

POLSKIE SIECI ENERGETYCZNE – WSCHÓD Sp. z o.o.

**Koncepcja i metody zintegrowanego planowania zasobów
energetycznych.**

Opracował Marek Butkowski

Wprowadzenie.

Współczesne tendencje zmian w zakresie struktury zużycia energii pokazują, że szczególnego znaczenia nabrała w ostatnich czasach energia elektryczna, której konsumpcja systematycznie rosła nawet w tych krajach i okresach, w których malało globalne zużycie energii. W niektórych opracowaniach wskazuje się co prawda, że od pewnego czasu obserwuje się stabilizację zużycia energii elektrycznej, to jednak dane opublikowane przez Kongres Światowej Rady Energetycznej przewidują we wszystkich wariantach prognozy szybki wzrost zużycia energii elektrycznej do roku 2050 i to nie tylko w krajach słabo rozwiniętych, ale również w grupie krajów OECD.

Wbrew pesymistycznym prognozom, które pojawiły się po opublikowaniu pierwszych Raportów Klubu Rzymskiego w najbliższej przyszłości deficyt energii w skali globalnej nie zagraża. Sytuacja w tym zakresie może być charakteryzowana w następujący sposób:

Udokumentowane rezerwy paliw ocenia się na ok. 850 Gtoe, a zasoby potencjalne na ok. 4400 Gtoe. Obecne zużycie paliw pierwotnych wynosi ok. 9 Gtoe. Przy dzisiejszym poziomie zużycia same udokumentowane rezerwy węgla kamiennego wystarczą na ok. 200 lat, węgla brunatnego - na ok. 300 lat, ropy naftowej - na ok. 40 lat i gazu ziemnego - na ok. 50 lat.

Nie jest to długi okres w makroskali, ale można mieć nadzieję, że w tym czasie rozwój nauki i techniki umożliwi efektywne pozyskiwanie trudno dostępnych obecnie złóż, uczyni opłacalnym wykorzystywanie nowych źródeł energii zanim zostaną wyczerpane obecnie eksploatowane zasoby.

Prognozy oparte na badaniach zjawisk społeczno-ekonomicznych wskazują, że w okresie 20-30 lat wzrost gospodarczy krajów rozwiniętych dokonywać się będzie bez szybkiego wzrostu zużycia energii, a podstawowymi źródłami energii pozostaną nadal paliwa kopalne.

W wyniku wdrażania programów oszczędnościowych zużycia paliw płynnych i energii elektrycznej, unowocześniania energochłonności urządzeń, prawnie zastrzonym kryteriom ich dopuszczania do produkcji i eksploatacji oraz konkurencji dostawców i producentów, względne zużycie energii powinno maleć. Procesy te będą znacznie wspierane przez ruchy proekologiczne. Zużycie energii elektrycznej będzie rosło dwa razy szybciej niż ogólne zużycie energii końcowej. Przewiduje się w skali świata znaczny wzrost produkcji energii elektrycznej mimo ograniczenia wzrostu jej zużycia w krajach rozwiniętych. Przewiduje się podwojenie światowej produkcji energii elektrycznej z 11608 TWh w 1990 roku do 23000 TWh w 2020 roku. Generalnie następuje znaczny wzrost udziału energii elektrycznej w ogólnym zużyciu energii. Wzrost ten dotyczyć będzie w mniejszym lub większym stopniu wszystkich krajów, co podkreśla znaczenie tego sektora i potrzebę jego stałego unowocześniania. Dotyczy to również sytuacji Polski.

Polska ma niekorzystną strukturę wydobycia i użytkowania paliw. Prawie 100% polskich zasobów stanowi węgiel, choć należy zwrócić uwagę na perspektywiczne znaczenie złóż metanu oraz gazu ziemnego. Znaczna część zasobów węgla zalega na dużych głębokościach, w skomplikowanych warunkach geologicznych, co podnosi koszt i zmniejsza opłacalność ich wydobycia. Zacołanie technologiczne w pozyskaniu, przetwarzaniu i użytkowaniu energii w połączeniu z niską nowoczesnością i jakością produkcji przemysłowej powodowało wysoką energochłonność gospodarki, która często oceniana była jako 2-3 razy wyższa niż w rozwiniętych krajach. Szczegółową analizę tej sytuacji przeprowadzono w ekspertyzach PAN. Muszą być podjęte radykalne kroki w celu

obniżenia energochłonności sektora energetycznego w całym cyklu: od wytwarzania, poprzez przesył do końcowego zużycia.

Obecnie sytuacja elektroenergetyki, z punktu widzenia możliwości pokrycia bilansu zapotrzebowania na energię jest dobra, co wynika z przejściowo zmniejszonego popytu na energię. W zakresie energii elektrycznej występuje nawet bilans dodatni. Nie jest to jednak zjawisko trwałe. Elektroenergetyka od dłuższego czasu znajduje się w stanie trwałego braku środków finansowych, zarówno na eksploatację bieżącą, odtworzenie majątku trwałego oraz na rozwój, co przejawia się w coraz intensywniejszej dekapitalizacji majątku trwałego. Zmiany sytuacji gospodarczej - zwłaszcza spadek produkcji przemysłowej, racjonalizacja zużycia, oddaliły zagrożenie braku energii, ale nie zlikwidowały go całkowicie, gdyż energetyka jest niedoinwestowana, a w konsekwencji proces tworzenia nowych zdolności wytwórczych ograniczony.

Wytwarzanie energii elektrycznej jest działaniem w zakresie przekształcania przyrody. Wyczerpywanie surowców, zagospodarowywanie przestrzeni, niszczenie krajobrazu, użytkowanie wody, emitowanie do atmosfery substancji zanieczyszczających, odpady toksyczne, zmiany klimatyczne itp. są konsekwencją działalności tego przemysłu. Troska o ochronę środowiska zajmuje coraz więcej miejsca w regulacji rozwoju elektroenergetyki na szczeblu międzynarodowym. Wynika to z uwarunkowań zewnętrznych - coraz silniejszych nacisków innych krajów na przestrzeganie określonych norm w związku z przenoszeniem się zanieczyszczeń oraz nasilania się ruchów proekologicznych. Władze w wielu krajach narzuciły wzrastające wymagania w tym zakresie, decydując się nawet na przerwanie nowych inwestycji - przykładem może być energia nuklearna.

Jednym z istotniejszych czynników sprzyjających ochronie środowiska, ale także ogólnej poprawie efektywności gospodarowania i zwiększeniu bezpieczeństwa energetycznego jest racjonalizacja jej zużycia. Racjonalizacja użytkowania energii ujmuje bardzo szeroki wachlarz przedsięwzięć gospodarczych które mogą przynieść różnorodne korzyści w tym poprawę jakości produkcji i jej konkurencyjność. Przechodzi się od jednostronnie ujmowanej problematyki podaży do złożonej problematyki popytu, a w konsekwencji analizuje się możliwości równoważenia bilansu energetycznego podejmując działania dotyczące dwóch jego stron, zamiast tradycyjnego podejścia polegającego na zwielokrotnieniu jedynie źródeł energii i budowie nowych elektrowni. Przechodzi się do etapu poszukiwania, przy współpracy z odbiorcą finalnym, możliwości najlepszego sposobu zaspokojenia jego potrzeb np. poprzez zmianę stosowanych przez niego technologii wytwarzania i racjonalizacji zużycia energii, stosując specjalne metody postępowania.

1.1. Wytwarzanie energii elektrycznej a ekologia.

Podczas produkcji energii elektrycznej emitowane są gazy spalinowe zawierające tlenek węgla, lotny koksik i lotne popioły. Unoszone przez gazy lotne pyły zawierają szereg szkodliwych pierwiastków, takich jak: beryl, german, cez, lit, molibden, tantal, wanad, wolfram, i inne, a także tlenki ołowiu oraz dioksyny. Jako efekt spalania paliw stałych powstają jeszcze znaczne ilości tlenków siarki, azotu, dwutlenku węgla, ozon, podtlenek azotu, metale ciężkie i ich związki. Substancje te działają szkodliwie na zdrowie ludzi, zaburzają vegetację roślin, niszczą lasy. Mają one istotny udział w powstawaniu kwaśnych deszczy oraz efektu cieplarnianego. Najwięcej dwutlenku węgla

powstaje przy wytwarzaniu energii elektrycznej w elektrowniach ciepłych węglowych, które wytwarzają w Polsce ponad 97% energii elektrycznej. Powoduje to określone straty we wszystkich sektorach gospodarki, wpływa na jakość życia, powoduje nieodwracalne szkody w zakresie kultury materialnej społeczeństwa.

Rozwój sektora energetycznego w Polsce musi odbywać się przy pełnym respektowaniu zasad polityki ekologicznej państwa. Zgodnie z wytycznymi tej polityki, konieczne jest poważne zmniejszenie uciążliwości energetyki dla środowiska naturalnego przy zachowaniu norm krajowych oraz konwencji i standardów europejskich. Najważniejsze priorytety w polityce ekologicznej Polski obejmujące okres 8 - 10 lat to m.in. :

- ograniczenie emisji dwutlenku węgla, dwutlenku siarki, emisji tlenków azotu
- ograniczenie emisji pyłów poprzez podniesienie stopnia odpylania przemysłowych i energetycznych gazów odlotowych .

Realizację tych celów w sektorze energetycznym można osiągnąć między innymi przez:

1. Efektywne i oszczędne używanie energii ,
2. Zmianę struktury zużywanych nośników energetycznych i wzrost udziału nośników mniej uciążliwych ,
3. Tworzenie warunków do wykorzystania odnawialnych źródeł energii .

1.2. Racjonalizacja zużycia energii elektrycznej.

Można określić następujące powody dla oddzielnego rozpatrywania działań dotyczących tylko zużycia energii elektrycznej :

- zapotrzebowanie na energię elektryczną rośnie szybciej niż ogólne zużycie energii, a budowa i lokalizacja nowych elektrowni staje się coraz trudniejsza ,
- energia elektryczna stanowi ok. 35% ogólnej konsumpcji energii i jej wytwarzanie ma decydujący wpływ na emisje gazowe do atmosfery ,
- potencjał oszczędzania energii elektrycznej jest znaczny ,
- działania służące podniesieniu efektywności wykorzystania energii stanowią najskuteczniejszą i najbardziej opłacalną z ekonomicznego i ekologicznego punktu widzenia drogę rozwiązywania problemów energetycznych.

Istnieją trzy grupy barier racjonalnego użytkowania energii elektrycznej:

- pierwsza, związana jest z tym, że chociaż zmniejszenie zapotrzebowania o 1kW jest mniej kosztowne, niż osiągnięcie zdolności produkcyjnej umożliwiającej uzyskanie 1kW, to jednak organizacyjnie i technicznie łatwiej jest podjąć działania zmierzające do zwiększenia produkcji, a co więcej - istnieją silne bodźce w tym zakresie. Za zaspokojenie potrzeb odbiorców odpowiada bowiem jednoznacznie określona instytucja, która znajduje się pod bardzo silnym naciskiem konsumentów, natomiast decyzje i działania z zakresu oszczędzania energii są rozdzielone między co najmniej trzy grupy współuczestników: producentów energii, producentów urządzeń zużywających energię i użytkowników.
- druga, wynika stąd, że producenci urządzeń, których wpływy na możliwości uzyskania efektów w tej dziedzinie są bardzo znaczne, na ogół nastawieni są na osiąganie zysków, co oznacza produkowanie atrakcyjnych urządzeń po stosunkowo niskich kosztach. Uwzględnia się tu wymagania użytkowników dla których poziom energochłonności nie ma jednak decydującego znaczenia - w przypadku urządzeń gospodarstwa domowego ważniejsza jest wygoda obsługi, jakość prania itp. , co może pozostawać w sprzeczności z dążeniami do zmniejszenia zużycia energii przez dane urządzenie;

- trzecia wiąże się z faktem, że użytkownicy energii niekoniecznie dokonują właściwych wyborów z punktu widzenia racjonalności jej zużycia i to nie tylko ze względu na brak właściwej informacji, ale także często ze względów finansowych, gdyż zazwyczaj urządzenia odznaczające się niższymi kosztami eksploatacji wymaga wyższych nakładów początkowych.

Uwzględniając to należałoby podjąć działania w tej dziedzinie w celu zwiększenia racjonalności zużycia energii. Instrumentami wspomagającymi działania służące racjonalizacji zużycia energii były by

- zintegrowane planowanie zasobów energetycznych /IRP/
- metoda finansowania z trzeciego źródła /TPF/

Konieczność zastosowania nowego podejścia wyniknęła z faktu, że w ostatnim czasie została zahamowana tendencja spadku kosztów wytwarzania energii elektrycznej, co początkowo wiązało się z powiększeniem elektrowni. Obecnie, lokalizacje dla dużych elektrowni zostały już wyczerpane, wymagania środowiskowe ograniczyły możliwość dalszej rozbudowy elektrowni cieplnych, a ponadto praktycznie wyczerpały się możliwości dalszego doskonalenia tych technologii związanych z obniżką kosztów, niekonwencjonalne źródła energii wymagają bowiem szczególnie wysokich nakładów. W rezultacie tych zmian energetykę cechuje wzrost długoterminowych kosztów końcowych. Przemysł energetyczny stanął więc przed problemem braku możliwości dalszego zwiększania wydajności i sprawności całego systemu energetycznego. W chwili obecnej nie jest już w stanie dostarczać tańszej energii, tym bardziej że w coraz większym stopniu musi ponosić koszty na rozbudowę instalacji służącej ochronie środowiska. Utrzymywanie dotychczasowej polityki rozwoju sektora elektroenergetycznego w warunkach wzrastającego zapotrzebowania okazuje się zatem zbyt kosztowne i zbyt ryzykowne. Strategia zasilania zorientowana na opcję "business-as-usual" (*interes po staremu*) może doprowadzić do wzrostu liczby rezygnacji użytkowników z usług (z powodu wzrostu cen) oraz do degradacji środowiska.

Wprowadzane obecnie nowe podejście do planowania rozwoju sektora elektroenergetycznego polega na uwzględnieniu w tym samym stopniu strony podażowej i popytowej. Koncepcja ta przywiązuje istotne znaczenie do oceny popytu, jak i do jego kształtowania. Chodzi bowiem o odpowiednie oddziaływanie nie tylko na wielkość zapotrzebowania na energię elektryczną, ale i na kształt krzywej obciążenia.

Metoda finansowania z trzeciego źródła oznacza, że środki na inwestycje w zakresie oszczędzania energii pochodzą od firmy dokonującej usprawnień, która z kolei uzyskuje fundusze na sfinansowanie tych inwestycji z zaoszczędzonej energii. Rozwiązanie to opiera się na założeniu, że użytkownicy nieefektywnych urządzeń energetycznych sami nie mają możliwości ich udoskonalenia, więc musi zrobić to za nich wyspecjalizowana firma. Jednostka ta analizuje potencjalne oszczędności i opracowuje program działań niezbędnych do ich uzyskania, a także wykonuje konieczne inwestycje, których koszt jest zwracany z udziału w uzyskanych oszczędnościach. Rozwiązanie to jest bardzo korzystne dla konsumentów energii; korzystają oni z energooszczędnych inwestycji bez ponoszenia przez nich jakichkolwiek nakładów, a więc bez żadnego ryzyka, ponieważ zaczynają je spłacać dopiero z uzyskanych oszczędności. Przedsiębiorstwo dokonujące modernizacji uzyska zwrot poniesionych nakładów dopiero po uzyskaniu oszczędności.

Podsumowując: TPF jest definiowane jako dostarczanie usług w formie analizy energochłonności oraz zainstalowania, obsługi i utrzymania niezbędnych urządzeń, służących racjonalizacji zużycia energii, przy jednoczesnym pokryciu niezbędnych

kosztów tych usług ze środków firmy usługowej, ale na zasadzie zwrotu wyłożonych środków poprzez udział w efektach uzyskanych z oszczędności zużywanej energii. Cechą szczególną tego systemu jest dostarczanie usług kompleksowych przez jedną firmę, co pozwala na skuteczną realizację zasady zwrotu poniesionych nakładów i jednoznacznie ustala odpowiedzialność za prawidłową realizację programu racjonalizacji. Całkowite ryzyko inwestycji ponosi firma usługowa, a nie użytkownik energii. Głównym problemem, warunkującym uruchomienie tej działalności, jest zapewnienie odpowiedniego dostępu do środków finansowych dla firm usługowych, gdyż jest to działalność kapitałochłonna, a środki wydatkowane na badania i niezbędne inwestycje muszą być zgromadzone przed uzyskaniem wpływów z zaoszczędzonej energii, zaś środki na badania i projekty muszą być ponoszone ze znacznym wyprzedzeniem. Środki te pochodzić mogą z przedsiębiorstw użyteczności publicznej, zajmujących się wytwarzaniem energii, z zaoszczędzonych środków na nowe moce energetyczne, a także od państwa - w formie niskoprocentowanych kredytów.

Koncepcja TPA zakłada, że każdy odbiorca energii będzie mógł poszukiwać indywidualnie źródeł energii dla zaspokojenia swoich potrzeb i, że w tym celu będzie negocjował i zawierał umowy. Przedsiębiorstwa będące właścicielami sieci przesyłowych i dystrybucyjnych będą musiały realizować te umowy, pobierając za swoje usługi odpowiednie opłaty. Warunkiem będą możliwości techniczne i niepogarszanie warunków zasilania innych odbiorców. W takim układzie sieci energetyczne funkcjonować będą podobnie do sieci płatnych autostrad, z wykorzystaniem których realizowane są dostawy towarów od wybranych producentów do odbiorców wg odpowiednich umów. W przypadku systemów energetycznych towar będzie jednorodny. Rola TPA polega na ekonomizacji wewnętrznych decyzji przedsiębiorstw oraz generowaniu decyzji i zachowań uwzględniających długoterminową konkurencyjność przedsiębiorstw na bazie osiągalności kontraktów z odbiorcami. W wyniku konkurencji producenci muszą zabiegać o kontrakty uatrakcyjniając oferty, uwzględniając swoje zdolności do zmniejszania kosztów wewnętrznych poprzez zapobieganie marnotrawstwu i rozsądne inwestowanie.

Firmy pośredniczące w handlu energią takie jak przedsiębiorstwa dystrybucyjne, obrotu energią lub firmy usług energetycznych mają możliwość aktywizacji rozproszonych przedsięwzięć zarządzania popytem i ograniczenia strat wewnętrznych w świetle ujawnionych różnic kosztów zakupu energii i mocy w funkcji jego poziomu i miejsca. Przedsiębiorstwa te mają zdolność analizy efektów ekonomicznych będących wynikiem realizacji przedsięwzięć z zakresu zarządzania popytem, przy czym odnosi się to zarówno do oszczędności z tytułu unikniętego zapotrzebowania na energię, jak też możliwości wynegocjowania niższych cen w wyniku zmniejszenia krańcowych kosztów jej wytworzenia. Podstawowym atutem koncepcji TPA jest możliwość równoważenia, za pomocą kryteriów ekonomicznych, interesów odbiorców z interesami dostawców. Wprowadzenie mechanizmów TPA ma sens tylko wtedy, gdy wolą polityczną jest osiągnięcie celów ogólnogospodarczych i społecznych, a nie branżowych. Proces wprowadzania tego mechanizmu powinien przebiegać od strony rynku. „Third Party Financing „ stanowi główną odmianę w stosunku do dotychczas realizowanych programów racjonalizacji zużycia energii, w których właściciel obiektu, korzystając z pomocy specjalistów przy opracowaniu programu racjonalizacji, sam musiał jednak znaleźć środki na jego sfinansowanie i ponosił związane z tym ryzyko.

2. Koncepcja i metody zintegrowanego planowania zasobów energetycznych - /IRP/.

2.1. Wstęp.

Koncepcja i metodologia zintegrowanego planowania zasobów energetycznych oparta na zasadzie minimalizacji kosztów i ograniczeniu do minimum degradacji środowiska opracowano na przełomie lat siedemdziesiątych i osiemdziesiątych w USA. System IRP prowadzi do opracowania długoterminowej strategii rozwoju, bilansującej zapotrzebowanie z wytwarzaniem przy najniższych możliwych kosztach oraz minimum degradacji środowiska naturalnego. Strona podaźowa obejmuje tradycyjnie wytwarzanie, przesył i dystrybucję. Strona popytowa uwzględnia opcje (technologie i instrumenty rynkowe) lub programy, które modyfikują okresy i poziom zapotrzebowania u odbiorców końcowych (gospodarstwa domowe, zakłady usługowe, handlowe i przemysłowe). System IRP pozwala na równoczesne rozpatrywanie tradycyjnych opcji podaźowych oraz efektów programów racjonalizacji zużycia energii, znanych także jako programy zarządzania lub sterowania popytem (Demand Side Management - DSM). Można wymienić następujące przyczyny zmian w systemie energetycznym:

- ◆ niepewność w prognozowaniu wzrostu obciążenia,
- ◆ wysoki koszt nowych mocy wytwórczych,
- ◆ zmienność cen paliw,
- ◆ ograniczenie w lokalizacji nowych jednostek wytwórczych,
- ◆ zaostrzone wymogi środowiskowe,
- ◆ reakcje odbiorców na wzrost cen,
- ◆ większa wiedza na temat globalnych zagrożeń środowiska.

Wiele tych zjawisk powstało, ponieważ w sektorze energetycznym przestały maleć globalne koszty. Problemem dla energetyki stał się wzrost kosztów marginalnych spowodowanych ograniczonymi możliwościami wzrostu wytwarzania energii oraz rosnącymi wciąż kosztami lokalizacji i ochrony środowiska. Chcąc zminimalizować wpływ kosztów na ceny energii i na końcowe zużycie energii sektor energetyczny musiał zmienić tradycyjną strategię opierającą się na konwencjonalnych opcjach zasilania. Przedsiębiorstwa energetyczne (ang. electric utility companies) wprowadziły koncepcję planowania zasobów energetycznych opartą na zasadzie najmniejszych kosztów (Least-Cost Planning - LCP). Koncepcja ta, znana także jako zintegrowane planowanie zasobów (IRP), zakłada równorzędne traktowanie zasobów po stronie podaży i popytu, w celu określenia optymalnych możliwości źródeł zasilania, które przyniosą maksymalne korzyści nie tylko przedsiębiorstwu energetycznemu, ale także jego odbiorcom i społeczeństwu.

2.2. System zintegrowanego planowania zasobów energetycznych.

Można powiedzieć, że koncepcja systemu IRP sprowadza się ogólnie do opracowania długoterminowych strategii, które bilansują zapotrzebowanie z zasilaniem, przy najniższych kosztach oraz minimum degradacji środowiska. Strona podaźowa obejmuje tradycyjnie wytwarzanie, przesył i dystrybucję. Strona popytowa uwzględnia opcje

(technologie i instrumenty rynkowe) lub programy, które modyfikują czas i poziom zapotrzebowania u odbiorców końcowego zużycia energii (gospodarstw domowych, zakładów handlowych, usługowych i przemysłowych). Zintegrowane planowanie pozwala na równoczesne rozpatrywanie tradycyjnych opcji podaźowych oraz efektów programów DSM.

System IRP oferuje znaczne korzyści w porównaniu z tradycyjnym systemem planowania, takie jak np.:

- ◆ rozwój przy minimum kosztów,
- ◆ dużą elastyczność i niższe ryzyko,
- ◆ poprawę stosunków z końcowymi użytkownikami,
- ◆ zminimalizowany wpływ na środowisko.

Podstawowe różnice między tradycyjnym planowaniem a zintegrowanym planowaniem zasobów w przedsiębiorstwie energetycznym przedstawia tab. 2.1.. Na rys. 2.1. przedstawiono schemat strukturalny IRP.

Tabela 2.1. Różnica pomiędzy tradycyjnym planowaniem a IRP.

TRADYCYJNE PLANOWANIE	ZINTEGROWANE PLANOWANIE ZASOBÓW
Koncentracja uwagi na dużych jednostkach systemowych będących własnością przedsiębiorstwa energetycznego	Rozważana się w nim prawdopodobne opcje podaźowe obejmujące jednostki stanowiące własność przedsiębiorstwa energetycznego, odnawialne źródła energii, opcje /programy zarządzania popytem, gospodarkę skojarzoną, zakupy energii od niezależnych producentów, ulepszenia w przesyle i dystrybucji.
Planowanie jako wewnętrzna funkcja wchodząca w zakres obowiązków działów planowania operacyjnego i finansowego.	W planowaniu uczestniczy wiele działów przedsiębiorstwa energetycznego oraz jego klienci, komisje publicznego nadzoru (Public Utilities Commission –PUC) i niezależni eksperci.
Wszystkie zasoby są własnością przedsiębiorstwa.	Niektóre źródła zasilania są własnością innych przedsiębiorstw energetycznych, małych producentów energii, niezależnych producentów energii i odbiorców.
Planowanie oparte na zasadach minimalizacji niezawodności zasilania.	Zróżnicowane kryteria selekcji zasobów i kosztów obejmujące: ceny, wartości bieżące wymaganych dochodów, koszty usług energetycznych, wpływ na środowisko, konkurencję, ryzyko i niepewność, różnorodność dostępnych paliw, sytuację finansową.

2.3. Ogólne założenia w zintegrowanym planowaniu zasobów.

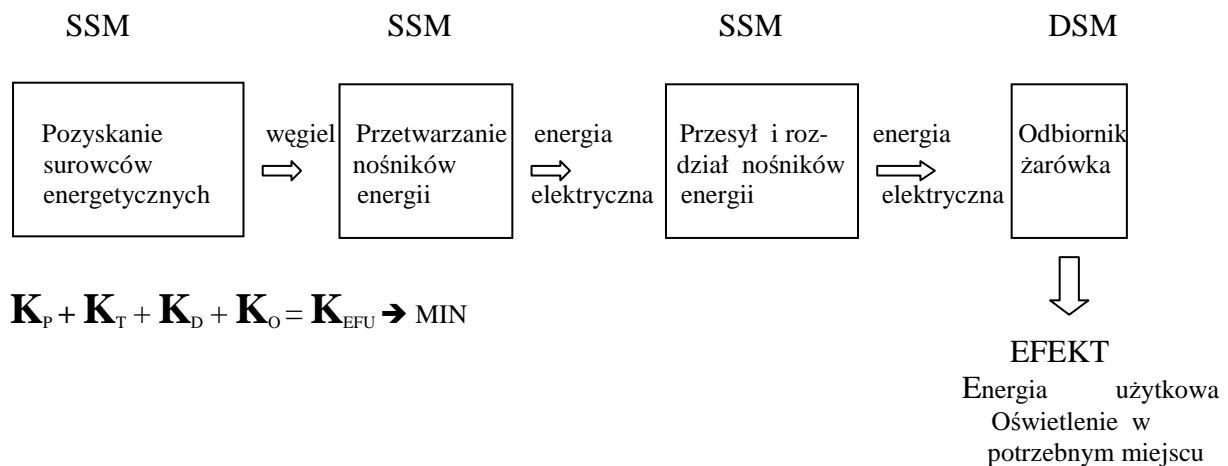
Zintegrowane planowanie gospodarki energetycznej (Integrated Resources Planning) czy planowanie rozwoju usług energetycznych po najmniejszych kosztach LCP są procesami planistycznymi i realizacyjnymi zasobów energii (podażowych i popytowych) w których :

- ◆ strona podażowa i popytowa jest traktowana łącznie (rys. 2), czyli celem stają się najniższe koszty zaspokojenia potrzeby finalnej użytkownika energii (rys.3)
- ◆ 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 przedsięwzięcia),
- ◆ 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.
- ◆ konkurencyjni wytwórcy i dostawcy energii mają możliwość nie tylko pokrycia strat związanych ze zmniejszoną sprzedażą 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 po przez to, że:

- ◆ przedsięwzięcia oszczędności energii i kształtowania krzywej obciążenia (DSM) traktowane są równorzędnie do przedsięwzięć budowy nowych źródeł energii (SSM):
Megawat = Negawat
- ◆ następuje rynkowy podział 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. możliwości 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.2.



SSM - Zarządzanie podażą energii
DSM - Zarządzanie popytem

Rys. 2. Schemat zintegrowanego planowania zasobów.

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 końcowego usługi energetycznej K_{EFU} przez działania wpływające na koszty:

- ◆ pozyskanie surowców energetycznych K_p , np. kosztów wydobycia i transportu węgla,
- ◆ przetwarzanie nośników energii K_T , np. koszt wytworzenia energii elektrycznej,
- ◆ przesyłu i rozdziału nośników energii K_D , np. koszt dostarczenia energii elektrycznej do odbiornika - punktu świetlnego u użytkownika energii,
- ◆ spełnienie 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 np. ciepła w elektrociepłowniach, ciepłowniach, stacjach i sieciach ciepłowniczych, aż do węzłów cieplnych u odbiorcy 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. 100GW, to może być ono 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 zasobów A i B daje zrównoważony ekonomicznie i minimalny koszt pokrycia zapotrzebowania na energię w całym cyklu żywotności urządzeń strony A i B.

Krańcowy koszt społeczny 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 zawieszane, niszczenie budowli, urządzeń, utrata terenów, koszty leczenia, dodatkowych miejsc pracy itp.
- ◆ regionalne - kwaśne deszcze,
- ◆ globalne - gazy cieplarniane

Społeczna alokacja zasobów energii stymuluje większe wykorzystanie zasobów B -strony popytowej.

Podsumowując można stwierdzić, że IPR realizowana jest poprzez następujące działania:

- ◆ prognozowanie zapotrzebowania na moc i energię;
- ◆ określenie strategii pokrycia zapotrzebowania;
- ◆ analizę techniczną potencjalnych efektów racjonalizacji i zarządzania popytem;
- ◆ obliczenie "unikniętych kosztów inwestycji energetycznych "
- ◆ ocenę ekonomicznej efektywności różnych strategii DSM,
- ◆ opracowanie planu "najmniejszych kosztów", mających głównie na celu zminimalizowanie kosztów rozwoju dotyczących strony popytowej i podażowej.

Ma to na celu zapewnienie pokrycia wzrostu zapotrzebowania na energię po najniższych kosztach sumarycznych oraz ochronę (tj. uniknięcie niepotrzebnego zużywania) zasobów paliw kopalnianych, jak i ochrona środowiska.

2.4. Podstawowe elementy zintegrowanego planowania IRP.

Najważniejsze elementy procesu IRP to :

- ◆ analiza sytuacyjna i określenie celów,
- ◆ prognoza obciążenia (zapotrzebowania) systemu,
- ◆ planowanie DSM (wybór opcji lub programów i wdrożenie),
- ◆ planowanie wytwarzania (kalkulacja kosztów produkcji, wybór i ocena alternatywnych źródeł),
- ◆ optymalizacja planu rozwoju wytwarzania,
- ◆ analiza finansowa i taryfikacja,
- ◆ analiza niepewności i ryzyka,
- ◆ plan wdrożenia i monitorowanie.

Analiza sytuacyjna zawiera się w ogólnej koncepcji analizy strategicznej, a jej główne elementy strukturalne to analiza sytuacji zewnętrznej i wewnętrznej przedsiębiorstwa energetycznego.

Cele analizy sytuacyjnej to :

- ◆ określenie i ocena podstawowych kierunków i sił wpływających na wybór właściwych strategii rynkowych,
- ◆ określenie sektorów charakteryzujących się szybkim tempem wzrostu,
- ◆ zdefiniowanie zasadniczych zmian w bazie ekonomicznej i wielkości zużywanej energii podstawowych grup odbiorców energii,
- ◆ analiza strukturalna końcowego zużycia energii dla podstawowych grup odbiorców,
- ◆ analiza dostępności i kosztów alternatywnych źródeł energii,
- ◆ ocena istniejącego systemu ustalania taryf dla energii elektrycznej.

Zadaniem zewnętrznej analizy sytuacyjnej jest określenie zewnętrznych demograficznych, ekonomicznych, ekologicznych i regulacyjnych określających cele i zakres działalności przedsiębiorstwa energetycznego. Przeprowadzając analizę sytuacji wewnętrznej dokonuje się oceny uwarunkowań wynikających z istniejącego stanu i charakterystyk operacyjnych systemu wytwarzania energii, pozycji konkurencyjnej, potrzeb i korzyści odbiorców, systemu taryfikacji, sytuacji finansowej i struktury organizacyjnej przedsiębiorstwa energetycznego. Efektem końcowym wewnętrznej i zewnętrznej analizy sytuacyjnej jest określenie mocnych i słabych stron, pojawiających się możliwości i zagrożeń, które będą stanowić podstawę określenia wymaganych modyfikacji krzywych obciążenia.

Prognozowanie obciążenia. System IRP wymaga długoterminowej prognozy zapotrzebowania na energię i kształtu krzywej obciążenia. Przedział czasowy powinien być poddany dokładnej analizie. Warunkiem koniecznym jest zapewnienie, aby założenia (tj. liczba gospodarstw domowych, udział paliw, średnia energochłonność urządzeń) były takie same dla prognozy, jak i dla rozpatrywanych opcji czy programów DSM.

Dodatkowe opracowania analityczne sprowadzają się do wyznaczenia prognozy kształtu krzywej obciążenia, oszacowania efektów netto oszczędności energii i określenia programów zarządzania obciążeniem, łącznie z tymi działaniami, które odbiorcy mogą podjąć bez programów oszczędnego gospodarowania energią, oraz efektów poprawy energochłonności.

Szczególnie trudno w pełni oszacować efekt netto oszczędności i wpływu programów zarządzania obciążeniem, używając istniejących modeli prognozowania zapotrzebowania na energię. Włączenie zatem programów DSM do prognozowania obciążenia jest obecnie główną siłą napędową, wspierającą stosowanie modeli prognostycznych zapotrzebowania końcowego, tzw. "end - use model".

Niepewność dotycząca szacunku wzrostu obciążenia powinno się uwzględnić w rozważaniach poprzez wprowadzenie przedziałów ufności dla prognozy. Dla każdej prognozy powinien być opracowany zbiór spójnych założeń dotyczących wzrostu populacji i uwarunkowań ekonomicznych.

Planowanie DSM - wymaga wykonania następujących działań :

- ◆ identyfikacji i monitorowania alternatywnych opcji DSM w celu ich wyboru do szczegółowego oszacowania,
- ◆ oceny jednostkowego oddziaływania (np. oddziaływania przypadającego na jednego odbiorcę) z uwzględnieniem efektów rocznej sprzedaży energii i zapotrzebowania dla szczególnych okresów,
- ◆ opracowanie programu wykonawczego, który efektywnie zachęcałby odbiorców do postępowania zgodnie z zamierzeniami DSM,
- ◆ oceny penetracji rynku spowodowanej działaniami DSM,
- ◆ szacowania kosztów i korzyści alternatywnych opcji DSM w celu wyboru tych opcji zasilania, które będą rozpatrywane w procesie zintegrowanego planowania bilansu przy minimum kosztów.

Planowanie wytwarzania. Celem planowania wytwarzania jest określenie zestawu źródeł zasilających, realizujących wymóg najmniejszych kosztów i degradacji środowiska, bilansujących zapotrzebowanie, a jednocześnie utrzymujący odpowiedni poziom niezawodności zasilania.

Strona wytwarzania obejmuje opcje konwencjonalne takie jak : elektrownie parowe (węgiel, gaz, olej), jednostki jądrowe, jednostki z silnikami spalinowymi, jednostki o łącznych cyklach, hydroelektrownie, oraz opcje niekonwencjonalne takie np. jak : energia geotermiczna, elektrownie wiatrowe , energia słoneczna .

Podstawowymi trudnościami w planowaniu źródeł wytwarzania są : określenie przyrostu obciążenia, oszacowanie kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych, ocena charakterystyk operacyjnych i czasu uruchomienia technologii wytwarzania energii, oraz szacowanie kosztów zakupu energii.

Podstawowymi strategiami ograniczającymi niepewność tego planowania są :

- ◆ przedłużenie czasu eksploatacji istniejących jednostek,
- ◆ technologie pozyskiwania małych mocy, o krótkich cyklach inwestycyjnych,
- ◆ opcje konwencjonalnego wytwarzania energii elektrycznej,
- ◆ gospodarke skojarzoną i rezerwe dyspozycyjną,
- ◆ opcje dotyczące umów kupna energii,
- ◆ opcje związane z przesyłem między poszczególnymi dystrybutorami.

Analiza niepewności. Rezultatem zintegrowanego planowania zasobów jest zazwyczaj identyfikacja dwóch lub trzech najlepszych planów źródeł wytwarzania. Działanie to wymaga przeprowadzenia analizy niepewności i ryzyka związanych z każdym z rozpatrywanych planów. Analizę wrażliwości wykonuje się w celu określenia najbardziej wrażliwych zmiennych, wpływających na wymagania finansowe i opłaty kredytowe, takich jak wzrost obciążenia, koszty inwestycyjne elektrowni węglowych, koszty paliw i dyspozycyjność elektrowni węglowych. Analizę decyzji można wprowadzać w celu wyznaczania prawdopodobieństwa i wartości niepewnych zmiennych, w istotnym przedziale ich zmienności, oraz w celu wyliczenia wartości oczekiwanej wymagań finansowych i zmiennych decyzyjnych. Zalecane jest przyjęcie założenia, że startuje się z założeń bazowych i w pewnym punkcie przyszłości (np. 5 lub 10 lat) warunki zmieniają się do zbliżonych do jednego alternatywnych scenariuszy. Należy zmodyfikować najpierw zmiany w planie źródeł wytwarzania, które mogą zajść w rozważanym horyzoncie czasowym, a następnie można oszacować całkowity koszt tego planu wytwarzania, uwzględniając poczynione modyfikacje. Procedurę tę powtarza się dla każdego scenariusza - można wtedy określić wartość oczekiwaną każdego planu. Można też wtedy porównać wartości oczekiwane i ryzyko uzyskania kosztów wynikowych, co pozwala ocenić przydatność alternatywnych planów.

Optymalizacja planu rozwoju wytwarzania. Opierając się na wynikach szczegółowych ocen i analizie niepewności, dokonuje się wyboru jednego lub większej liczby planów. Można wybrać kilka planów, ze wskazaniem jednego podstawowego i zbiorem pozostałych planów, jako warunkowych. Plany można wprowadzać tylko wtedy, gdy warunki zmieniają się w sposób zasadniczy w stosunku do przyjmowanych w czasie planowania procesu wytwarzania, np. jeżeli wzrost zapotrzebowania był wyższy niż oczekiwano lub ceny paliw były niższe od zakładanych. Wymagana jest wtedy szczegółowa analiza finansowa wybranych planów, aby zapewnić finansową wykonalność planów i ewentualnie zdefiniować pewne wewnętrzne wymagania finansowe.

Analiza finansowa. Analizę finansową planu źródeł wytwarzania o najniższych kosztach przeprowadza się za pomocą modelu planowania finansowego lub finansowego modułu w systemie IRP. Analiza ta ma na celu przekonanie się, czy w

założonym horyzoncie planistycznym utrzymana jest integralność finansowa. Finansową integralność określa się jako zdolność przedsiębiorstwa energetycznego do zwiększania nakładów inwestycyjnych przy rozsądnej stopie opodatkowania, stosownie do warunków ekonomicznych. Na finansową integralność planu wpływa przede wszystkim wielkość i sposób wydatkowania nakładów inwestycyjnych. Wielkość nakładów inwestycyjnych od istniejących taryf. Taryfy mają krytyczne znaczenie dla zapewnienia pokrycia kosztów energii dostarczonej do końcowych użytkowników, zapewnienia środków finansowych na pokrycie kosztów nowych inwestycji oraz poprawy efektywności wykorzystania energii na poziomie całej gospodarki i na poziomie zużycia końcowego. Taryfy powinno się kształtować na poziomie realnych kosztów co oznacza zapewnienie pokrycia kosztów stałych przez taryfy stałe i kosztów zmiennych przez taryfy zmienne. Cena rynkowa jest mechanizmem, który powinien tworzyć równowagę między podażą i popytem, ale musi także odzwierciedlać koszty wytwarzania, przesyłu i dystrybucji, co najmniej długookresowe. Analiza finansowa wprowadza zrozumienie finansowego ryzyka planu wytwarzania.

2.5. Modele zintegrowanego planowania.

Modele te obejmują elementy niezbędne do kompleksowej oceny opcji zasilania po stronie wytwarzania i zapotrzebowania. W modelach zintegrowanego planowania, powiązania są nieodłącznym elementem symulacji systemu i są oczywiste dla użytkowników tych modeli. Najbardziej istotne jest powiązanie pomiędzy obciążeniami programów /opcji DSM a kolejnymi wpływami na koszt produkcji. W rezultacie, wiele scenariuszy pod względem ich czułości można poddać szybkiej ocenie, w porównaniu z podejściem opartym na łączeniu modeli niezależnych.

3. Ocena projektów DSM za pomocą programu DSMManager.

Model DSMManager opracowany został przez Electric Power Research Institute. Model ten pozwala na przeniesienie skutków danego programu DSM, na cały system elektroenergetyczny oraz wykonanie ekonomicznych analiz efektywności poszczególnych programów DSM. Skutki te są dwójakiego rodzaju - fizyczne i finansowe. Przez skutki fizyczne rozumie się np. zmianę zapotrzebowania na energię, czy też zmianę krzywej obciążenia. Skutki finansowe - to zarówno zyski jak i straty, które mogą wynikać z wprowadzenia i kontynuowania programu DSM. Dzięki dość prostemu, ale skutecznemu zdefiniowaniu relacji pomiędzy wszystkimi uczestnikami projektu oraz systemem elektroenergetycznym model pozwala na ocenę skutków dla wszystkich „aktorów” danego przedsięwzięcia. Rezultatem wprowadzenia projektu DSM jest zmiana sposobu użytkowania energii przez klienta - może to być obniżenie użytkowania w okresie szczytu, czy też zamiana urządzeń na energię elektryczną na urządzenia zasilane innym rodzajem energii (np.. zamiana pieców akumulacyjnych na piece gazowe).

Zadaniem DSMManagera jest przeniesienie tych „indywidualnych” skutków na cały system elektroenergetyczny w celu określenia np.. jak zmienia się w czasie produkcja energii elektrycznej w całym systemie.

Do obliczenia skutków finansowych całego przedsięwzięcia wymagane jest wprowadzenie do modelu jako danych wejściowych, szeregu danych finansowych i kosztowych, takich jak np. koszty marginalne czy taryfy.

3.1. Dane wejściowe do DSManagera.

- **Typ systemu.** Podstawową decyzją jaką musi użytkownik modelu podjąć jest określenie rodzaju systemu elektroenergetycznego w jakim projekt DSM będzie wprowadzany. Są tu modelowo dwa typy tych systemów: pierwszy, w którym cały ciąg (wytwarzanie - przesył - dystrybucja energii elektrycznej) należą do jednego przedsiębiorstwa. Drugi typ zakłada rozdział przedsiębiorstwa produkującego i przesyłającego energię elektryczną od przedsiębiorstwa odpowiedzialnego za jego dystrybucję
- **Potrzeba końcowa.** Jest rozumiana w tym modelu jako zapotrzebowanie przez klienta na specyficzną usługę energetyczną. Potrzeba końcowa jest związana z technologią, za pomocą której jest wykonywana, a która związana jest z użytkowaniem energii. Klient może wybierać pomiędzy wieloma technologiami realizującymi tę samą potrzebę końcową. Jeżeli np. potrzebą końcową klienta jest ogrzanie mieszkania to może ona być zrealizowana zarówno przez sieć CO, elektryczne piece akumulacyjne, jak i ogrzewanie gazowe.
Z punktu widzenia projektu DSM ważne jest zrealizowanie potrzeby końcowej za pomocą takiej technologii, która wymaga zużycia jak najmniejszej energii.
- **Czas.** Jest krytycznym elementem analizy projektów DSM. Rok zostaje podzielony na dowolną ilość pór roku. Każdej z nich można przypisać odpowiednie miesiące. Następnie w każdym z miesięcy można wyróżnić kategorie dni - dni powszednie i dni świąteczne. W ostatnim kroku każdemu z dni powszednich przypisać można typ zapotrzebowania systemu na energię - niskie, średnie lub wysokie.
- **Taryfy i cenniki energii.** Taryfy energetyczne czyli ceny za energię elektryczną są ważną częścią DSManagera z punktu widzenia analiz ekonomicznych - kosztów i zysków związanych z wprowadzeniem projektu DSM. Przy wprowadzeniu projektu DSM zmieniać się bowiem może zarówno ilość zużywanej przez klienta energii, jak i godziny, w których ta energia jest zużywana.
- **Koszty.** Kategoria 'koszty' w DSManagerze odnosi się do wszystkich kosztów ponoszonych przez uczestników projektu DSM. Dane te mogą być definiowane jako koszty stałe, zmienne, wielokrotne, jednorazowe itp. Również w tym zakresie model jest bardzo elastyczny, pozwalając się łatwo dostosować do warunków konkretnego systemu oraz projektu.
O ile dane wymienione wyżej są danymi systemowymi, o tyle większość danych kosztowych związana jest z konkretnym projektem, jego skalą i miejscem realizacji . Szczególnie ważne są koszty marginalne - to na ich podstawie DSManager szacuje oszczędności jakie z tytułu wprowadzenia projektu DSM uzyska producent - dystrybutor energii elektrycznej.
- **Uczestnicy programu.** Realizacja projektu DSM wymaga posiadania wiedzy (i to dość dokładnej) na temat „energetycznych” przyzwyczajzeń klientów danego projektu, ich elastyczności w akceptowaniu nowości, wreszcie ich możliwości finansowych. Dopiero zbiór tych wszystkich informacji oraz założony czas trwania projektu pozwala na zdefiniowanie jego skali
- **Definiowanie projektu DSM.** W celu stworzenia, a następnie oceny projektu DSM, muszą zostać zdefiniowane następujące wielkości:

1. czas trwania projektu,
2. trwałość technologii, której projekt dotyczy (jak długo uczestnik pozostaje objęty programem),
3. procent uczestników, którzy ponownie przystąpią do projektu, po zakończeniu „życia” technologii (np. projekt trwa 10 lat, a trwałość technologii - 5 lat),
4. procent uczestników, którzy potrzebują specjalnych „zachęt”, aby ponownie przystąpić do projektu,
5. stopa dyskonta w czasie trwania projektu,
6. stopa podatkowa,
7. współczynnik strat przesyłu energii elektrycznej,
8. „scenariusz” kosztów marginalnych dla danego projektu,
9. „scenariusz” kosztów obciążenia systemu(produkcji, przesyłu i dystrybucji)

3.2. Analiza projektów DSM przy pomocy DSManagera.

Każdy projekt DSM opisuje zasady, wg których zmienia sposób użytkowania energii przez odbiorców - bądź to przez substytucję jednej technologii inną, bądź to przez zmianę typu „energetycznych” zachowań odbiorców. Następnie porównuje zużycie energii przez klientów i koszty całego systemu energetycznego przed i po wprowadzeniu projektu.

Każdy projekt DSM adresowany jest do klienta zwanego dla potrzeb DSManagera „Before” customer (klient „sprzed” projektu). Celem projektu DSM jest przekonanie takiego klienta do zmiany jego zachowań związanych z użytkowaniem energii, poprzez pokazanie mu płynących z tego korzyści (obniżenie rachunku za energię) lub stosowanie systemu zachęt (np. rabat, dotacja).

„Before” customer to zarówno klient indywidualny wymieniający np. żarówkę na świetlówkę kompaktową, jak i klient komunalny wymieniający np. system ogrzewania w budynku biurowym.

Rezultatem działania projektu DSM jest klient zwany „After” customer (klient „po” projekcie). To on reprezentuje sobą potrzebę końcową realizowaną w inny, energetycznie efektywniejszy sposób.

Dane charakteryzujące takiego klienta to sposób w jaki używa on energię w ciągu poszczególnych „typów czasu” i taryfy go obowiązujące (mogą być one inne niż dla klienta „sprzed projektu”, gdyż mogą one być formą zachęty do przystąpienia do projektu).

Poprzez porównanie zużycia energii, opłat za energię i kosztów systemu w warunków „sprzed” i „po” projekcie DSManager może obliczyć zyski jakie przynosi stosowanie projektu DSM każdemu z jego uczestników.

3.3. Testy kosztowe i uwarunkowania zewnętrzne.

Obliczenia ekonomicznej efektywności projektu dokonywane są z pięciu perspektyw:

1. uczestnika projektu (odbiorcy),
2. wysokości rachunku za energię,
3. kosztów Zakładu Energetycznego,
4. całkowitych kosztów wprowadzenia projektu,
5. społeczeństwa.

Test odbiorcy. Określa zyski i straty odbiorcy uczestniczącego w programie DSM. Obliczane są:

- wartość aktualna netto zysków i strat dla całego projektu,
- wartość aktualna netto dla tzw. uśrednionego uczestnika projektu,
- współczynnik zysku do kosztów lub zdyskontowanych kosztów nakładów poniesionych na program DSM.

Zyskiem uczestnika programu są wszystkie jego korzyści wynikające z realizacji programu DSM: obniżenie cen za energię, zachęty finansowe, rabaty, obniżki oprocentowania kredytów.

Kosztem są wszystkie wydatki związane z zastosowaniem projektu, zakupem nowych urządzeń, ich instalacji i eksploatacji, dodatkowe opłaty dla konsultantów, ewentualny wzrost rachunków za energię, koszty dodatkowych materiałów.

Test wysokości rachunku za energię. Ocenia zmiany opłat ponoszonych przez odbiorcę w związku z wprowadzeniem projektu. Zmiany opłat za energię mogą być związane z efektami ekonomicznymi projektu, zmianą kosztów wytwarzania, przesyłu i rozdziału energii. Zyski wynikają z oszczędności uzyskanych w wyniku obniżenia kosztów dostarczenia energii.

Kosztami są nakłady poniesione przez przedsiębiorstwa energetyczne na zachęty dla uczestników programu.

Dla każdego roku trwania projektu wyniki testu przedstawiane są w postaci:

- wartości aktualnej netto zmian w rachunkach,
- wartości zysku odniesione do pierwszego roku funkcjonowania programu DSM przeliczonych w stosunku do kWh, kW lub na jednego odbiorcę,
- wartości zysku całkowitego dla całego okresu trwania projektu,
- wskaźnika zysku do kosztu.

Test przedsiębiorstwa energetycznego. Określa koszty poniesione przez ZE na wprowadzenie programu DSM.

Zyskami ZE są koszty uniknięte na skutek obniżenia wielkości wytwarzania, przesyłu i dystrybucji, obliczane jako koszty krańcowe w okresie kiedy występuje obniżenie zapotrzebowania. Koszty to nakłady na zakup, montaż i eksploatację urządzeń niezbędnych w projekcie, zachęty finansowe dla odbiorców uczestniczących w projekcie z wyłączeniem kosztów ponoszonych przez odbiorców.

Wyniki testu są określane przez :

- wartości aktualne netto kosztów lub zysków ZE,
- wskaźnik zysku do kosztu ZE uczestniczącego w programie DSM.

Test kosztów całkowitych. Określa koszt netto programu DSM na podstawie globalnych kosztów poniesionych przez uczestników programu jak i ZE. Test jest szczególnie przydatny przy ocenie programów dotyczących sterowania obciążeniem oraz racjonalizacji.

Wyniki testu przedstawiają łączne efekty wprowadzania programu DSM dla odbiorców uczestniczących i nie uczestniczących w programie i są przedstawiane w postaci wartości aktualnej netto i wskaźnika zysku do kosztów.

Test społeczny. Jest wariantem testu kosztów całkowitych uwzględniającym dodatkowo uwarunkowania zewnętrzne związane ze środowiskiem czy też bezpieczeństwem narodowym, pomija natomiast zyski uzyskiwane z podatków.

W teście tym stosowany jest inny niż w pozostałych testach współczynnik dyskonta.

Zyskami są koszty uniknięte wytwarzania, przesyłu i rozdziału energii obliczane jako koszty krańcowe przy obniżonym zapotrzebowaniu mocy.

Kosztami są wszystkie poniesione nakłady związane z wprowadzeniem projektu DSM, bez względu na to kto je ponosi (koszty zakupu urządzeń, ich instalacji i eksploatacji oraz remontów, jak i koszty administracyjne programu i inne).

Żaden z wyżej wymienionych testów ni powinien być wykonywany pojedynczo. Wyniki testów, które wyznaczają efektywność muszą być porównywane nie tylko pomiędzy sobą, ale również z testem wysokości rachunków i taryf.

Ustalenie wagi poszczególnych testów i ich porównanie pozwala na otrzymanie pełniejszej wiedzy o skutkach rozpatrywanego projektu DSM oraz wyborze najwłaściwszego z punktu widzenia założonych celów.

Organizacja danych wejściowych do DSManagera przewiduje możliwość wprowadzenia, a tym samym uwzględnienia w toku obliczeń, pewnych danych dotyczących uwarunkowań zewnętrznych, które na ogół pozostają poza tradycyjną analizą ekonomiczną. Są to wewnętrzne koszty środowiskowe czyli koszty ponoszone przez dostawcę energii na urządzenia, które prowadzą do redukcji emisji (np. filtry) oraz zewnętrzne koszty środowiskowe czyli te, które zmierzają do uchwycenia wpływu czynników, które pozostają poza tradycyjnymi analizami ekonomicznymi.

3.4. Podstawowe równania stosowane w modelu.

Koszty ponoszone przez odbiorcę wyrażane są wzorem:

$$K_o = O_e + O_{ne} + I + K_e + I_x$$

gdzie:

- K_o - koszt odbiorcy'
- O_e - opłata za energię elektryczną,
- O_{ne} - opłata za inne nośniki energii,
- I - koszty inwestycyjne
- K_e - koszty eksploatacyjne,
- I_x - pozostałe koszty.

W skład opłat za energię elektryczną wliczane są: opłata stała, opłata za energię elektryczną, opłata za moc. Od sumy tych składników odejmuje się rabaty i upusty. Opłata stała jest na ogół określana na miesiąc, ale może być zmienna sezonowo.

Dobowy koszt energii określany jako suma iloczynów godzinowego zużycia energii przez godzinową cenę energii w ciągu doby określa wzór:

$$K_d = \sum_{i=1}^{24} (Z_h \cdot C_h)$$

gdzie:

- K_d - dobowy koszt energii,
- Z_h - godzinowe zużycie energii,
- C_h - godzinowa cena energii.

Na podstawie tak określonych kosztów obliczany jest roczny koszt zużycia energii poprzez pomnożenie kosztów dobowych przez liczbę poszczególnych typów obciążeń, występujących w ciągu roku.

Koszty ponoszone przez ZE w ciągu roku obliczane są następująco:

$$K_d = K_{se} - D_p - (A_{ks} \cdot Z_a) + K_{dsm}$$

gdzie:

K_d - roczne koszty własne ZE,

K_{se} - przychód za sprzedaną energię,

D_p - dochód ZE

A_{ks} - roczny koszt stały mocy,

Z_a - wielkość zmniejszenia mocy w wyniku zastosowania programu DSM,

K_{dsm} - roczny koszt programu DSM.