorstw energetycznych w staraniach o klienta). Jest to droga, na której należy poszukiwać mechanizmów ochrony drobnych konsumentów przed negatywnymi skutkami kontraktów TPA pomiędzy producentami energii i dużymi odbiorcami - grupy drobnych odbiorców są bowiem reprezentowane na rynku hurtowym przez pośredniczące przedsiębiorstwa energetyczne, co stwarza lepsze warunki konkurencyjne. Drugą, równoległą (i tymczasową) metodą jest nadzór regulatora nad strukturą kontraktów dla poszczególnych elektrowni (na zasadach działań antymonopolistycznych).

Problem objęcia własności lub zmian własnościowych w obrębie systemu gazowniczego nie będzie aktualny do czasu zintensyfikowania procesów restrukturyzacyjnych PGNiG. Elementem dyskutowanym, którego rozstrzygnięcie na poziomie rządu centralnego może stworzyć problem decyzyjny dla władz lokalnych, jest znowu dostęp trzeciej strony do sieci (TPA). Niebezpieczeństwo TPA dla systemu gazowniczego wynika nie tyle z ułomności mechanizmu, co właśnie z nieprzygotowania tego podsystemu energetycznego. O ile w systemie elektroenergetycznym poczyniono szereg zmian przygotowujących podmioty systemu do funkcjonowania w warunkach konkurencji, to system gazowniczy w najlepsze tkwi w strukturach i regułach monopolistycznych. Z drugiej strony odwlekanie decyzji o wprowadzeniu do systemu konkurencji spowodować może dalsze odłożenie niezbędnych reform, powodując, że firma gazownicza pozostawać będzie w nieuzasadnionym komforcie monopolisty kosztem użytkowników energii, tj. społeczeństwa i gospodarki. Przede wszystkim jednak

pogarsza to możliwości tworzenia długoterminowej strategi gospodarki energetycznej w oparciu o w miarę stabilne założenia i obciąża dużym ryzykiem strategie oparte o jednoczesne wykorzystanie wszystkich systemów energetycznych dla realizacji celów gospodarki energetycznej. W ogólności pogarsza to wiarygodność i konkurencyjność gazu w porównaniu z innymi nośnikami energii.

Zaproponowano następujące rozwiązanie: jak najszybciej wyodrębnić z PGNiG:

a. - przedsiębiorstwo sieci gazowniczych,
b. - przedsiębiorstwa obrotu gazem.

ad a. Przedsiębiorstwo sieci gazowniczych powinno posiadać własność sieci wraz z tłoczniami oraz magazynami. Nie powinno ono handlować gazem. W przedsiębiorstwie tym powinno nastąpić szybkie przeszacowanie majątku na podstawie kosztów, ale również jego wartości rynkowej. W związku z tym sieci magistralne powinny być przeszacowane do istotnie wyższej wartości, niż to wynika z kosztów, albowiem umożliwiają one innym podmiotom zyskowny handel w ilościach hurtowych. W handlu tym nowe umowy zawierane pomiędzy dostawcą a odbiorcą zawierałyby wszelkie elementy umów zawieranych obecnie przez PGNiG, np. zasadę "bierz lub płać" (ToP) - poza przesyłem przedsiębiorstwo sieciowe mogłoby świadczyć pewne, odpłatne usługi systemowe redukujące problemy stron (np. przejęcie części ryzyka handlowego przy wykorzystaniu posiadanych magazynów). Powyższe zmiany prowadzić powinny do realizacji polityki państwa w zakresie kształtowania relacji cen dla dużych i małych odbiorców w okresie transformacji i podlegać powinny decyzjom koncesyjnym oraz regulatora.

ad b. Przedsiębiorstwa obrotu gazem powinny w trybie pilnym renegocjować umowy z wielkimi odbiorcami, przenosząc na nich część ryzyka związanego z umowami o zakup do systemu, a wynikającymi z nierównomierności ich poboru (na zasadach ToP).

Powyższe zmiany powinny powodować, że odbiorcy, którzy zerwaliby aktualne umowy na rzecz nowych, szczególnie atrakcyjnych z nowymi dostawcami, musieliby płacić zobowiązania handlowe wynikające ze starych umów. Dodatkowo, usługi przesyłowe obciążałyby nowe transakcje kosztami oraz wysoką rentą przedsiębiorstwa sieciowego na usługach przesyłowych.

Taki mechanizm zaporowy powinien być jednak wycofywany w miarę:
- dywersyfikacji kierunków zasilania gospodarki narodowej nośnikami energii,
- obniżenia wewnętrznych kosztów polskich przedsiębiorstw produkcyjnych,
- wzrostu siły nabywczej drobnych odbiorców, co umożliwiłoby uzyskanie rynkowo uzasadnionej rentowności sieci niskiego ciśnienia.

Za kluczowe uznać należy zagadnienie dywersyfikacji, gdyż jej brak stanowiłby zagrożenie bezpieczeństwa energetycznego państwa w miarę zwiększania zależności bilansu energetycznego od gazu oraz tworzyłby zbyt cieplarniane warunki dla krajowych producentów (brak dywersyfikacji dostaw stanowi brak groźby wycofania wyżej wymienionych mechanizmów zaporowych). Jego rozwiązanie należy powierzyć przedsiębiorstwu sieciowemu, kontrolując jego niezależność od przedsiębiorstwa (przedsiębiorstw) obrotu gazem (stąd potrzeba rozdziału PGNiG).

Zastosowanie paliwa gazowego ma duże znaczenie dla poprawy sprawności wytwarzania energii cieplnej i elektrycznej, zdolności udziału w rozwiązywaniu problemów obciążeń szczytowych, możliwości wykorzystania gazu jako taniego, podstawowego paliwa w okresie letnim dla potrzeb przygotowania ciepłej wody użytkowej (możliwość odstawienia w tym czasie jednostek węglowych), jak również wywiera korzystny wpływ na ograniczenie zanieczyszczeń powietrza.

Zarządzanie i finanse

Procesy wprowadzania nowego sposobu zarządzania powinny odbywać się w sposób nie zagrażający ciągłości funkcjonowania systemu, a jednocześnie w miarę możliwości tak, aby zdecydowana większość podmiotów (z wyjątkiem trwale nieefektywnych) uczestniczących w obrocie energią mogła osiągać korzyści w trakcie procesu przemian, a co najmniej nie tracić z tego powodu.

Realizacja wszelkiego rodzaju operacji gospodarczych jest istotna głównie ze względu na ich wpływ na przyszłą sytuację podmiotów gospodarczych i społeczeństwa. Dlatego należy się zastanowić, co stanowi o potencjalnych przyszłych korzyściach klientów i przedsiębiorstw energetycznych. Dla klientów jest to realizacja końcowych potrzeb z wykorzystaniem energii po ogólnie niższych kosztach. Dla przedsiębiorstw trwałe utrzymanie osiąganych zysków.

Kluczem do jednoczesnego osiągnięcia tych pozornie sprzecznych celów (w sytuacji polskiej na dość długi czas) jest podnoszenie efektywności wykorzystania energii. Dzięki niższemu jednostkowemu zużyciu energii dla realizacji potrzeby końcowej klienci akceptują wyższą cenę jednostki energii. Oograniczając sprzedaż na nie w pełni jeszcze konkurencyjnym rynku, przedsiębiorstwa energetyczne mogą więc podnosić ceny (wymagana odpowiednia regulacja) w sposób, który pozwoli im zrekompensować wpływy utracone z tytułu ograniczonego wolumenu sprzedaży. Jednocześnie ograniczany zostaje poziom krańcowych kosztów działalności przedsiębiorstw na skutek obniżania aktywności najsłabszych ogniw.

Przy wdrażaniu powyższej koncepcji pojawi się problem istnienia nadwyżek mocy, a dalej problem niekorzystnej struktury kosztów, tj. wysokiego udziału kosztów stałych i mniejszego udziału kosztów zmiennych. W takiej sytuacji korzyścią po stronie kosztów są tylko uniknięte krótkoterminowe koszty krańcowe. Gdyby powyżej opisana systuacja miała znamiona trwałości, gospodarka wolnorynkowa ten dylemat rozwiązałaby w sposób bezwzględny, doprowadzając do trwałego wyeliminowania części majątku z funkcjonowania, przynosząc straty właścicielowi tego fragmentu majątku (negatywna realizacja ryzyka inwestycyjnego). Wydaje się, że możliwe są dwie różne ścieżki rozwoju sytuacji - tradycyjna i przyspieszonej modernizacji systemu.

W sytuacji pierwszej obowiązuje założenie, że przez dość długi czas o atrakcyjności przedsięwzięć modernizacyjnych u odbiorców, prowadzących do ograniczania potrzeb energetycznych decydować będą krótkoterminowe krańcowe koszty uniknięte. Dziać się tak będzie, ponieważ w świetle oczekiwanych powolnych przyrostów popytu moce będą utrzymywane, jednocześnie blokując na skutek niskich wartości kosztów uniknięty przedsięwzięcia, które mogłyby dalej redukować popyt.

Dla realizacji takich potrzeb w sposób zadawalająco sprawny i bezpieczny ekologicznie niezbędne są duże nakłady w źródłach i sieciach. Źródłem największej części kosztów w całym łańcuchu przedsiębiorstw zaangażowanych w dostawy energii do klientów są zazwyczaj elektrownie lub elektrociepłownie. Wewnątrz tych przedsiębiorstw głównymi przyczynami kosztów są koszty stałe i koszty paliwowe, wynikające głównie z niskiej sprawności urządzeń. Długoterminowym rozwiązaniem jest modernizacja tych urządzeń wykonana w sposób możliwie tani. Zainwestowanie środków w inwestycje musi buć uzasadnione analizami ekonomiczno-finansowymi. Do ich najważniejszych elementów należy ocena takich wskaźników jak wartość bieżąca netto, oczekiwany czas zwrotu nakładów lub wewnętrzna stopa zwrotu. Ocena atrakcyjności tych wskaźników zależy od oceny ryzyka związanego z prowadzoną działalnością oraz z możliwością podziału tego ryzyka. Pamiętać przy tym należy, że podział ryzyka wiąże się zazwyczaj z pogorszeniem wartości finansowych wskaźników oceny inwestycji (np. dodatkowa cena gwarancji czy ubezpieczeń). W przypadku inwestycji energetycznych, których czas życia sięga co najmniej 20 lat, krytycznym elementem określającym ryzyko jest długoterminowe zapotrzebowanie na dany rodzaj energii. Dlatego też szczególnie istotna dla procesu inwestycyjnego jest możliwość przyjęcia wiarygodnego poziomu zapotrzebowania oraz oceny wielkości wpływów finansowych do systemów energetycznych lub obciążenie ryzykiem związanym z nietrafnością oceny innego partnera, w sposób nie pogarszający istotnie wartości wskaźników finansowych.

Z obserwacji rynku finansowego w Polsce wynika, że nie brakuje na nim pieniędzy. Brakuje natomiast dobrze przygotowanych projektów, wartych inwestowania ze względu na oczekiwane w przyszłości korzyści przy rozsądnym ryzyku. Takie projekty w obrębie gospodarki energetycznej oznaczają zbudowanie biznes-planu przedsiębiorstwa, zawierającego prognozę zapotrzebowania wraz z oceną możliwych, wynikających z tego wpływów oraz ocenę ich wiarygodności dla inwestorów. Projekty te powinny również zawierać koncepcję finansowej realizacji projektu, obejmującej takie elementy jak np. podział nakładów inwestycyjnych pomiędzy różnych partnerów, systemy gwarancji i ubezpieczeń inwestorów. Jest oczywiste, że im większą niepewnością obciążone są oczekiwane wpływy, tym większe jest ryzyko inwestorów i tym wyższe są koszty inwestycji. W przypadku, gdy prognoza wpływów nie jest wiarygodna, korzyści inwestorów muszą być bowiem gwarantowane (przejęcie części ryzyka - narażenie na straty w momencie ich wystąpienia) albo ubezpieczane

(przejęcie części ryzyka za opłatę "awansem"), albo też związane są z wymagalnością wyższych udziałów własnych przedsiębiorstwa i wyższym oprocentowaniem kredytów (ryzyko przejęte przez bank za wyższą cenę pieniądza). I odwrotnie, im prognoza wpływów jest pewniejsza, tym przedsięwzięcie jest atrakcyjniejsze, co stanowi o wartości rynkowej przedsiębiorstwa, albowiem na konto przyszłych korzyści jest ono w stanie zgromadzić aktualnie znaczne kwoty pieniędzy.

Jak powiedziano wcześniej, kluczem do rozwiązania dylematu modernizacji systemów energetycznych jest stworzenie wiarygodnej prognozy zapotrzebowania opartej jak najbardziej na przesłankach ekonomicznych, a jak najmniej na przesłankach społecznych. Konieczność łączenia tych dwóch celów, tj. realizacji oczekiwań społecznych i ekonomizacja prognoz zapotrzebowania na energię, istnieje dzięki możliwości zastosowania technik zarządzania popytem w połączeniu z kontrolowanym procesem prywatyzacji i odpowiednimi zasadami finansowymi w przedsiębiorstwach energetycznych.

Techniki zarządzania popytem umożliwiają, na skutek wymiany istniejących nieefektywnych wyjściowo urządzeń na efektywne, podnoszenie cen na energię bez wzrostu kosztów u użytkowników. Finansowanie takich projektów jest możliwe we wspólnych przedsięwzięciach klientów i przedsiębiorstw energetycznych, dystrybucyjnych i obrotu energią, a także niezależnych inwestorów spoza sektora energetycznego, producentów urządzeń wysokosprawnych (motywowanych oczekiwaniem wzrostu rynków i obniżką kosztów własnych), instytucji proekologicznych (np. NFOŚiGW) i w końcu budżetów lokalnego i centralnego, w tym z funduszu utworzonego w ramach rządowej polityki racjonalizacji użytkowania energii w sektorze komunalnym. Na rynku istnieje szereg takich potencjalnych opcji inwestycyjnych, o bardzo krótkim czasie zwrotu nakładów, pomimo istniejącej, we wszystkich praktycznie podsystemach, nadwyżki mocy. Według dokonanego rozeznania dotyczą one zwłaszcza urządzeń elektrycznych i wybranych projektów z zakresu ogrzewnictwa. Tego typu opcje powinny być zaczynem specjalnych funduszy powielających, tworzonych pod nadzorem władz miejskich, zasilających później inwestycje o mniej korzystnych wskaźnikach, np. inwestycje związane z docieplaniem budynków i kompleksową modernizacją instalacji.

Poniżej zaprezentowano ogólną koncepcję organizacji gospodarki energetycznej na poziomie lokalnym od strony finansowej. Realizacja tej koncepcji powinna dalej obniżyć poziom bilansowania gospodarki energetycznej przez przełamanie istniejących barier oraz przy ograniczeniu nakładów na modernizację źródeł energii. Stanowi ona podstawę dla stymulowania alternatywnej ścieżki przyspieszonej modernizacji systemów energetycznych.

Jak już powiedziano, sytuacja w firmach energetycznych staje się trudna w momencie, gdy - na skutek podnoszenia efektywności wykorzystania energii przez jej użytkowników końcowych - pojawiają się nadwyżki mocy w różnych punktach systemu. Prowadzi to bowiem do zmiany struktury kosztów, w której coraz to większy udział mają koszty stałe, wynikające z księgowych kosztów posiadanego majątku, a coraz mniejszy jest udział kosztów zmiennych. Prowadzi to do oczywistej utraty konkurencyjności. Błędy popełniane w tym obszarze są bardzo kosztowne, dlatego ich zapobieżeniu powinno się poświęcać wiele wysiłku i ponosić odpowiednie koszty. W gospodarce polskiej sytuacja jest trudna, gdyż stopień niedopasowania techniki po stronie popytowej i podażowej jednocześnie ma charakter i rozmiar strukturalny, co powoduje, że bez wytrącenia całego układu z równowagi sytuacja jest patowa (mała opłacalność poprawy efektywności, brak opłacalności intensyfikacji ekonomicznej przetwarzania i dostawy energii). Skutkuje to wyżej wymienionymi prognozami wzrostu zapotrzebowania na nośniki energii, pomimo znacznej liczby technicznych możliwości redukcji popytu, gdyż potencjał ekonomicznie uzasadniony jest wtedy bardzo ograniczony.

Z powyższych przyczyn alternatywną koncepcję zmian zbudowano stosując podejście rekurencyjne, tj. przyjęto pewne postulaty, które, uzupełnione specyficznymi założeniami, pozwalają oczekiwać skutków w innych obszarach gospodarki energetycznej uzasadniających przyjęcie tych postulatów poprzez zwiększenie ekonomicznie uzasadnionego potencjału redukcji popytu. Jako wyjściowe postawiono następujące postulaty:

- istnieje możliwość kształtowania cen nośników energii w oparciu o ich wartość rynkową, a nie koszty księgowe, przy spełnieniu pewnych warunków w zakresie kosztów użytkowników końcowych,
- istnieje możliwość przyspieszonej likwidacji trwale zbędnej części majątku przedsiębiorstw energetycznych, nawet jeżeli nie zostały w pełni zamortyzowane.

Założenia uzupełniające są następujące:

- ceny energii konsumentów nie mogą podwyższać kosztów użytkowania energii powyżej pewnych progów określanych na drodze regulacyjnej do czasu zdemonopolizowania procesu dostawy energii do użytkowników (w przypadku niewprowadzania mechanizmów rynkowych do gospodarki energetycznej regulacja taka byłaby trwale obecna),
- istnieje możliwość utworzenia grantowych lub niskooprocentowanych funduszy celowych w mieście dla stymulacji inwestycji modernizacyjnych i rozwojowych w szeroko pojętej (odbiorcy i dostawcy) gospodarce energetycznej, działających według kryteriów interesu publicznego. Jest to motywowane brakiem zainteresowania rynku kapitałowgo przedsięwzięciami o długich czasach zwrotu nakładów umożliwiających wzrost ekonomiczny w innych obszarach gospodarki oraz aktualną słabością finansową użytkowników energii, co blokuje ich inwestycje modernizacyjne.

Przyjęcie powyższych założeń umożliwia przede wszystkim podniesienie konkurencyjności przedsięwzięć podnoszenia efektywności wykorzystania energii przez użytkowników końcowych, gdyż można wtedy uwzględniać w rachunkach ekonomicznych możliwość uniknięcia długoterminowych kosztów krańcowych, a to daje o wiele większe korzyści z podejmowania przedsięwzięć redukujących popyt. Oznacza to, że przy odpowiednim zorganizowaniu systemu skala uruchamianych przedsięwzięć u odbiorców powinna być dalece większa niż to wynika z aktualnych ocen (statycznych) determinując trwałą obniżkę popytu i uzasadniając likwidację części majątku dostawców energii jako trwale zbędnego. Ekonomicznie uzasadnioną skalę tej redukcji dla przedsiębiorstw energetycznych określać będzie skala korzyści zatrzymanych w przedsiębiorstwie, wynikających z uniknięcych kosztów (*uwaga:* będą to koszty, które nie wystąpią w księgowości, gdyż nigdy nie zostaną poniesione). W systemie zmonopolizowanym podział tych korzyści będzie zależał od decyzji regulatorów dotyczących zgody na podwyższenie cen, w systemie rynkowym od umiejętności zarządu przedsiębiorstwa długodystansowej współpracy z klientami. Niezależnie od systemu osiągnięcie części tych korzyści wymagać będzie podzielenia się nimi z klientami, co - niezależnie od sposobu, w jaki nastąpi podział tych korzyści - oznaczać będzie dla odbiorców niższe koszty realizacji końcowych potrzeb.

Wdrożenie przedsięwzięć w odniesieniu do podnoszenia efektywności wykorzystania energii u użytkowników końcowych bez zmian cen na nośniki energii prowadzić może do istotnych redukcji kosztów realizacji końcowych potrzeb odbiorców. Realizacja przedsięwzięć redukujących koszty wymaga oczywiście inwestycji (z założenia interesujące są tylko takie projekty, które generują mniejsze koszty, niż te po stronie produkcji i dostawy energii).

Podstawową barierą uruchomienia procesu jest brak środków finansowych przeznaczonych na inwestycje u odbiorców. Jej przełamanie jest możliwe na drodze współfinansowania zewnętrznego w stosunku do odbiorców. Pierwszym źródłem mogą być środki dostarczone przez przedsiębiorstwa energetyczne. Źródłem alternatywnym lub uzupełniającym mogą być środki zgromadzone na funduszach powielających (zarządzanych ze względu na dobro publiczne, tj. niedeficytowe, ale nastawione na rozwiązywanie długofalowych problemów ekonomiczno-społecznych). W związku z powyższym nie jest ekonomicznie uzasadnione, aby korzyści związane z działalnością inwestycyjną w całości były lokowane u odbiorców energii.

W przypadku przyjęcia rozwiązań strukturalnych o charakterze monopolistycznym można się spodziewać, że cena akceptowana przez regulatora zawierać się będzie pomiędzy poziomem wynikającym z poniesionych kosztów księgowych (w przeszłości) przedsiębiorstwa energetycznego i ceną nie zwiększającą kosztów użytkowników. W przypadku wdrożenia rozwiązań rynkowych rzeczywista konkurencja między przedsiębiorstwami energetycznymi, w imię utrzymania klientów, wymusi szerszy zakres ustępstw na ich rzecz (w tej sytuacji wymagana będzie pewna kontrola utrzymania warunków długoterminowego bezpieczeństwa zasilania), a cena ustalana na rynku będzie zawarta pomiędzy wynikającą z przewidywanych długoterminowych kosztów produkcji i dostawy (uwzględniających efekty modernizacyjne w technice i organizacji) przy realizacji oczekiwanej skali obrotu i propozycjami konkurentów. W obu jednak przypadkach powinien nastąpić wzrost cen energii dostarczanej, jeżeli w wyniku przedsięwzięć przedsiębiorstw energetycznych nastąpi obniżka kosztów użytkowników. Według przyjętych tu założeń wzrost ten mógłby i powinien być wyższy ponad to, co wynika z kosztów poniesionych oraz zysków utraconych na skutek obniżenia wolumenu sprzedaży.

W przypadku realizacji przedsięwzięć modernizacyjnych u odbiorców energii przez inwestorów zewnętrznych to oni będą mieli ekonomiczne prawo do przejęcia korzyści wynikających z uniknięcia

kosztów w części podażowej systemu (ograniczanie tego prawa będzie wprost hamować ich aktywność na polu poprawy efektywności wykorzystania energii na skutek utraty korzyści). Tu pojawia się pewne istotne niebezpieczeństwo, albowiem przejęcie korzyści przez zewnętrznych inwestorów działających na zasadach komercyjnych doprowadzi do wyczerpania granicznie korzystnych opcji modernizacyjnych, których efekty finansowe mogłyby (i powinny) służyć modernizacji przedsiębiorstw energetycznych. Dlatego też byłoby szczególnie wskazane, aby przy konstruowaniu polityki energetycznej zadbać o to, by korzyści z unikania marginalnych kosztów produkcji i dostawy energii trafiały, przynajmniej przez czas potrzebny do rekonstrukcji i modernizacji przedsiębiorstw energetycznych, bezpośrednio do tych przedsiębiorstw lub pośrednio poprzez specjalne fundusze powielające, zarządzane według kryteriów korzyści publicznych.

Wykorzystanie nieenergetycznych przedsiębiorstw komercyjnych działających na polu krańcowo korzystnych przedsięwzięć jest możliwe, ale należałoby wiązać je umowami długoterminowymi, narzucającymi tym przedsiębiorstwom konieczniość uwzględniania długoterminowych korzyści publicznych i uruchamiania na bazie osiągniętych ekstremalnych zysków kolejne przedsięwzięcia o nieco niższej rentowności. Ta ostatnia opcja jest dopuszczalna wtedy, gdy na terenie miasta zabraknie zdolności finansowych lub wykonawczych do realizacji polityki energetycznej. Opcję tę rekomenduje się traktować jako zamykającą.

Nadwyżki wpływów od klientów w stosunku do kosztów bieżących ponoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne (przyp.: przy likwidacji trwale zbędnych przestarzałych urządzeń) stanowić powinny finansową podstawę modernizacji systemu energetycznego (zarówno po stronie podaży jak i popytu). Poniżej zaprezentowano alternatywne koncepcje zarządzania osiąganymi nadwyżkami wpływów. Założeniem zwiększającym istotnie potencjał wykonawczy i znaczenie Funduszu jest możliwość tworzenia go ze środków kwalifikowanych po stronie kosztów przedsiębiorstwa energetycznego. Przyjęto założenie przekazania części potencjalnych wpływów budżetowych (podatek od zysku będzie niższy) do dyspozycji Funduszu (specyficzny, celowy podatek lokalny). W ten sposób, krótkotrwale ograniczając wpływy do budżetu centralnego. Z tego powodu w statucie Funduszu powinny znaleźć się odpowiednie zapisy zapewniające wykorzystanie zgromadzonych pieniędzy wyłącznie w celach aktywizacji gospodarki energetycznej. Przestrzeganie zapisów statutu powinno podlegać kontroli przez Ministerstwo Finansów w porozumieniu z Ministerstwem Gospodarki (jako odpowiedzialnych za politykę finansową i energetyczną). Obserwacji podlegać powinna także skuteczność dystrybucji środków sterowana przez wladze lokalne w porównaniu ze sprawnością uzyskiwaną przez budżet centralny.

Tak ustawiony instrument finansowy ma pełne uzasadnienie ekonomiczne, gdyż generuje on rynek inwestycji o korzyściach finansowych na średnio wysokim poziomie i zwiększa wielkość uzyskiwanych zysków. Jest on potrzebny w sytuacji braku na polskim rynku firm ustabilizowanych i silnych kapitałowo, dążących do uzyskiwania długotrwałych korzyści przy stosunkowo niskim ryzyku.

Dopływ środków do Funduszu mógłby nastąpić również w przypadku gdyby Minister Finansów nie wyraził zgody na zaproponowane wyżej finansowanie Funduszu na bazie opodatkowania krańcowych zysków w przedsięwzięciach energetycznych. Wymagałoby to jednak uruchomienia przez władze lokalne marginalnie opłacalnych przedsięwzięć i przeznaczenia osiąganych zysków na potrzeby Funduszu w zakresie efektów finansowych przekraczających przeciętne rynkowo zyski z lokat kapitałowych. Pieniądze te nie powinny trafiać nieodwracalnie do prywatnych kieszeni ani też być przechwytywane przez drapieżne firmy komercyjne. Przykładem mogłoby być oświetlenie uliczne. Zaproponowana alternatywna procedura finansowania Funduszu ogranicza wpływy bieżące do budżetów lokalnych przez pewien czas. Oczywiście wpływy długookresowe powinny być większe, gdyż ilość uruchomionych i nadal zyskownych przedsięwzięć będzie większa.

Rozwiązania te są ściśle związane z koncepcją organizacji i zarządzania gospodarką energetyczną. W przypadku systemu zmonopolizowanego, jak już powiedziano, oczekuje się decyzji w zakresie wysokości cen ze strony regulatora. Decyzje te mogłyby dotyczyć również zgody na gromadzenie w przedsiębiorstwach energetycznych części wpływów z opłat za energię w ciężar kosztów, na konto przyszłych inwestycji, które uznane byłyby za uzasadnione (tak po stronie produkcji i dostawy, jak i u odbiorców). Aby takie decyzje mogły być racjonalne, wymagałyby oczywiście długoterminowej analizy rozwoju gospodarki energetycznej, z uwzględnieniem rozwoju tej gospodarki w kraju i Europie (źródła odległe). Ostateczne ryzyko błędu obciążałoby regulatora i to on byłby

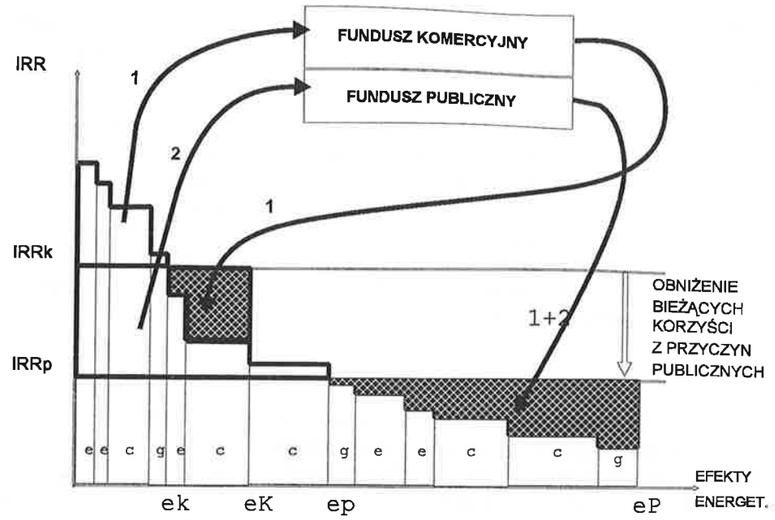
rzeczywiście zainteresowany dokonaniem takiej analizy. Pojawia się pytanie, czy byłby w stanie się z tego wywiązać, nie mając możliwości porównania z alternatywnymi, ekonomicznie uzasadnionymi propozycjami (rynek zmonopolizowany). Prawdopodobnie nie. Jest to szczególnie wątpliwe, gdyby regulator miał być ściśle zależny od władz samorządowych, ponieważ byłby on dodatkowo pod silną presją społeczną na zachowanie bieżąco niskich cen konsumentów, co wobec kadencyjnego charakteru tej władzy oraz bardziej odległe w czasie skutki cenowe inwestycji modernizacyjnych w gospodarce energetycznej stanowiłoby istotną przeszkodę dla poszanowania kryteriów ekonomicznych i długoterminowego interesu publicznego.

W przypadku przesuwania decyzji organizacyjnych w obrębie systemu energetycznego w stronę struktur umożliwiających konkurencję, najbardziej interesującym mechanizmem finansowym wydaje się być wspomniany już w założeniach *Fundusz celowy dla stymulacji inwestycji modenizacyjnych i rozwojowych* w szeroko pojętej (odbiorcy i dostawcy) gospodarce energetycznej, działający według kryteriów długoterminowego interesu publicznego. Fundusz ten mógłby być zlokalizowany alternatywnie jako odrębna instytucja lub jako wydzielona działalność banku.

Na rys. 17 zaprezentowano uporządkowane według malejących korzyści finansowych (np. według IRR, tj. wewnętrznej stopy zwrotu na kapitale) przedsięwzięcia z zakresu poprawy ekonomicznej efektywności gospodarki energetycznej. Są tu reprezentowane wszelkiego rodzaju opcje, np. w przetwarzaniu, przesyle, dystrybucji oraz modernizacje u odbiorców - z wszystkich energetycznych systemów sieciowych. Na osi odciętych odwzorowany jest osiągalny efekt oszczędności energetycznych. Na rys. 17 oznaczono (IRRk) oczekiwany na rynku komercyjnym poziom IRR, wynikający np. ze stóp uzyskiwanych na terminowych lokatach bankowych.

Oznacza to, że na rynku takim można oczekiwać zainteresowania finansowaniem i wykonaniem przedsięwzięć, które mają IRR>IRRk. Jest to tzw. efekt "spijania śmietanki". Daje to efekt energetyczny jedynie na poziomie "ek". Wyczerpanie tych zasobów blokuje praktycznie możliwość aktywizacji kolejnych, mniej opłacalnych przedsięwzięć. Pierwszą więc rolą Funduszu powielającego byłoby zgromadzenie nadwyżek zysku z tych "superopłacalnych" przedsięwzięć i jego transferowanie w postaci dźwigni finansowych do przedsięwzięć kolejnych, tak aby średni poziom IRR wszystkich wykonywanych przedsięwzięć był równy IRRk. Efekt energetyczny wynosiłby wtedy "eK". Tego typu efekt jest możliwy do osiągnięcia również na drodze odpowiedniej umowy z firmą komercyjną, która - jeżeli ma zamiar funkcjonować według zasad własnych korzyści długoterminowych - powinna być zainteresowana podpisaniem umowy gwarantującej jej uzyskanie dużego zysku przy ograniczonym ryzyku. Zysk możliwy do uzyskania jest bowiem proporcjonalny do pola reprezentowanego przez wszystkie opcje aż do "eK" i jest większy niż zysk osiągany przy "spijaniu śmietanki" tylko opcje do "ek".

Trudność może polegać na tym, że ze względu na mnogość przedsięwzięć superatrakcyjnych również na terenie innych miast i gmin aktualna, oczekiwana (krótkoterminowa) IRRk takich firm będzie dużo wyższa, niż wynikająca ze stóp bankowych. Ponadto gdyby istniała możliwość czerpania wyżej wymienionych korzyści przez gminę dla realizacji celów strategicznych, to dlaczego z tych korzyści rezygnować. Byłoby to uzasadnione tylko wtedy gdy, jak to już powiedziano, na terenie miasta zabraknie zdolności finansowych lub wykonawczych.



e - hipotetyczne opcje elektroenergetyczne
c - hipotetyczne opcje ciepłownicze
g - hipotetyczne opcje gazownicze

Rys. 17. Koncepcja finansowania przedsięwzięć efektywnościowych w gospodarce energetycznej.

Ulokowanie omawianego Funduszu pod kontrolą władz samorządowych powinno być wykorzystane dla uwzględnienia przy jego wykorzystywaniu nieekonomicznych kryteriów oceny różnorakich przedsięwzięć. Pojawia się tu miejsce na uwzględnienie takich problemów jak wpływ rozpatrywanych przedsięwzięć energetycznych na zanieczyszczenie środowiska przyrodniczego (realizacja wymagań ekorozwoju), bezpieczeństwa publicznego (np. oświetlenia placów i ulic), czy też uwarunkowania przestrzennego zagospodarowania (np. cechy stołeczności). Oczywiście mowa tylko o takich zagadnieniach, które jeszcze nie mają swego odwzorowania w ekonomii i finansach.

Generalnie poruszone problemy prowadzą do tego, że - z punktu widzenia interesu publicznego artykułowanego przez samorządy - znaczenie korzyści czysto ekonomicznych jest tonowane przez dodatkowe kryteria. Ważne jest, że nie polega to na tworzeniu listy życzeń, ale na decyzjach finansowych umożliwiających realizację postulatów. Zwrotnie więc, w stosunku do analizy ekonomicznej, oznacza to zgodę na niższe oczekiwane korzyści, niż to wynika z warunków komercyjnych, gdyż realizacja przedsięwzięć gwarantuje realizację celów strategicznych i długoterminowych. Na prezentowanym rysunku oznacza to obniżenie oczekiwań finansowych do poziomu IRRp (publicznego). Dźwignia finansowa, która z tego wynika, może i powinna być skojarzona z innymi dźwigniami proponowanymi w ramach polityki państwowej. Przykładem mogą być środki z NFOŚiGW, pozwalające na korzystne finansowanie przedsięwzięć na rzecz ochrony środowiska naturalnego, a w przyszłości środki w ramach współpracy międzynarodowej na rzecz ochrony klimatu (tzw. joint implementation). Ostatecznie więc, po uwzględnieniu publicznych celów długoterminowych, korzystając z omawianego mechanizmu, można zwiększyć skalę skutków energetycznych do "eP", a zyski ogólne do poziomu odpowiadającego wszystkim opcjom aż do "eP". Po uruchomieniu szerszego spektrum opcji zwiększają się bezwzględne wpływy do budżetu. Stwarza to dobre warunki do realizacji ustawowo narzuconego na gminy działania zgodnego z koncepcją ekorozwoju.

Ponieważ środki są gromadzone na rzecz wszystkich, i w pewnym zakresie konkurujących, podsystemów, nie byłoby uzasadnione tworzenie przedmiotowego Funduszu przy jednym z przedsiębiorstw przesyłowych. Przy tworzeniu wymienionego Funduszu należałoby - zgodnie z wymaganiami Ministra Finansów i Ministra Gospodarki - wyeliminować możliwość wykorzystywania gromadzonych na nim środków dla zaspokajania bieżących potrzeb społecznych, gdyż w takim przypadku zostaną one szybko ograniczone na skutek zablokowania przedsięwzięć gospodarczych stanowiących źródła tych środków. To ograniczenie nie dotyczyłoby korzyści uzyskiwanych według tradycyjnych podziałów pomiędzy budżetem centralnym i lokalnym do poziomu wynikającego z rentowności na lokatach bankowych, a jedynie tej części powyżej IRRk lub IRRp, która ulega "transferowi z przedsięwzięć superopłacalnych do innych, trochę mniej, ale nadal opłacalnych, przy zachowaniu realizacji wymaganych IRR będących źródłem finansowania m.in. wyżej wymienionych potrzeb społecznych. Tak zorganizowany Fundusz miałby tę cechę, że w momencie wyczerpania ponadprzeciętnie (według perspektywy publicznej) atrakcyjnych opcji i na skutek wspierania i aktywizacji poniżejprzeciętnych opcji, a także spełnienia warunków ekorozwoju w obszarze gospodarki energetycznej, mógłby ulec wyczerpaniu i zamknięciu.

Porządkowanie opcji

Proces dochodzenia do uporządkowanej oceny alternatywnych możliwości działania ma kapitalną wagę w całym procesie zarządzania gospodarką energetyczną. Znowu istnieją istotne różnice w zależności od sposobu zorganizowania systemu. W przypadku systemu zmonopolizowanego i silnie zintegrowanego istnieje potrzeba przygotowywania centralnych planów z bardzo dużym prawdopodobieństwem błędów i podatnością na partykularyzm ocen. Wydaje się, że w Polsce mamy aż nadto przykładów skutków takiej organizacji gospodarki. W przypadku systemu zdecentralizowanego i zdemonopolizowanego instytucją najlepiej porządkującą alternatywy jest rynek. W dalszej części pracy przedstawiono aktualne koncepcje nt. organizacji rynku w systemach energetycznych i rolę kilku wybranych instrumentów, takich jak dostęp trzeciej strony (TPA), czy ekonomiczny rozdział obciążeń (ERO).

W tym miejscu prezentujemy tylko rolę omawianego wcześniej Funduszu w systemie zorganizowanym rynkowo. Z dokonanych wcześniej analiz SRC wynika, że na terenie miasta można zdefiniować przedsięwzięcia z zakresu zarządzania popytem na nośniki energii oraz modernizacji systemu produkcji i dostawy energii o różnej atrakcyjności ekonomicznej. W ogólności trudno jest jednoznacznie określić, które przedsięwzięcia należy uruchamiać w pierwszej kolejności. Zależeć to bowiem może nie tylko od jakości rozwiązań technicznych, bezwzględnych kosztów, skutków ekonomicznych i ekologicznych, wpływu na rynek pracy, ale także od dostępu do środków pieniężnych i oceny ryzyka z perspektywy miasta. Dlatego też byłoby szczególnie wskazane zlokalizowanie omawianego Funduszu w miejscu, w którym mógłby on odgrywać aktywną rolę w procesie wyboru opcji modernizacji całej gospodarki energetycznej. Przy takim ulokowaniu Fundusz mógłby stanowić źródło współfinansowania wybranych na drodze konkurencji ofert przedsięwzięć po obu stronach bilansu energii. Potencjalny dostęp do środków Funduszu (przyp.: o charakterze grantowym lub niskooprocentowanym) stanowiłby istotną zachętę do składania poważnych, długoterminowych ofert oraz gwarantowałby miastu możliwość bezpośredniego wpływu na kierunki podejmowanych decyzji inwestycyjnych (warunek wsparcia finansowego) i w ten sposob realizację postawionych przed władzami samorządowymi obowiązków.

Jeżeli celami dla samorządów są: oszczędność zasobów naturalnych, w tym paliw, ochrona środowiska naturalnego oraz budowa rynku pracy opartego o działalność konkurencyjną i perspektywiczną, to przewagą zaproponowanego mechanizmu w stosunku do rozwiązań aktualnych jest - naszym zdaniem - to, że:

- pozwala weryfikować ogólne cele, definiowane przez rząd i samorząd, przez społeczeństwo (klientów) i szerokie grono fachowców (technika, finanse, ekonomia) w oparciu o kryteria efektywnościowe w ramach dostępu do rynku, co umożliwia dynamiczną jakościową i ilościową weryfikację celów,
- oddziałuje na zasadach dźwigni na inwestorów niebudżetowych i zwiększa możliwości finansowania inwestycji,
- decyzje finansowe ze środków o charakterze budżetowym podejmowane są bliżej poziomów rzeczywistych realizacji, a więc obciążone są mniejszym prawdopodobieństwem błędów,
- decyzje są rozproszone, co dalej obniża systemowe (łączne) ryzyko błędów,

- realizuje się cel upodmiotowiania społeczeństwa, pozwalając na podejmowanie decyzji na własne ryzyko,
- ogranicza się rolę redystrybucyjną rządów z zapewnieniem realizacji celów definiowanych przez władze centralne i lokalne.

Dla uzyskania zainteresowania firm energetycznych udziałem w tego typu przedsięwzięciach trzeba im stworzyć perspektywy odzyskania poniesionych przez nie kosztów oraz uzyskania korzyści przez uniknięcie kosztów w innych obszarach działalności, bądź w rozwoju rynku na swoje towary i usługi w przyszłości. Maksymalizacja poziomu unikania łącznych zbędnych kosztów przez firmy energetyczne w systemie możliwa będzie tylko wtedy, gdy nastąpi podział przedsiębiorstw na odrębne funkcjonalnie fragmenty (tak jak zaproponowano: obrót, dystrybucja, przesył, produkcja). Majątek, który, ze względu na swą niekonkurencyjność, nie wchodzi trwale do realizacji produkcji w okresie obniżonego, w wyniku sterowania popytem, zapotrzebowania, należy szybko likwidować (nawet, jeżeli nie został jeszcze zamortyzowany), odciążając przedsiębiorstwa energetyczne z generowanych przez niego kosztów. W sytuacji znacznej nadwyżki posiadanych mocy i to na dodatek mocy w fatalnym stanie technicznym (nieperspektywicznych), zmienić się więc musi mechanizm finansowy przedsiębiorstw energetycznych. Zgodnie z przedstawioną wyżej koncepcją wpływy z rynku nie mogą być marnowane na poczet pokrywania bieżących kosztów stałych. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne wygra w przetargu ofert na przyszłościowe rozwiązania w systemie energetycznym, organizowanym na środki uzyskiwane z podwyższonej ceny przy obniżonym zapotrzebowaniu, powinno również móc gromadzić te środki, częściowo i do ograniczonego poziomu, wliczając je w ciężar kosztów, w celu uzyskania Funduszy własnych na potrzeby inwestycyjne (powyżej lub obok przyspieszonej amortyzacji). Utrzymanie pełnej płynności finansowej perspektywicznych przedsiębiorstw jest ważne dla umożliwienia realizacji wybranych projektów z mniejszym ryzykiem płynącym z dodatkowych kosztów finansowych obsługi ewentualnego zadłużania przedsiębiorstw.

Spodziewać się należy wzrostu wpływów do budżetu w wyniku znacznego poprawienia konkurencyjności przedsięwzięć kształtujących popyt i zwiększania skali penetracji rynkowej tymi przedsięwzięciami, gdy wobec wdrażania zaproponowanych mechanizmów finansowych do analiz opłacalności przedsięwzięć kształtujących popyt na energię w coraz szerszym zakresie można będzie stosować długoterminowe uniknięte koszty krańcowe wynikające z nakładów inwestycyjnych na rozwój strony podażowej, a więc uzyskiwać większą konkurencyjność sterowania popytem w stosunku do inwestowania w rozwój podaży. Oznacza to, że skala środków zgromadzonych proponowanym mechanizmem tylko w ograniczonej skali trafiać będzie do produkcyjnych przedsiębiorstw energetycznych, gdyż w wyniku ograniczania wzrostu popytu niezbędne realizacje rozwojowe będą odsuwane w czasie. Dodatkowo kreowane w powyższy sposób prognozy popytu i cen będą stabilne i obciążone stosunkowo małym ryzykiem, co spowoduje, że przedsiębiorstwa zwiększą swoją wartość rynkową, a skala wymaganych środków własnych przy podejmowaniu inwestycji będzie maleć w wyniku uwiarygodnienia korzyści dla inwestorów przez dobrą prognozę. Tak więc nawet stosunkowo nieznaczny udział własny przedsiębiorstw energetycznych w kosztach inwestycyjnych może być w tych warunkach atrakcyjny dla innych inwestorów, skłonnych wtedy bardziej do podjęcia takiego ograniczonego ryzyka w oczekiwaniu przyszłych korzyści. Mechanizmem zabezpieczającym przed zbyt kosztownymi inwestycjami u producentów i próbami obciążania ich finansowymi skutkami odbiorców powinien być zaproponowany w projekcie *Prawa energetycznego* mechanizm rynkowy (dostęp trzeciej strony do sieci - TPA) wyzwalający konkurencję zarówno pomiędzy przedsiębiorstwami produkującymi pożądane nośniki energii, jak i pomiędzy przedsiębiorstwami i opcjami popytowymi przedstawianymi na rynku przez przedsiębiorstwa obrotu lub/i dystrybucji.

4.5. Kierunki przekształcania i funkcjonowania rynku ciepła na zasadach zintegrowanego planowania zasobów ciepła (przykłady) - czy możliwe jest pogodzenie zasady IRP i urynkowienia w organizacji lokalnego rynku ciepła

Wprowadzenie

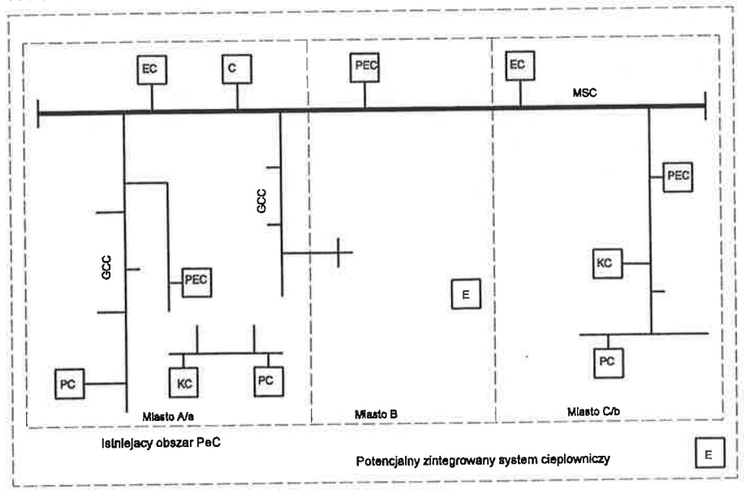
Zintegrowane planowanie gospodarki energetycznej/zasobów energii (IRP/LCP) może funkcjonować na rynku ciepła w następujących warunkach:

Interwencjonizmu państwa na rynku - gdzie prawo (energetyczne lub ekologiczne) poprzez regulacje ukierunkowuje przedsiębiorstwa energetyczne (cieplne, gazowe, elektryczne) na zapewnienie użytkownikom usługi energetycznej (ciepło grzewcze i procesowe, napęd, oświetlenie itp.) po możliwie niskich kosztach. Ekonomicznie zaś umożliwia przedsiębiorstwom energetycznym odzyskanie wydatków inwestycyjnych, zarówno po stronie podażowej i popytowej, przez stanowienie własnych (ale regulowanych) taryf. Taki model regulacji rozwijał się w ostatnich 15 latach w USA i Kanadzie i jest obecnie modyfikowany przy wprowadzaniu zasady konkurencji przedsiębiorstw energetycznych na rynku detalicznym.

Ograniczenie rynku na rzecz scentralizowanych przedsiębiorstw energetycznych w regionie/mieście - gdzie regiony i miasta przez funkcje właścicielskie ukierunkowują działalność własnych przedsiębiorstw energetycznych (ciepło sieciowe, gaz, energia elektryczna i woda) na świadczenie usług energetycznych mieszkańcom, lokalnym firmom itp. po możliwie niskich kosztach.
Demokratycznie wybierane i rozliczane przez mieszkańców władze regionów/miast, posiłkują się zintegrowanym planowaniem jako narzędziem zrównoważonego rozwoju gospodarki energetycznej regionu i miasta. Model ten rozwinął się i funkcjonuje w niektórych krajach europejskich, jak np. w Niemczech czy też w Danii. W Polsce nie został zakończony proces decentralizacji systemu zarządzania państwem, ani nie zrestrukturyzowano sektora energetycznego. Jednak zarówno prawo energetyczne jak i rosnąca aktywność samorządów terytorialnych w obszarze gospodarki energetycznej i poprawy jakości powietrza w miastach będą głównymi siłami sprawczymi wdrażania zintegrowanego planowania zasobów energii, w tym również na rynku ciepła.

Funkcjonowanie zintegrowanego planowania gospodarki ciepłem w strukturach systemów ciepłowniczych

A - POŁĄCZONE SYSTEMY WIELKOMIEJSKIE:
A. Z WYSPOWYMI, WYDZIELONYMI SYSTEMAMI CIEPŁOWNICZYMI;
B. BEZ WYSPOWYCH WYDZIELONYCH SYSTEMÓW CIEPŁOWNICZYCH.



Rys. 18. Połączony, wielkomiejski system ciepłowniczy

EC - Zawodowe elektrociepłownie
C - Zawodowe ciepłownie
E - Zawodowe elektrownie
PEC - Przemysłowe elektrociepłownie
PC - Przemysłowe ciepłownie
KC - Komunalne ciepłownie
PeC - Przedsiębiorstwo energetyki cieplnej
MSC - Magistralne sieci ciepłownicze
GCC - Główne ciągi ciepłownicze

Założenia przyszłego systemu

Prawne:

1. Miasta/gminy są odpowiedzialne za plany zaopatrzenia w ciepło (prawo energetyczne, ustawa o samorządzie terytorialnym).
2. Przedsiębiorstwa energetyczne (wytwórcze, przesyłowe, dystrybucyjne) mają prawne warunki do kierowania się zasadami IRP/LCP (prawo energetyczne).
3. Urzędy wojewódzkie przejmują rolę regulatora na regionalnym rynku ciepła i łączą merytorycznie tę działalność ze stanowieniem regionalnych standardów ochrony środowiska.
4. Brak ograniczeń do przyłączenia niezależnych producentów ciepła, jeżeli oferują korzystną cenę ciepła.
5. Procedura przetargów na ciepło i stanowienie oraz struktura cen na ciepło w miastach są jawne i dostępne.

Własnościowe:

1. Miasta przejmują sieci ciepłownicze, przesyłowe i dystrybucyjne na własność komunalną wraz z komunalnymi źródłami ciepła (KC).
2. EC, C, E, PEC, PC - działające (lub potencjalnie mogące działać) na regionalnych, lokalnych rynkach ciepła pozostają na początku w gestii obecnych właścicieli.
3. W procesie restrukturyzacji przedsiębiorstw energetycznych, działających na rynku lokalnym, miasta będą stwarzać nacisk na przejęcie części własności EC, C, E.
4. Brak ograniczeń do tworzenia dowolnych związków własnościowych: miasto - przedsiębiorstwo energetyczne - przedsiębiorstwo przemysłowe w systemach ciepłowniczych i form własnościowych: komunalna - państwowa - prywatna.

Jak zacząć kształtowanie i funkcjonowanie rynku ciepła na zasadach zintegrowanego planowania?

Proponuje się postępowanie jak niżej:

1 Krok

Miasta budują swoje wstępne plany zapotrzebowania na ciepło (master plany) na zasadach zintegrowanego planowania (SSM + DSM) z uwzględnieniem:
- podziału terytorialnego rynku ciepła w mieście według obiektywnej konkurencyjności systemów grzewczych/nośników energii,
- dotrzymania standardów jakości powietrza w mieście,
- społecznej akceptowalności systemów grzewczych/nośników energii.

Konkurencyjność i podział rynku na stronę podażową (SSM) i DSM zachodzi według wyjściowych relacji cenowych energii i kapitału.

⇓

2 Krok

Miasta na zasadzie kompromisu technicznego i ekonomicznego tworzą:
1. miejskie przedsiębiorstwa ciepłownicze (MPeC) na obszarze administracyjnym miasta. Może to być w przyszłości zalążek miejskiej energetyki (ciepło, energia elektryczna, gaz, woda),
2. międzymiejskie (magistralne sieci ciepłownicze (MSC) na zasadzie wspólnej własności (np. według długości sieci lub ilości obiektywnych sprzedawanego ciepła w mieście lub według innych kryteriów).

⇓

3 Krok

Miejskie przedsiębiorstwa ciepłownicze:
- przedstawiają wstępną ofertę na długoterminowy zakup ciepła z lokalnych źródeł ciepła (PC, PEC, C, EC, itp.) zasilających miejskie, główne ciągi ciepłownicze,
- dokonują oceny konkurencyjności własnych źródeł ciepła (np. KC) w stosunku do innych lokalnych lub regionalnych źródeł ciepła (EC, C, PEC, E) bezpośrednio zasilających sieci miejskie,
- tworzą wstępny ranking (według LCP) możliwych opcji zasilania w ciepło z lokalnych źródeł.

Uwaga: ten krok może być włączony już w opracowanie wstępnego master planu.

⇓

4 Krok

Miejskie przedsiębiorstwa ciepłownicze przekazują wstępną ofertę na długoterminowy zakup ciepła z MSC uwzględniającą dostawę ciepła w granicach:
- górna 100% zapotrzebowania ciepła (według wstępnego master planu)
- dolna 100% zapotrzebowanie ciepła pomniejszonego o lokalną i własną produkcję ciepła.

⇓

5 Krok

Międzymiejskie sieci ciepłownicze (MSC) zbierają wstępne zapotrzebowanie na ciepło w miastach i przekazują ofertę do potencjalnych producentów ciepła (rynek hurtowy):
- w których miejscach (hydraulika sieci),
- w jakiej ilości

mogą zakupić ciepło w długoterminowych kontraktach.

⇓

6 Krok

Producenci ciepła (EC, C, E, PEC, ...) po przeanalizowaniu swoich potrzeb modernizacyjnych dostarczają ofertę jak w kroku 5 - do międzymiejskich sieci ciepłowniczych (MSC).

⇓

7 Krok

MSC na zasadzie konkursu ofert producentów ciepła opracowuje plany modernizacji czy rozbudowy magistralnych sieci ciepłowniczych według LCP strony podażowej i przedstawia ofertę dostawy ciepła do miast - miejskich przedsiębiorstw ciepłowniczych.

⇓

8 Krok

Miejskie przedsiębiorstwa ciepłownicze analizują możliwość pokrycia terytorialnego (jednostki bilansowe) zapotrzebowania ciepła ze wszystkich możliwych źródeł regionalnych, lokalnych i własnych (łącznie z rozbudową lokalnych sieci ciepłowniczych) po możliwie najmniejszych kosztach (LCP strony podażowej) z uwzględnieniem ekonomicznych zasobów strony popytowej (LCP/DSM).

⇓

9 Krok

Miejskie przedsiębiorstwo ciepłownicze przekazuje zweryfikowane zapotrzebowanie na ciepło międzymiejskim sieciom ciepłowniczym (MSC).

⇓ Iteracyjnie przez Kroki 5, 6, 7, 8

10 Krok

Miasta dopracowują plan zaopatrzenia w ciepło, traktując go jako obowiązujący dokument planistyczno-decyzyjny, ale okresowo weryfikowalny (np. co 5 lat).

⇓

11 Krok

Miejskie przedsiębiorstwa ciepłownicze i międzymiejskie sieci magistralne analizują możliwość lokalnej (detalicznej) i regionalnej (hurtowej) docelowej giełdy (poolu) na rynku zakupu ciepła.

⇓

12 Krok

Miejskie przedsiębiorstwa ciepłownicze podpisują z międzymiejskimi sieciami ciepłowniczymi i z lokalnymi producentami ciepła kontrakty długoterminowe na dostawę ciepła.
Międzymiejskie sieci ciepłownicze podpisują z regionalnymi producentami ciepła kontrakty na dostawę ciepła do magistrali ciepłowniczej.

Uwaga: Kontrakty winny być na tyle wywazone, by nie zamykać częściowej konkurencji producentów ciepła na tzw. giełdzie ciepła w przyszłości.

⇓

13 Krok

Wszyscy uczestnicy rynku ciepła budują swoje własne plany rozwojowe (na bazie kosztów długoterminowych), mogą się integrować na bazie prawa handlowego i wspólnym uczestnictwie w inwestycjach dla:
- rozwoju rynku ciepła sieciwego wraz z rozbudową przyłączy do magistrali, magistralnych i lokalnych sieci ciepłowniczych,
- aktywizacji zasobów popytowych DSM oparte na ocenionych zasobach ciepła w Krokach 1 ÷ 11 zintegrowanego planowania w regionie.

⇓

14 Krok

Miejskie przedsiębiorstwa ciepłownicze opracowują programy DSM na zasadach konkursu ofert i aktywizują rynek zasobów popytowych przez wspomaganie finansowania (tradycyjne i niekonwencjonalne formy, np. typu ESCO) łącznie ze swoimi klientami/użytkownikami ciepła.

⇓

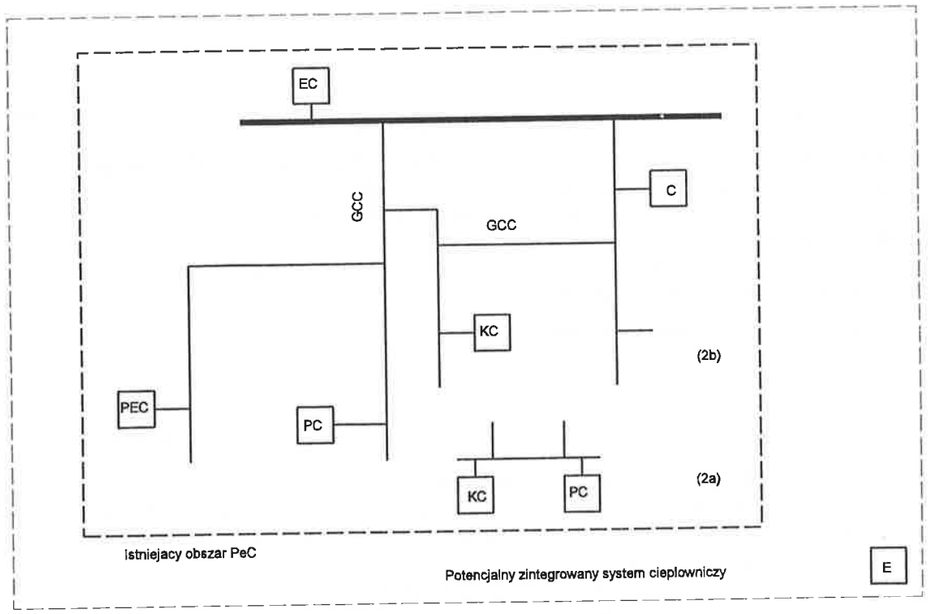
15 Krok

Międzymiejskie sieci ciepłownicze wprowadzają regionalną taryfę hurtową na dostawę ciepła.
Miejskie przedsiębiorstwa ciepłownicze wprowadzają lokalne (winny być zróżnicowane w miastach) taryfy detaliczne na dostawę ciepła.

Powyższy schemat postępowania winien być uzupełniony o funkcje regulacyjne, które w procesie organizacji rynku ciepła na zasadach IRP będą sprawowane w następujący sposób:

- plany rozwojowe przedsiębiorstw energetycznych (wg IRP) i tworzenia taryf na ciepło - przez wojewódzkie urzędy regulacyjne,
- zakup ciepła na rynku lokalnym według LCP (włącznie z własnymi źródłami ciepła) i ochrona klientów przed nieuzasadnionymi ekonomicznie cenami ciepła (a wprowadzenie usługi komfortu cieplnego) oraz zaniechaniem realizacji zasobów popytowych (DSM) - przez miasto na zasadzie własności (pełnej, częściowej) miejskich przedsiębiorstw ciepłowniczych.

B - MIEJSKI SYSTEM CIEPŁOWNICZY:
A. Z WYSPOWYMI, WYDZIELONYMI SYSTEMAMI CIEPŁOWNICZYMI;
B. BEZ WYSPOWYCH WYDZIELONYCH SYSTEMÓW CIEPŁOWNICZYCH.



Rys. 19. Miejski system ciepłowniczy

Objaśnienia do rysunku i założenia przyszłego systemu jak w punkcie 4.5.

Jak zacząć kształtowanie i funkcjonowanie rynku ciepła na zasadach zintegrowanego planowania?

Proponuje się postępowanie jak niżej:

1 Krok

Miasta budują swoje wstępne plany zapotrzebowania w ciepło (master plany) na zasadach zintegrowanego planowania (SSM + DSM) z uwzględnieniem:
- podziału terytorialnego rynku ciepła w mieście według obiektywnej konkurencyjności systemów grzewczych/nośników energii,
- dotrzymania standardów jakości powietrza w mieście,
- społecznej akceptowalności systemów grzewczych/nośników energii.

Konkurencyjność i podział rynku na stronę podażową (SSM) i DSM zachodzi według wyjściowych relacji cenowych energii i kapitału.

⇓

2 Krok

Miasto przedstawia wstępny plan zaopatrzenia w ciepło wszystkim istniejącym lub potencjalnym przedsiębiorstwom energetycznym (cieplnym, gazowym, elektrycznym) działającym na lokalnym rynku ciepła. Dotyczy to przedsiębiorstw wytwórczych i dystrybucyjnych, których miasto jest (przedsiębiorstwa komunalne) lub nie jest właścicielem. Stanowi to informację o możliwości dostarczenia ciepła w wyodrębnionych terytorialnie obszarach (jednostkach bilansowych) skierowaną do istniejących lub potencjalnych źródeł ciepła.

⇓

3 Krok

Miejskie przedsiębiorstwo ciepłownicze (MPeC) przekazuje wstępną ofertę na długoterminowy zakup ciepła od producentów ciepła (EC, E, C, PEC, PC, itp.) uwzględniającą dostawę w granicach:
- górna - 100% zapotrzebowania ciepła (według wstępnego master planu)
- dolna - 100% zapotrzebowania ciepła pomniejszonego o własną produkcję ciepła.

Warunki dostawy uwzględniają:
- w których miejscach (hydraulika sieci),
- w jakiej ilości

mogą zakupić ciepło na podstawie długoterminowych kontraktów.

⇓

4 Krok

Producenci ciepła, po przeanalizowaniu swoich potrzeb modernizacyjnych, dostarczają ofertę do miejskiego przedsiębiorstwa ciepłowniczego. Oferty zawierają również nakłady związane z przyłączeniem lub rozbudową miejskich sieci ciepłowniczych.

⇓

5 Krok

Miejskie przedsiębiorstwo ciepłownicze analizuje koszty modernizacji własnych źródeł wytwórczych i opracowuje plan dostawy ciepła (własne i obce źródła) według zasady planowania po możliwie najniższych kosztach (LCP) dla terytorialnego pokrycia zapotrzebowania ciepła (jednostki bilansowe) z uwzględnieniem ekonomicznych zasobów strony podażowej (DSM).

⇓

6 Krok

Miejskie przedsiębiorstwo ciepłownicze na zasadzie konkursu ofert producentów ciepła i atrakcyjności opcji podażowych (SSM własnych i obcych) oraz popytowych (DSM) przekazują zweryfikowane zapotrzebowanie na ciepło producentom ciepła.

⇓ Iteracyjnie przez Kroki 3, 4, 5

7 Krok

Miasta dopracowują plan zaopatrzenia w ciepło traktując go jako obowiązujący dokument planistyczno-decyzyjny, ale okresowo weryfikowany (np. co 5 lat).

⇓

8 Krok

Miejskie przedsiębiorstwa ciepłownicze podpisują z producentami ciepła kontrakty długoterminowe na dostawę ciepła.
Uwaga: kontrakty winny być na tyle wyważone, by nie zamykać częściowej konkurencji na tzw. giełdzie ciepła w przyszłości.

⇓

9 Krok

Wszyscy uczestnicy rynku ciepła budują swoje własne plany rozwojowe (na bazie kontraktów długoterminowych) oparte na ocenionych zasobach ciepła w krokach 1 ÷ 8 zintegrowanego planowania w mieście i mogą się zintegrować na bazie prawa handlowego i wspólnym uczestnictwie w inwestycjach dla:
- rozwoju rynku sieciowego wraz z rozbudową lokalnych sieci ciepłowniczych,
- aktywizacji zasobów popytowych DSM.

⇓

10 Krok

Miejskie przedsiębiorstwo ciepłownicze opracowuje programy DSM na zasadzie konkursu ofert i aktywizuje rynek zasobów popytowych przez wspomaganie finansowania (tradycyjne i niekonwencjonalne formy, np. typu ESCO) łącznie ze swoimi klientami/użytkownikami ciepła.

⇓

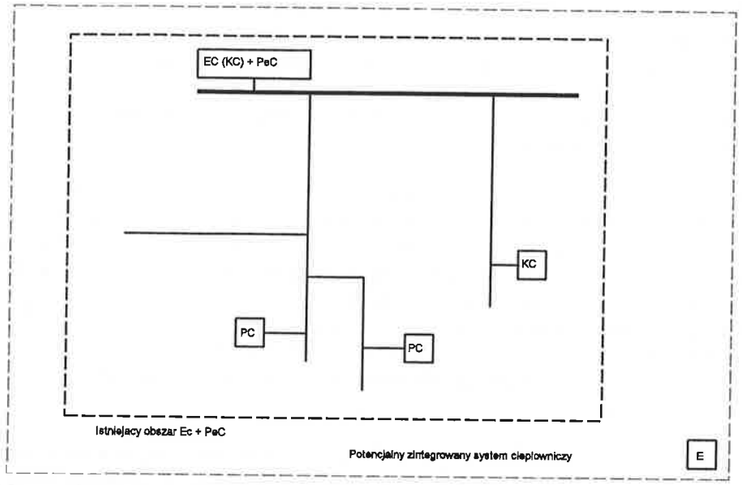
11 Krok

Miejskie przedsiębiorstwo ciepłownicze wprowadza lokalne taryfy: (hurtowe - wielcy odbiorcy) i detaliczne (drobni odbiorcy) na dostawę ciepła.

Również i ten uproszczony schemat funkcjonowania winien być uzupełniony o funkcje regulacyjne, które w procesie organizacji rynku ciepła na zasadach IRP będą sprawowane w następujący sposób:

- plany rozwojowe przedsiębiorstw energetycznych (według IRP) i tworzenie taryf na ciepło - przez wojewódzkie urzędy regulacyjne,
- zakup ciepła na rynku lokalnym według LCP (włącznie z własnymi miejskimi źródłami ciepła i ochrona klientów przed nieuzasadnionymi ekonomicznie cenami ciepła oraz zaniechaniem realizacji zasobów popytowych (DSM) - przez miasto na zasadzie własności (pełnej, częściowej) miejskich przedsiębiorstw ciepłowniczych.

C - MIEJSKI SYSTEM CIEPŁOWNICZY Z ORGANIZACYJNIE POŁĄCZONYM SYSTEMEM WYTWÓRCZO - DYSTRYBUCYJNYM



Rys. 20. Miejski system ciepłowniczy

Objaśnienia do rysunku i założenia przyszłego systemu jak w punkcie 4.5.

Możliwości funkcjonowania rynku ciepła na zasadach IRP w warunkach silnego monopolu przedsiębiorstwa wytwórczo-dystrybucyjnego

Rola miast, które w poprzednich systemach (A i B) biorą na siebie odpowiedzialność i organizatora procesu dostarczania ciepła odbiorcom lokalnym (przemysł, użyteczność publiczna, (mieszkańcy itd.) po możliwie najmniejszych kosztach (cenach), jest ograniczona:
- jeśli nie posiadają znaczącego udziału we własności w przedsiębiorstwie wytwórczo-dystrybucyjnym,
- nie pełnią funkcji regulacyjnych na lokalnym rynku ciepła.

Taki system jest najmniej sprzyjający zarówno:
- wprowadzeniu w mieście zintegrowanego planowania gospodarki energetycznej, które jest niewątpliwie narzędziem interwencjonizmu samorządów terytorialnych na lokalnym rynku ciepła,
- organizacji lokalnego rynku ciepła na zasadzie pewnej, chociażby ograniczonej, konkurencji:
  - ✓ początkowo przez konkurs ofert na dostawy ciepła według kontraktów wieloletnich,
  - ✓ następnie przez, być może w części możliwą, giełdę ekonomicznego wyboru dostawców dla pokrycia chwilowego zapotrzebowania ciepła,
- dostępowi niezależnych producentów ciepła do systemu ciepłowniczego i tzw. "kontraktów trzeciej ręki".

Przyjęta procedura jak zacząć organizację rynku ciepła według IRP mogłaby być częściowo zmodyfikowanym postępowaniem jak w punkcie B. Przy tworzeniu takiej procedury muszą być równocześnie rozwiązane sprawy własnościowo-prawne w trójkącie o wierzchołkach:
- miasto jako odpowiedzialne za planowanie na rynku ciepła, ale bez bezpośrednich narzędzi wykonawczych (pośrednie jak np. plan zagospodarowania przestrzennego mogą być niewystarczające),
- urząd regulacyjny, który musi mieć określony w prawie (a nie ma) stosunek do miejskiego planu

zaopatrzenia w ciepło,
- przedsiębiorstwa energetyczne do postępowania według zasad IRP i zasad konkurencji na tyle na ile jest to możliwe technicznie na lokalnym rynku ciepła (istnieją pewne sprzyjające rozwiązania w ustawie zasadniczej rządowego projektu prawa energetycznego).

KIERUNKI PRZEKSZTAŁCENIA RYNKU CIEPŁA NA ZASADACH ZINTEGROWANEGO PLANOWANIA NA PRZYKŁADZIE WOJEWÓDZTWA KATOWICKIEGO

Kierunki przekształcenia rynku ciepła mogą być logicznym wynikiem przyjętego postępowania dla organizacji i funkcjonowania rynku ciepła na zasadach zintegrowanego planowania gospodarki energetycznej. Na przykład w systemach wielkomiejskich połączonej sieci ciepłowniczej proces instytucjonalno-własnościowego rozwoju rynku ciepła mógłby zacząć się w następujący sposób:

1. Przekształcenie istniejącego Przedsiębiorstwa Energetyki Cieplnej, obejmującego obszar terytorialny kilku miast, w skomunalizowane spółki:

   - Międzymiejskie (magistralne) sieci ciepłownicze (MSC) na zasadzie wspólnej własności miast (np. według długości sieci lub ilości sprzedawanego ciepła w mieście lub też innych obiektywnych kryteriów). Statut tej firmy winien opiewać głównie na funkcje przesyłowe i organizacji rynku hurtowego, tj. zakup ciepła od dużych systemów i sprzedaż do sieci miejskiej po tych samych cenach do wszystkich miast;
   - Miejskie przedsiębiorstwa ciepłownicze będące własnością danego miasta i mogące stanowić w przyszłości miejskie przedsiębiorstwa energetyczne (ciepło, energia elektryczna, woda itp.). Firmy te będą kupować energię od międzymiejskich sieci ciepłowniczych i ustanawiać własne lokalne ceny na ciepło.

2. Zasadność przekształceń wymienionych w punkcie 1 winna być oparta na obiektywnych biznes planach tych spółek, łącznie z analizami technicznymi w odniesieniu do możliwości wyodrębnienia i funkcjonowania międzymiejskich sieci i miejskich spółek dystrybucyjnych oraz ekonomiczno-finansowymi wraz z oceną korzyści i strat dla wszystkich uczestników ponadlokalnego i lokalnego rynku ciepła.

Dalsze przekształcanie się przedsiębiorstw energetycznych winno być oparte na zasadach handlowych i wzajemnych korzyściach, np. dla rozwoju rynku ciepła sieciowego, wraz z budową przyłączy i rozbudową magistralnych i lokalnych sieci ciepłowniczych. Należy przewidzieć możliwość wchodzenia na rynek niezależnych producentów ciepła, o ile mogą oni zaoferować korzystne warunki dostawy ciepła i docelowo kontraktów tzw. trzeciej ręki między dużymi producentami i odbiorcami ciepła.

Podsumowanie

W powyższych rozważaniach zarysowano jedynie kierunki przekształceń i funkcjonowania rynku ciepła, gdyż zarówno zakres poradnika, jak i wstępne dopiero podstawy analityczne pozwalają tylko na taką głębokość przedstawienia problemu. Są one wynikiem doświadczeń uzyskanych podczas pracy badawczej wykonanej przez FEWE na zlecenie Komitetu Badań Naukowych w poszukiwaniu najkorzystniejszych ekonomicznie rozwiązań w poprawie jakości powietrza w miastach w województwie katowickim i ograniczenia zanieczyszczeń powietrza pochodzących z produkcji i użytkowania ciepła na cele grzewcze. Wykorzystano tu również wyniki kilkuletnich przemyśleń związanych z promocją idei zintegrowanego planowania zasobów energii.

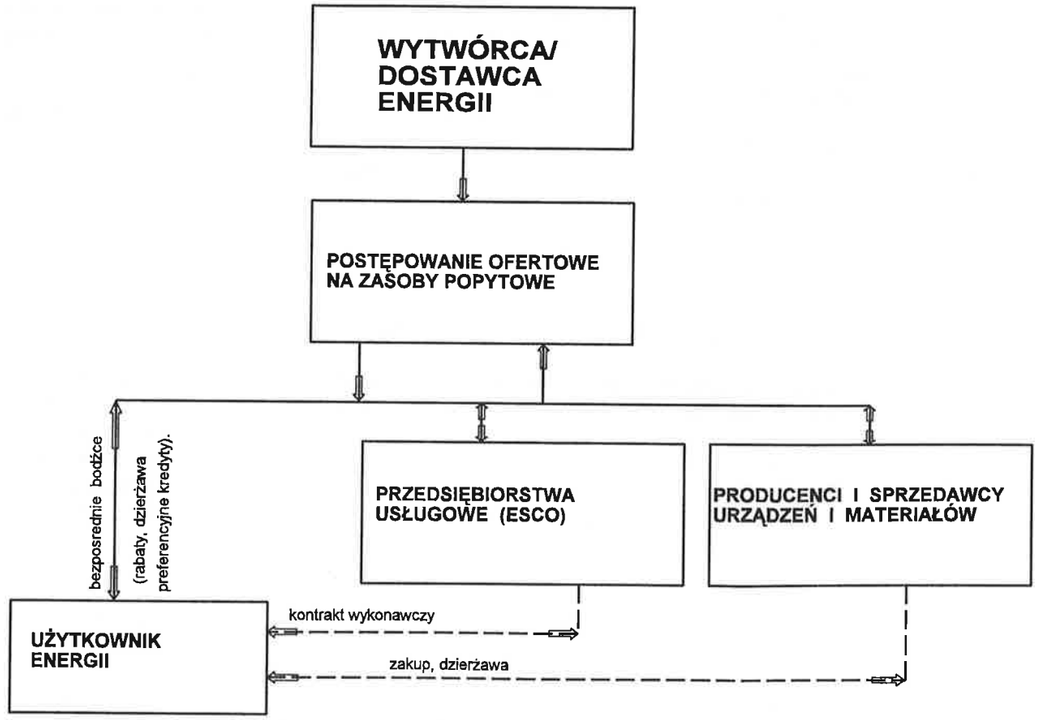
Zasadą organizacji rynku ciepła jest zintegrowane planowanie zasobów energetycznych (IRP/LCP), które może spełnić kilka najważniejszych celów gospodarki energetycznej:
- dostarczenie energii (ściśle usługi finalnej) odbiorcom po możliwie najniższych kosztach,
- dotrzymanie standardów ochrony środowiska: emisji i imisji,
- społeczna akceptowalność systemów energetycznych (ceny, unikanie praktyk monopolistycznych, minimalizacja oddziaływania na środowisko itp.).

Zdajemy sobie sprawę, że przedstawiona koncepcja funkcjonowania rynku ciepła musi być zweryfikowana wieloma szczegółowymi analizami dla adaptacji do warunków lokalnych. Musi też być spójna z prawem energetycznym oraz sposobem restrukturyzacji i prywatyzacji sektora energetycznego.

5. Nowe otoczenie biznesowe w zarządzaniu popytem - przykład firmy usług energetycznych ESCO

5.1. Miejsce firmy ESCO w zarządzaniu popytem na energię

Klasycznym podejściem w zarządzaniu popytem na energię jest to, że przedsiębiorstwo energetyczne/dystrybutor energii samo uruchamia programy kształtujące krzywą obciążenia energii - w tym przedsięwzięcia energooszczędne - u swoich klientów/użytkowników energii. Jedną z form uaktywnienia zasobów popytowych jest postępowanie ofertowe przedsiębiorstw energetycznych/dystrybutorów energii. Dla firm ESCO otwiera się dodatkowo nowe pole biznesu, które w programach zarządzania popytem (DSM) zmniejsza ich ryzyko lub czyni ich działalność bardziej opłacalną.



Rys. 21. **Postępowanie ofertowe producentów/dostawców energii**

5.2. Wprowadzenie - dlaczego firmy ESCO?

Gospodarka rynkowa, do której zdążamy, oraz inne doświadczenia, z których możemy czerpać przykłady, nie pokonują bariery tzw. "luki inwestycyjnej" związanej z chęcią, wiedzą i możliwością inwestowania w wyniku dużego zróżnicowania po dwóch stronach: wytwarzania, przesyłu, dystrybucji energii a jej użytkowaniem. Wynika to z natury dwóch różnych inwestorów:
- dla pierwszego sprzedaż energii jest podstawowym celem firmy,
- dla drugiego użytkowanie energii jest tylko jednym z procesów dla wytwarzania nieenergetycznych produktów i usług, czy też zaspokajania potrzeb życiowych.

Barierami, których pokonanie jest jednym z głównych celów polityki efektywnego wykorzystania energii wielu krajów, są:
- niedoinformowanie użytkowników o ich możliwościach obniżki kosztów energii,
- brak dostępu do kapitału lub duża konkurencja innych żywotnych celów, w które użytkownicy energii muszą inwestować.

Stąd w wielu krajach rozwinęły się niekonwencjonalne sposoby finansowania energooszczędnych inwestycji. Wśród nich mieści się tzw. "finansowanie z trzeciej ręki", tj. między przedsiębiorstwo energetyczne a użytkownika wchodzi trzeci inwestor, który jest skłonny inwestować w energooszczędne technologie u użytkownika energii, aby z różnicy rachunku użytkownika za energię przed i po inwestycji pokryć swoje wydatki i mieć jeszcze zysk. Ponieważ firma działająca na zasadzie finansowania z trzeciej ręki dostarcza klientom/użytkownikom energii pełny zakres usług, od rozpoznania możliwości do zainstalowania urządzeń i eksploatacji, nazwana została Firmą Usług Energetycznych (w języku angielskim: Energy Service Company, w skrócie ESCO).

Oferta firmy ESCO może być atrakcyjna dla użytkownika energii, jeżeli sam nie może, nie potrafi, a chce zrobić interes na obniżeniu swojego rachunku za energię. Firma ESCO zainwestuje swoje środki a po okresie umownym zainstalowane urządzenia przechodzą na własność użytkownika. Oczywiście, że dla określonego zmniejszenia swojego rachunku użytkownik energii musi zapłacić więcej, ponieważ w kosztach inwestycji muszą się zmieścić dodatkowe koszty usługi oraz zysk firmy ESCO.

W Polsce doświadczenia wynikające z funkcjonowania firmy ESCO są dopiero zbierane. Poniżej przedstawiamy podstawowe, ramowe informacje o formach ESCO i kontraktach, na których opiera się współpraca między firmą ESCO a użytkownikiem energii.

Najważniejsze jest przede wszystkim to, aby:
- z jednej strony, przez informację o sposobach działania firmy ESCO, użytkownik był otwarty na taką formę finansowania,
- z drugiej strony, użytkownik energii mógł w miarę możliwości zabezpieczyć się przed niekorzystnym dla siebie kontraktem.

5.3. Firmy ESCO - profil działania

CO TO JEST FIRMA USŁUG ENERGETYCZNYCH - ESCO?

Firma usług energetycznych (ESCO) prowadzi usługi związane ze zmniejszeniem zużycia i zapotrzebowania na energię dla swoich klientów - użytkowników energii. Zapłata za te usługi pochodzi najczęściej ze zmniejszenia rachunku klienta za energię (rys. 21). W zakres tych usług mogą wchodzić nie tylko przedsięwzięcia zwiększające efektywność wykorzystania energii, ale również konserwacja i naprawa urządzeń, skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła, nowe technologie, alternatywne wytwarzanie energii elektrycznej, jeżeli tylko zapłata za te usługi pochodzi z osiągniętych oszczędności.

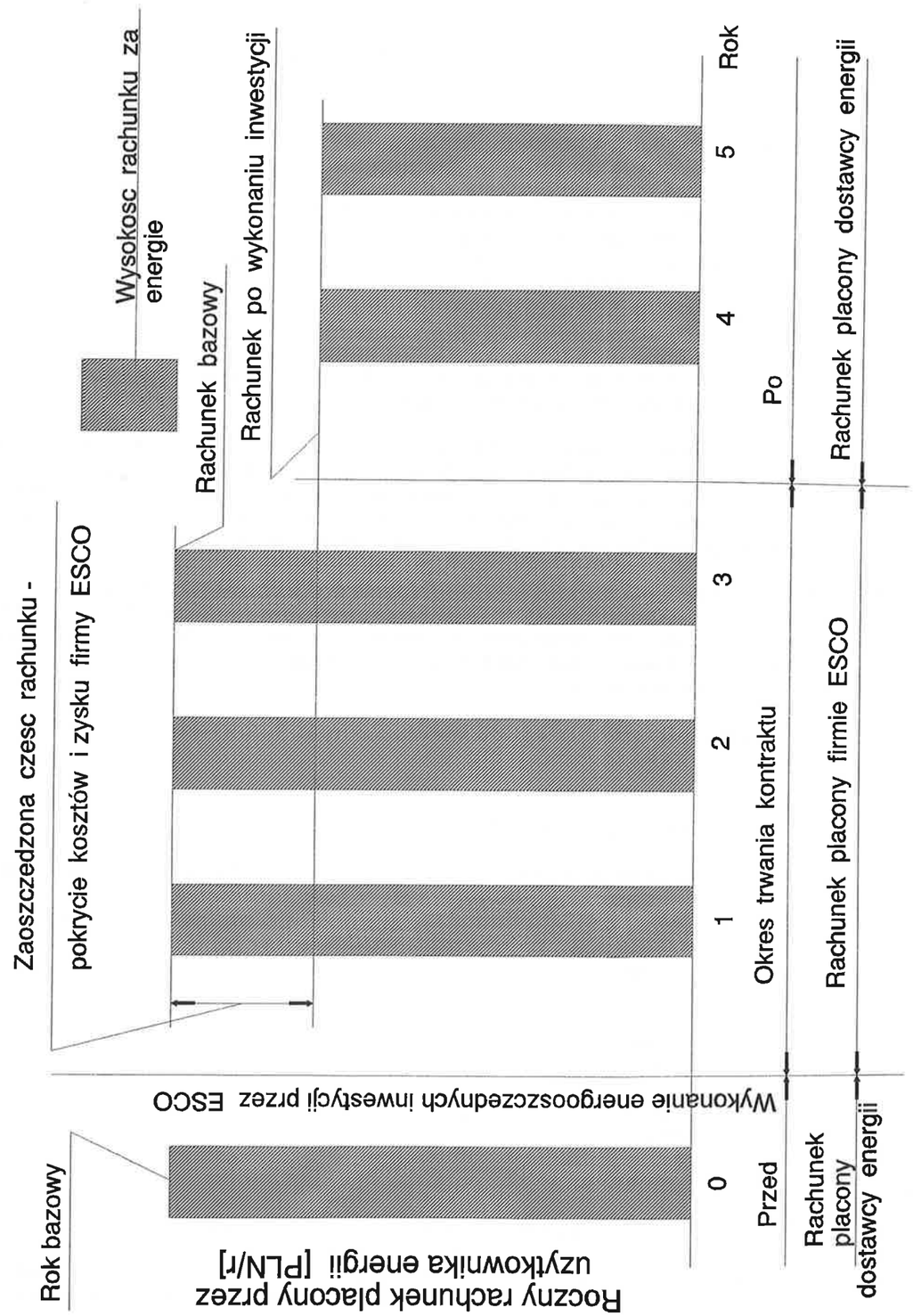
CZYM CHARAKTERYZUJE SIĘ DZIAŁALNOŚĆ FIRMY ESCO?

- **ESCO** oferuje kompletną usługę energetyczną, w tym badanie możliwości, zaprojektowanie przedsięwzięcia, instalowanie, finansowanie, eksploatację i naprawy oraz monitorowanie energooszczędnych technologii,
- **ESCO** oferuje kontrakt na podział kwoty zaoszczędzonego rachunku, w którym klient-użytkownik energii płaci za usługę z części rzeczywiście zaoszczędzonego rachunku,
- **ESCO** istnieje dzięki wynikom ze zrealizowanego przedsięwzięcia, chociaż są różne metody ich określania,
- **ESCO** przejmuje największe ryzyko przedsięwzięcia: techniczne, finansowe i eksploatacyjne.

JAK FIRMA ESCO ZARABIA PIENIĄDZE?

Firma ESCO ponosi koszty wdrożenia energooszczędnych przedsięwzięć, które przynoszą oszczędność energii. W zależności od mechanizmów finansowych stosowanych do sfinansowania inwestycji, tj. umowy o podziale oszczędności, spłaty z oszczędności lub dzierżawy, firma ESCO uczestniczy w podziale korzyści z energooszczędnych inwestycji, przejmując wszystkie lub część korzyści w okresie trwania kontraktu.

Jeżeli przepływ pieniędzy do firmy ESCO z oszczędności energii w okresie trwania kontraktu jest większy niż wszystkie poniesione koszty, to firma ESCO zyskuje, jeżeli nie, to ponosi straty.



Rys. 22. Zasady działania firmy typu ESCO

W typowych przypadkach firma ESCO przejmuje od 50% do 95% oszczędności. Kontrakt energooszczędnego projektu trwa od 5 do 15 lat (doświadczenia zagraniczne). Krótszy okres przypada na kontrakty z firmami prywatnymi, dłuższy na kontrakty z instytucjami publicznymi. Są cztery sposoby (doświadczenia USA i Kanady), które przynoszą firmom ESCO dochody i zysk, oczywiście, o ile ich oszacowania są właściwe:

1. **Dodatkowy koszt.** Koszty firmy ESCO wynikają z zaprojektowania i zainstalowania energooszczędnych urządzeń u klientów. Zawierają one całkowite koszty jak i zysk firmy ESCO. W tym przypadku mamy do czynienia z procedurą "dodatkowego kosztu". Całkowity zysk zwiększa się więc wraz z wielkością projektu. Firmy ESCO są zmuszone do ograniczania kosztów, które mogą być pokryte z oszczędności w uzgodnionym okresie trwania kontraktu. Stwarza to motywację do maksymalizacji liczby i wielkości opłacalnych przedsięwzięć, które tworzą spodziewane oszczędności. W ten sposób zysk skorelowany jest z kosztem urządzeń i materiałów, robocizny i premią za gwarancje.

2. **Finansowanie projektu.** Niektóre firmy ESCO czerpią dochód z prowizji od finansowania projektu, załatwiając źródła finansowania projektów i wykorzystując swoje umiejętności w zarządzaniu ryzykiem w decyzjach inwestycyjnych.

3. **Stałe ceny.** Dla firmy ESCO w Stanach Zjednoczonych i jej klientów stosowane są bardziej wygodne kontrakty oparte o "stałe ceny". W tym schemacie wielkość projektu, a często poziom rocznych oszczędności, są uzgadniane w podpisanym kontrakcie. Firmy ESCO mogą zwiększać przychód przez osiągnięcie przewidywanego poziomu oszczędności z uzgadnianych przedsięwzięć, przynajmniej o koszt, który był pierwotnie szacowany.

4. **Podział oszczędności**. W pierwszym okresie wprowadzania kontraktów na realizację projektów, firmy ESCO nie deklarowały swoich kosztów w dochodach czerpanych z oszczędności u klientów. Tak wiec firma ESCO była motywowana do ponoszenia najniższych kosztów a maksymalizowania strumienia oszczędności. Wiele firm ESCO przyjmuje tę część oszczędności, która przekracza pierwotne cele i oszacowania.

Wszystkie powyższe potencjalne źródła zysków są w rzeczywistości akceptowanym kosztem za udział firmy ESCO w projekcie.

CO WYRÓŻNIA FIRMĘ ESCO W PROJEKCIE?

Żadna z pojedynczych umiejętności i usług firmy ESCO nie jest unikalna. Łączną wartością i przewagą firmy ESCO nad innymi jest to, że jest ona zdolna do łączenia różnych umiejętności i dlatego może efektywnie tworzyć i wdrażać energooszczędne projekty o wartości od kilkuset tysięcy do dziesiątków milionów złotych. Firmy ESCO oferują zestaw następujących usług:
- doradztwo techniczne,
- definiowanie kontraktu,
- analizy energetyczne,
- zarządzanie projektem,
- finansowanie projektu,
- szkolenie,
- gwarancje wykonania,
- monitoring wyników,
- eksploatacja i dbanie o poziom oszczędności,
- zarządzanie ryzykiem.

Nie wszystkie firmy ESCO są takie same. Każda firma ESCO może różnić się ze względu na:

- **Formę własności i organizacji:** Firmy ESCO mogą być prywatne, pomocnicze przedsiębiorstw energetycznych, nie tworzące zysku, joint-ventures, producentów urządzeń lub ich firmy pomocnicze.

- **Segment rynku:** Firmy ESCO szukają swojej niszy rynkowej: szpitale, szkoły, budynki

administracji gminnej i rządowej, również w różnej wielkości projektów.

- **Usługi specjalizowane**: Niektóre firmy ESCO wykonują instalacje bazując na ekspertyzach i projektach technicznych już wykonanych przez klientów, inne specjalizują się w projektowaniu, analizach, monitorowaniu i ocenie.

- **Technologie:** Najczęściej firmy ESCO koncentrują się na tym, na czym najlepiej się znają; oświetlenie, napędy, pomiary, automatyzacja itp.

- **Preferencje terytorialne**: Niektóre firmy ESCO podejmują działalność w określonych regionach kraju lub krajach.

- **Finansowanie projektu**: Schematy finansowania różnią się w zależności od zdolności finansowych firmy ESCO. Niektóre firmy ESCO mają znaczne i dobrze ugruntowane zdolności finansowe, inne mają ograniczone własne zasoby finansowe, a jeszcze inne nie mają środków finansowych w ogóle i muszą je pożyczać lub łączyć się w projektach z innymi firmami ESCO. Należy zauważyć, że wszystkie firmy ESCO działają w schemacie, tzw. finansowania z trzeciej ręki (ponieważ "ten interes jest sensowny"). W rzeczywistości, najczęściej firmy ESCO nie mają wewnętrznych zdolności finansowania, ale mają dostęp do różnych linii finansowych.

5.4. Kontrakt realizacji projektu

TROCHĘ DEFINICJI

Koncepcja "kosztu realizacji" projektu jest zwodniczo prosta: jest to umowa z klientem na podział oszczędności w rachunku klienta za energię, za wdrożenie u klienta energooszczędnych przedsięwzięć. Strony kontraktu spodziewają się doszacowania ich korzyści w zależności od tego, jaki mają udział w przejęciu znacznego ryzyka osiągnięcia zakładanych rezultatów. Znaczenie takiego ryzyka czyni największą z możliwych motywację do właściwego rozpoznania, zaprojektowania, zainstalowania i eksploatacji w okresie trwania kontraktu. Ryzyko leży po obu stronach kontraktu:

- firmy ESCO - ryzyko nie osiągnięcia zakładanych efektów i niedoszacowania swoich kosztów,

- klienta/ użytkownika energii - ryzyko niedoszacowania wartości otwarcia innym swojego gospodarstwa na kreowanie zysku z energooszczędnych inwestycji i niekorzystny dla siebie podział oszczędności w stosunku do zakontraktowanego zakresu energoszczędnych przedsięwzięć.

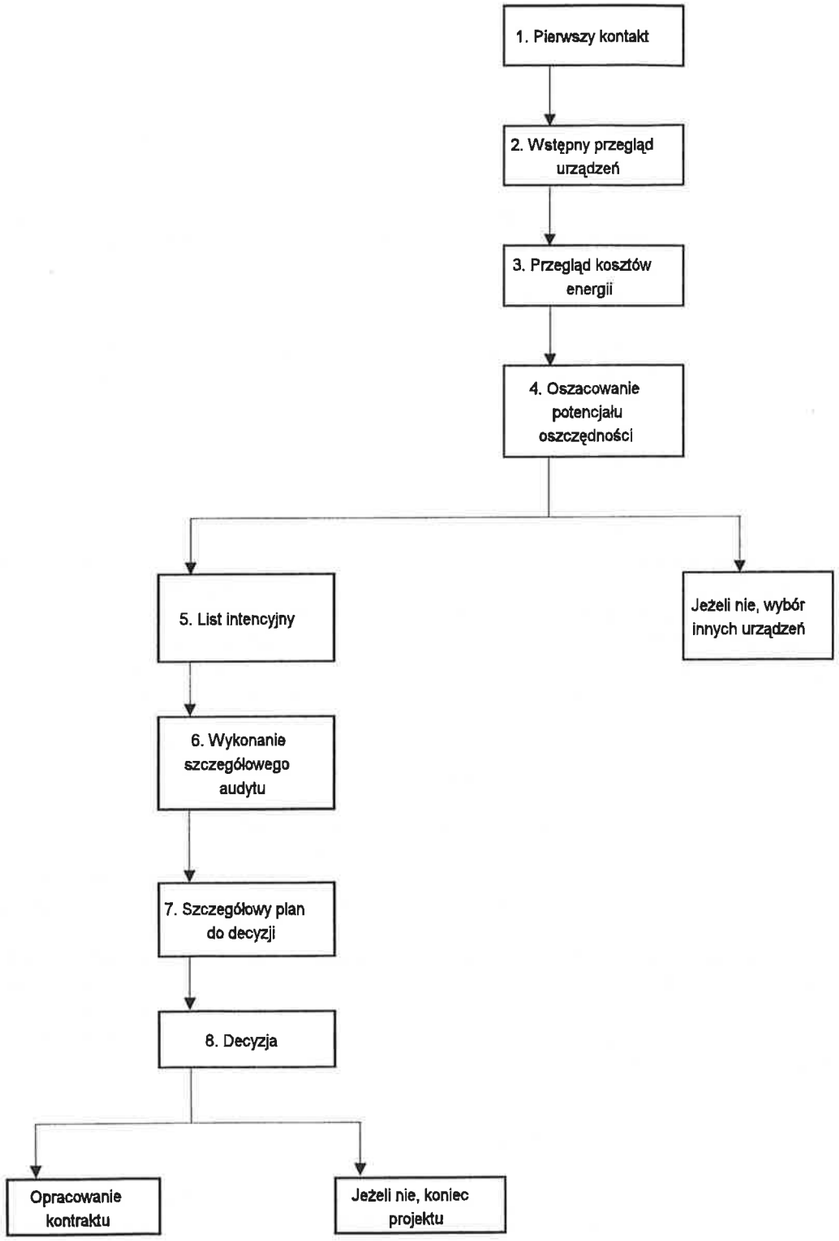
Na każdym etapie projektu obie strony przejmują określoną odpowiedzialność, która pozwala na zaprojektowanie takiego zakresu przedsięwzięć, który może zapewnić sukces obu stronom. W Kanadzie np. Kanadyjskie Stowarzyszenie Firm ESCO opracowało specjalny poradnik dla ułożenia kontraktu, aby pomóc właścicielom/użytkownikom energii i firmom ESCO w negocjowaniu efektywnych kontraktów lub w ocenie zaproponowanych kontraktów.

PROCES DOCHODZENIA DO KONTRAKTU

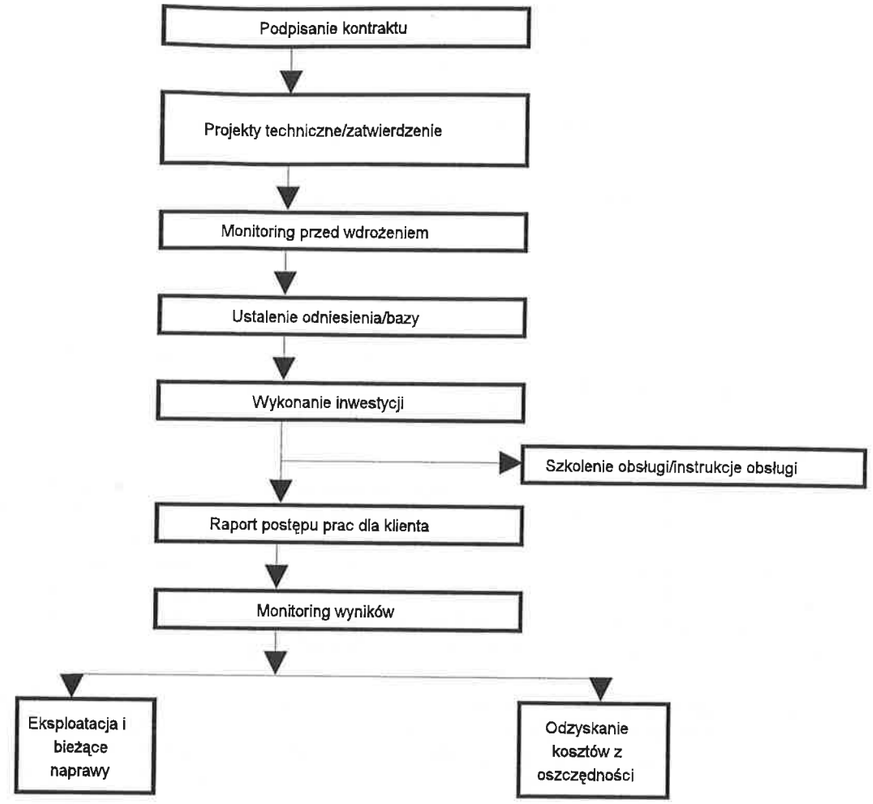
Proces dochodzenia do kontraktu przedstawia rys. 23. Rys. 24 ilustruje podstawowe kroki we wdrożeniu tego kontraktu. W przygotowaniu kontraktu (rys. 23) wyróżnia się następujące kroki:

Krok 1 **Pierwszy kontakt**: Wyjaśnia się koncepcję projektu i kontraktu oraz przedstawia się potrzebę wglądu do przeszłych rachunków za energię.

Krok 2 **Wstępny audyt energetyczny:** Firma ESCO oszacowuje oszczędności, uzyskując pewność, że czas i koszty poniesione od tego kroku do podpisania kontraktu nie będą stracone.



Rys. 23. Powstawanie kontraktu



Rys. 24. Wdrożenie kontraktu

Krok 3 **Przegląd kosztów energii:** Używa się analitycznego oprogramowania firmy ESCO, by ustalić wzorcowe zużycie energii, na podstawie którego wykwalifikowany analityk może określić prawdopodobną wielkość zaoszczędzonej energii i energooszczędne przedsięwzięcia. Wykonuje się porównania jednostkowego zużycia energii w budynkach i procesach z porównywalnymi budynkami i procesami. Analizy efektywności energetycznej procesów przemysłowych są dużo bardziej kompleksowe i wymagają specyficznych obliczeń technicznych, by określić potencjał oszczędności.

Krok 4 **Oszacowanie potencjału oszczędności**: Łączy się wyniki analiz z wrażeniami ze wstępnego audytu energetycznego, z czego firma ESCO może wnioskować, że istnieje dostateczny potencjał oszczędności kosztów energii, by kontynuować dalsze kroki. Jeżeli nie, to przerywa się projekt lub wybiera się inne urządzenia. Koszt audytu wstępnego jest generalnie ponoszony przez firmy ESCO.

Krok 5 **List intencyjny:** Ten krok zapewnia, że właściciel urządzeń jest w pełni świadomy odpowiedzialności, jaka wynika z kontraktu, oraz potwierdza oczekiwania obu stron. Oznacza to, że jeśli tylko istnieje dostatecznie atrakcyjny projekt, to kontrakt będzie negocjowany w dobrej wierze. Firma ESCO przedstawia właścicielowi do podpisania niewiążący list intencyjny, w którym właściciel stwierdza, że gdy dostarczone dalsze szczegółowe analizy energetyczne potwierdzą istnienie opłacalnych energooszczędnych przedsięwzięć, to przystąpi do kontraktu.

Krok 6 **Szczegółowy audyt:** Firma ESCO wykonuje szczegółowy audyt i inwentaryzację.

Krok 7 **Szczegółowy plan:** Firma ESCO dostarcza szczegółowy plan pracy, która będzie wykonana, oraz jakie oszczędności będą osiągnięte. Firma ESCO musi teraz przekonać właściciela, że posiada środki i umiejętności uwiarygodnienia dalszych związków komercyjnych.

Krok 8 **Akceptacja/odrzucenie projektu:** Jeżeli właściciel/użytkownik energii, po zaakceptowaniu studiów i analiz, nie decyduje się przejść do fazy kontraktu, to płaci za dotychczasową pracę. W innym przypadku dotychczasowy koszt projektu jest przeniesiony potem do kontraktu. Jeżeli właściciel i firma ESCO decydują się na kontrakt, to studia wykonalności pojawią się jako opracowanie objęte kontraktem.

ODMIANY KONTRAKTÓW

- **Podział oszczędności**: Firma ESCO i właściciel uzgadniają jaki procent oszczędności otrzyma każda ze stron w czasie trwania kontraktu. Może on być różny w czasie kolejnych lat kontraktu. Firma ESCO musi być pewna, że jego dochody pokryją koszty związane z wdrożeniem projektu. Tutaj koszty projektu nie muszą być ujawniane.

- **Spłata od razu/szybkie spłacenie**: Wszystkie oszczędności uzyskane w czasie trwania kontraktu są przeznaczone na pokrycie kosztów projektu jako dochody firmy ESCO. W czasie kontraktu odmiany *"spłata od razu"* firma ESCO otrzymuje swój zysk. Jeżeli rzeczywiste oszczędności są większe niż pierwotnie zakładane, dochody ESCO są niepotrzebnie zwiększone. W niektórych przypadkach firma ESCO i właściciel urządzeń mogą uzgodnić jak podzielić ewentualną osiągniętą nadwyżkę oszczędności w okresie kiedy projekt jest już spłacony. Tutaj koszty projektu muszą być ujawnione, tak by strony mogły ustalić kiedy inwestycja została spłacona.

- **Gwarantowana oszczędność**: W umowie na gwarantowaną oszczędność firma ESCO zapewnia, że koszty energii urządzeń właściciela będą zmniejszone o określony procent. Podczas okresu kontraktowego firma ESCO przejmuje odpowiedzialność za płacenie rachunku właściciela, właściciel zgadza się płacić firmie ESCO określony procent swojego byłego, bazowego rachunku, np. zmniejszonego o 15%. Najczęściej kontrakt trwa 7 do 10 lat, w tym czasie firma ESCO musi odzyskać swoje wydatki i pokryć rachunki właściciela urządzeń. Firma ESCO ma tworzyć pewne i dostateczne oszczędności również dla uwzględnienia zniżki rachunku klienta.

5.5. Podsumowanie

Najlepszym podsumowaniem będzie przedstawienie kluczowych czynników, decydujących o sukcesie projektu firmy ESCO, a więc:

- Firma ESCO winna być wybrana na bazie szerokich doświadczeń i kwalifikacji, nie tylko z punktu widzenia kryteriów: zasobów finansowych firmy, optymistycznej prognozy oszczędności energii czy nawet gwarancji oszczędności.

- Zawsze jest wymagane szczegółowe studium wykonalności. Potrzebne są rozwinięte narzędzia symulacji komputerowej, zdolne do modelowania wszystkich nośników energii (na wejściu i wyjściu), by uniknąć podwójnego liczenia lub nakładania się oszczędności energii z poszczególnych przedsięwzięć.

- Obliczenia inżynierskie, analizy i dane do nich, jak również przyjęte założenia obliczeniowe powinny być przedłożone wszystkim stronom.

- Projekt powinien zawierać szczegółowy zakres prac, tak by klient miał wymierne kryteria oceny postępu i kompletności prac.

- Winna być opracowana szczegółowa dokumentacja techniczna, która pomoże właścicielowi śledzić postęp w instalowaniu urządzeń i sposób wykonania oraz dostarczy mu narzędzia do

oceny wypełnienia kontraktowych zobowiązań firmy ESCO.

- Każda metodologia, jaka zostanie zastosowana do obliczenia unikniętych kosztów, winna być wcześniej uzgodniona przez specjalistów firmy ESCO i właściciela. Zarówno metodologia, jak również przyjęte dane i założenia, które są wsadem do tej metodologii (koszty energii, okres żywotności urządzeń itp.), muszą być przejrzyście opisane w kontrakcie i osiągalne dla obu stron.

Powyżej przedstawiono tylko podstawowe informacje ramowe o firmie ESCO i kontraktach. Z uwagi na konieczność dokonania niezbędnych skrótów, znalazły się poza nimi inne, również ważne informacje i doświadczenia, takie jak: szczegółowy zakres oferty firmy ESCO, kryteria wyboru firmy ESCO, opcje finansowania, bezpieczeństwo (minimalizacja ryzyka), sposób zarządzania ryzykiem przez firmę ESCO, obliczanie oszczędności itp. Niemniej jednak już przedstawione informacje dają Państwu pojęcie o charakterze i możliwościach firmy ESCO oraz o tym, jak i co winno znaleźć się w kontrakcie na realizację projektu.

Rozwój firmy ESCO i kontraktów na realizację projektów będzie wymagał w Polsce lepszego doinformowania i szkolenia obu stron: firm ESCO i ich klientów. FEWE będzie się starało uczestniczyć w tym procesie otwierając rynek na ten niekonwencjonalny sposób realizacji energooszczędnych inwestycji.

6. Zakończenie

Zintegrowane planowanie w gospodarce energetycznej ma już w świecie prawie 20-letnie doświadczenia. Zintegrowane planowanie gospodarki energetycznej stymulowane było przez prawo i forsowane przez urzędy regulacyjne. Deregulacja rynków energii, która rozpoczęła się kilka lat temu stawia nowe wyzwania dla znalezienia miejsca zintegrowanego planowania zasobów energii w rozwoju przedsiębiorstw energetycznych. Jeżeli powstanie konkurencyjny rynek energii, nawet bez pełnych uregulowań prawnych wdrożenia IRP, przedsięwzięcia DSM mogą być atrakcyjne dla dystrybutorów energii dzięki:

- zwiększeniu sprzedaży przez przyłączenie nowych klientów,
- konkurencyjnym taryfom i cenom przez zarządzanie obciążeniem - lepsze stosunki z nowymi, potencjalnymi klientami,
- przedstawieniu oferty dla zatrzymania obecnych klientów - lepiej mniej sprzedać klientowi energii, niż go stracić,
- alternatywnym źródłom energii dla sprzedaży uzyskanej mocy źródeł i przepustowości rurociągów,
- opłacalności serwisu DSM dla samych dystrybutorów, mogących zarabiać pieniądze z usług DSM.

Rosnąca rola gmin w planowaniu zaopatrzenia w energię, ich zadania w stosunku do lokalnych przedsiębiorstw i społeczności w naturalny sposób wywołają potrzebę sięgnięcia po instrument podziału rynku na systemy nośników energii i dążenie do najniższych możliwych kosztów zapewnienia pożądanej przez odbiorców jakości usług energetycznych i poprawy środowiska naturalnego. Tym instrumentem może być zintegrowane planowanie lokalnej gospodarki energetycznej. Zawsze pozostaje do rozwiązania ważki problem, jak zapewnić równowagę między kosztem dostarczonej energii a uzasadnionym ekonomicznie kosztem zaspokajania potrzeb finalnych użytkowników energii. Zintegrowane planowanie gospodarki energetycznej będzie miało tym większe znaczenie, im poważniej będzie traktowana potrzeba zrównoważonego rozwoju społeczeństw.

Literatura:

[1] Buyers' Guide to Energy Performance Contacting. SRC Canada. 1-st edition. September 1995.

[2] DSM and the Global Environment Conference. April 22-23, 1991.

[3] Demand Side Management in the Context of Integrated Resources Plannning in the UK Gas Industry. Energy Saving Trust. June 1995.

[4] Demand-Side Management. Vol. 5. Industrial Markets and Programs. Electric Power Research Institute. March 1988.

[5] Demonopolizacja i Prywatyzacja Elektroenergetyki. Materiał przyjęty przez Radę Ministrów. Warszawa 1996.

[6] Electricity Information 1993. OECD/IEA. Paris 1994.

[7] European Energy to 2020: a Scenario Approach". CEC, Bruksela 1995.

[8] Handbook of Evaluation of Utility DSM Programs. Oak Ridge Laboratory, December 1991.

[9] Hille Ewaryst, Alternatywna polityka energetyczna Polski do 2020 roku. FEWE, Warszawa - Katowice - Kraków 1996.

[10] Hirst Eric., A Good Integrated Resources Plan: Guidliness for Electric Utilities and Regulators. Oak Ridge National Laboratory, December 1992.

[11] Implementing Agreement on Demand-Side Management Technologies and Programmes. 1994 Annual Report. Edited by Anne Bengston, Executive Secretary - Swedish National Board for Industrial and Technical Development (NUTEK) * Department of Energy Efficiency. Stockholm, March 1995.

[12] Integrated Resources Planning. ACEEE 1992. Summer Study on Energy Efficiency in Buildings.

[13] Integrated Resources Planning. The Hanover LCP Case Study. Öko-Institut e. v. Institute for Applied Ecology. Wuppertal Institute for Climate, Environment, Energy GmbH, 1995.

[14] Kwestionariusz - Polska: Informacje do przygotowania opinii na temat wniosku Polski o członkostwo w Unii Europejskiej. Rozdział 8 - Energia. Warszawa 1996.

[15] Pasierb Sławomir, Metodyka zintegrowanego systemu planowania gospodarki energetycznej w aspekcie ochrony środowiska. Projekt badawczy KBN. FEWE, Katowice, październik 1995.

[16] Pasierb Sławomir, Możliwości i zadania przedsiębiorstw ciepłowniczych w zintegrowanym planowaniu zasobów ciepła. Piąta Krajowa Konferencja - Modernizacja miejskich systemów ciepłowniczych. Międzyzdroje 23-25 września 1996.

[17] Pasierb Sławomir, Publikacje autorskie w Biuletynie FEWE "Zintegrowane Planowanie w Gospodarce Energetycznej". Numery: 1/93, 2/93, 3/93, 7/95, 9-10/95.

[18] Ramowy plan wdrażania "Założeń polityki energetycznej Polski do 2020 roku". Ministerstwo Przemysłu i Handlu, Warszawa 1996.

[19] Strategia dla Polski. Pakiet 2000. Ministerstwo Finansów, Warszawa 1996.

[20] Traktat Europejskiej Karty Energetycznej.

[21] Ustawa Prawo energetyczne. Projekt rządowy. Warszawa 1996.

[22] Vine Edward, International DSM and DSM Program Evaluation: an INDEEP Assessment. Lawrence Berkeley Laboratory * University of California. Berkeley, CA (USA), April 1995.

[23] Założenia polityki energetycznej Polski do roku 2010. Ministerstwo Przemysłu i Handlu, Warszawa 1995.

[24] Zarys koncepcji strategii rozwoju kraju do 2010 r. Centralny Urząd Planowania, Warszawa 1995.

Egzemplarz bezpłatny

ISBN 83-907727-0-1

FEWE - Centrum w Warszawie
ul. Brodzińskiego 21
01-557 WARSZAWA
tel/fax: (0 22) 394-945
tel: (0 22) 392-141; 393-618

FEWE - Centrum w Katowicach
ul. Wierzbowa 11
40-169 KATOWICE
tel/fax: (0 32) 103-51-14
tel: (0 32) 103-51-20

FEWE - Centrum w Krakowie
ul. Floriańska 55, IIp.
31-019 KRAKÓW
tel/fax: (0 12) 213-070
tel: (0 12) 213-989; 213-781