Warszawa, dn. 14 kwietnia 2008 r.

Urząd Regulacji Energetyki

Fundacja Fundusz Współpracy

Projekt

„Przygotowanie, na podstawie badań przeprowadzonych przez Wykonawcę, studium wykonalności składającego się z 4 raportów oraz analizy końcowej stanowiącej podsumowanie całości prac" w ramach projektu Transition Facility PL2005/017-488.02.04 „Wzmocnienie nadzoru regulatora nad sektorem energii" - Nr ref. 2005/017-488.02.04.01

Raport 4

Analiza wpływu na otoczenie społeczno – gospodarcze przedsięwzięcia

Mieczysław Wrocławski

Dr Robert Zajdler

Projekt zrealizowany w ramach projektu nr 2005/017-488.02.04 finansowanego przez Unię Europejską ze środków Transition Facility PL2005/017-488.02.04 „Wzmocnienie nadzoru regulatora nad sektorem energii" - Nr ref. 2005/017-488.02.04.01

WARSZAWA 2008

Spis treści

Abstrakt 6

Wstęp 7

1. OGÓLNA CHARAKTERYSTYKA GRUP ODBIORCÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ 11

1.1. Podział grup odbiorców 11

1.1.1. Podział odbiorców ze względu na umiejscowienie 11

1.1.2. Podział ze względu na podłączenie 12

1.1.3. Podział ze względu na grupy przyłączeniowe 15

1.1.4. Podział ze względu na wymagania dla układów pomiarowych 16

1.1.5. Zasady kwalifikacji odbiorców do grup taryfowych 19

1.2. Standardowe profile zużycia 22

1.3. Zaproponowanie metodologii podziału na potrzeby Raportu 29

1.4. Możliwe zasady opomiarowania 29

1.4.1. Liczniki bez rejestracji godzinowej i transmisji danych (stan obecny) 29

1.4.2. Liczniki elektroniczne z rejestracją dobowego profilu zużycia energii bez transmisji danych pomiarowych. 30

1.4.3. Liczniki elektroniczne z rejestracją dobowego profilu zużycia energii z transmisją danych pomiarowych. 31

1.4.4. Liczniki elektroniczne z rejestracją dobowego profilu zużycia energii z transmisją danych pomiarowych i sterowaniem elementami wykonawczymi (wyłączniki, styczniki). 32

1.4.5. Wnioski 32

2. OPIS STANDARDOWYCH CHARAKTERYSTYK ZUŻYCIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ DLA RÓŻNYCH GRUP ODIORCÓW NA ŚREDNIM I NISKIM NAPIĘCIU 34

2.1. Charakterystyka zużycia w ujęciu globalnym 34

2.2. Charakterystyka zużycia energii elektrycznej w ramach przyjętej metodologii grup odbiorców 36

2.2.1 Gospodarstwa domowe 36

2.2.2. Przedsiębiorstwa 38

2.3. Wnioski 42

3. PROGNOZOWANE ZMIANY CHARAKTERYSTYK ZUŻYCIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ PO ZAINSTALOWANIU NOWYCH URZĄDZEŃ POMIAROWYCH OCENA SKUTKÓW PRZEDSIĘWZIĘCIA DLA UCZESTNIKÓW RYNKU 44

3.1. Czynniki wpływające na zmianę charakterystyk zużycia energii elektrycznej w ramach poszczególnych grup odbiorców 44

3.1.1. Czynniki ekonomiczne 44

3.1.2. Organizacja pracy 44

3.1.3. Organizacja życia domowego 45

3.1.4. Dostęp do informacji o zużyciu energii 45

3.1.5. Logistyka dostaw energii 45

3.2. Korzyści dla uczestników rynku 46

3.2.1. Korzyści dla odbiorców 46

3.1.3. Korzyści dla sprzedawców 52

3.1.4. Korzyści dla OSD 55

3.1.5. Korzyści dla wytwórców, Krajowego Systemy Elektroenergetycznego (KSE), Rynku Bilansującego (RB) oraz Operatora Systemu Przesyłowego (OSP). 64

3.1.6. Wnioski. 68

4. CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA ZMIANY ZACHOWAŃ ODBIORCÓW 70

4.1. Rosnące koszty energii elektrycznej 71

4.2. Wzrastająca świadomość społeczna 74

4.3. Informacja zwrotna o zużyciu energii 76

4.4. Rozwój rynku konkurencyjnego 80

5. ANALIZA ZACHOWAŃ KONSUMENTÓW W POLSCE NA PODSTAWIE PRZEPROWADZONYCH BADAŃ STATYSTYCZNYCH 85

5.1. Przedsiębiorcy 85

5.2. Odbiorcy socjalno - bytowi 88

Podsumowanie i rekomendacje 92

Załącznik nr 1 99

Przegląd aktualnego stanu techniki i zastosowań w Europie tradycyjnych i nowych technik przesyłu danych w systemach AMR i AMM 99

A. System Telegestore w ENEL (Włochy) 99

a) Statystyka projektu: 100

b) Opis systemu Telegestore: 101

c) Kluczowe cechy systemu Telegestore: 102

B. Systemy AMR w MVV Energie (Niemcy) 103

C. Systemy AMR w Iberdrola (Hiszpania) 105

Krótka charakterystyka systemu 106

D. Zdalny odczyt liczników odbiorców komunalnych VATTENFALL 107

E. Zdalny odczyt liczników odbiorców w Holandii 108

F. Zdalny odczyt liczników odbiorców w Danii 108

Problemy we wdrażaniu systemów 109

G. Zdalny odczyt liczników odbiorców w Finlandii 110

H. Zdalny odczyt liczników odbiorców w Szwecji 111

I. Zdalny odczyt liczników odbiorców w Norwegii 112

J. Porównanie działań w wybranych krajach europejskich 113

Załącznik nr 2 i 3 115

Ankiety pokazujące zachowania przedsiębiorstw 115

Załącznik nr 4 i 6 115

Ankiety pokazujące zachowania odbiorców socjalno - bytowych 115

ABSTRAKT

Założeniem Raportu była ocena wpływu przedsięwzięcia wymiany urządzeń pomiarowych na systemy inteligentnego opomiarowania na otoczenie społeczno-gospodarcze. Z przedstawionych poniżej analiz wynika, iż suma korzyści dla różnych uczestników rynku, wynikająca z wprowadzania systemu inteligentnego opomiarowania przekłada się na pośrednio na korzyści dla konkretnego konsumenta. Dodatkowo, ma on możliwość modelowania swoich zachowań w sposób bardziej efektywny.

Analiza profili zużycia energii elektrycznej wykazała, iż w przeliczeniu na odbiorcę wzrasta ona i ulega uśrednieniu w obrębie kraju. Zaobserwować można pewne prawidłowości w profilach tej konsumpcji. W rozbiciu dobowy, obserwujemy występowanie znacznych różnic w konsumpcji w różnych godzinach doby. Występowanie tzw. „szczytów" i „dolin" jest widoczne na pokazanych profilach konsumpcji. Technicznym elementem umożliwiającym wprowadzenie takich rozwiązań jest system inteligentnego opomiarowania.

Dla zwiększenia bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego konieczne jest modelowanie zachowań odbiorców energii w kierunku zwiększenia ich efektywności zużycia energii. Szereg czynników ma wpływ na zachowania odbiorców. Podstawowymi czynnikami jest świadomość oraz koszty. Wymiana układów pomiarowych może być jednym z elementów poprawy tej efektywności i powinna przynieść korzyści przede wszystkim końcowym użytkownikom systemu elektroenergetycznego.

Dla całego rynku istotny jest sam model systemu opomiarowania. Powinien on umożliwić odbiorcom energii aktywny udział w tym rynku. Ich dane pomiarowe dotyczące zużycia energii elektrycznej powinny być podstawą otrzymywania przez nich ofert ze strony konkurujących ze sobą sprzedawców. Te dane powinny być dostępne dla zainteresowanych podmiotów w formie umożliwiającej przygotowanie takich ofert. Powinny być one na tyle precyzyjne, ażeby mogły być podstawą do analizy kosztowej dla sprzedawców energii. Istnienie niezależnego operatora pomiarów, który pełniłby rolę w zakresie zbierania i przetwarzania danych pomiarowych, przy pozostawieniu całej infrastruktury w zakresie opomiarowania przy OSD jest możliwym z punktu widzenia tego raportu rozwiązaniem.

Zachowanie się odbiorców ma kluczowe zaznaczenie dla pracy systemu elektroenergetycznego. Nie ma możliwości szybkiego i taniego zainwestowania w źródła wytwórcze, wiec należy zredukować obciążenie zarówno ilościowo jak i jakościowo. Ceny infrastruktury, w szczególności samych systemów opomiarowania obniżają się, co również ma znaczenie dla ograniczania popytu.

Wstęp

Wprowadzanie nowych rozwiązań w zakresie opomiarowania energii elektrycznej jest przedmiotem szeregu analiz w państwach członkowskich Unii Europejskiej oraz w USA oraz Australii. Inteligentne opomiarowanie zużycia energii elektrycznej postrzegane jest jako obiecujące źródło korzyści dla różnych uczestników rynku elektroenergetycznego przede wszystkim zaś dla odbiorców energii elektrycznej. Przeprowadzane dotychczas badania i analizy świadczą jednoznacznie, że inteligentne systemy zarządzania zużyciem energii elektrycznej są technicznie możliwe do wprowadzenia i ekonomicznie opłacalne. Podstawową kwestią będącą przedmiotem analiz jest skala korzyści i kosztów dla różnych uczestników rynku energetycznego, która w praktyce warunkuje skuteczność wprowadzenia tego typu rozwiązań. Zaawansowane systemy opomiarowania energii oferują możliwość powstania szeregu nowych usług w energetyce, jak zarządzanie zużyciem energii, czy też modelowanie przyszłego zapotrzebowania. Należy jednak zauważyć, iż przyszłość inteligentnych systemów opomiarowania zużycia energii zależy przede wszystkim od determinacji organów państwa i wsparcia legislacyjnego dla tego rodzaju rozwiązań. Zwiększenie oszczędności zużycia energii, efektywności infrastruktury energetycznej i bezpieczeństwa energetycznego państwa, a także wymierne korzyści dla konsumentów (wyborców) będą istotnymi czynnikami wpływającymi na zaangażowanie w tego rodzaju działania.

Poddając analizie prowadzone na świecie badania w tym zakresie wyróżnić można szereg kwestii, które wymagają dogłębnej analizy. Jakie są zadania stawiane przed urządzeniami do inteligentnego opomiarowania? Jakie są z tego tytułu korzyści i dla kogo? Jak wygląda rozwój technologii w tym zakresie? Jakie są bezpośrednie i pośrednie skutki wynikające z wprowadzenia tego rodzaju technologii? Jakie są ograniczenia o charakterze prawnym, technicznym, ekonomicznym, społecznym, organizacyjnym, które uniemożliwiają, tudzież utrudniają ich wdrożenie? Jaki jest wpływ tego rodzaju rozwiązań? Niniejszy raport odpowie na niektóre z tych pytań, natomiast pozostałe pytania będą przedmiotem analiz pozostałych raportów realizowanych w ramach Projektu URE.

Celem Raportu jest ocena wpływu o charakterze społecznym i gospodarczym, wynikająca z przedsięwzięcia polegającego na wymianie urządzeń pomiarowych u odbiorców energii i zaproponowanie modelu inteligentnych układów pomiarowych. Wymiana urządzeń będzie polegała na

zastępowaniu obecnie wykorzystywanych urządzeń na takie, które w inteligentny sposób przyczyniać się będą do ograniczania zużycia energii elektrycznej i większej efektywności energetycznej. Kwestia stworzenia właściwego modelu rynku w zakresie systemu opomiarowania zależy od obecnego modelu konsumpcji energii, możliwości technologicznych i finansowych różnych uczestników rynku, świadomości i skłonności do określonego rodzaju działań przez odbiorców energii, jak również struktury obecnego rynku energetycznego. W związku z powyższym, ekspertyza przedstawiona w raporcie oparta będzie na analizie szeregu różnych czynników.

Po pierwsze, analizie poddane zostaną obecne zachowania odbiorców energii elektrycznej. Z uwagi na różne metody podziału tych odbiorców, różne kwestie jawią się jako ważne w każdym z tych podziałów. Całokształt wniosków wynikających z tych podziałów pozwoli na zaproponowanie pewnego modelu podziału odbiorców, który będzie podstawą analiz w dalszych częściach Raportu.

Po drugie, zróżnicowanie zachowań odbiorców może rodzić wątpliwość, czy należałoby zastosować jeden system opomiarowania dla wszystkich grup odbiorców, czy też bardziej racjonalną wydaje się dywersyfikacja zastosowanych metod i urządzeń technicznych. Dlatego też Raport ten ukaże możliwe metody opomiarowania odbiorców energii. Z uwagi na istotną wagę rozwiązań przewidzianych w tym zakresie w Raporcie 1, konkluzje wynikające z tego raportu będą również stanowić bazę rozważań niniejszego opracowaniu.

Po trzecie, oczekiwane skutki w zakresie efektywności zużycia energii zależą w sposób bezpośredni od zachowań samych odbiorców energii. To odbiorcy poprzez swoje działania będą w większym bądź mniejszym stopniu wpływać na efektywność ekonomiczną proponowanych rozwiązań. Konieczne jest dokonanie analizy oczekiwań odbiorców. Wprowadzenie inteligentnych układów opomiarowania będzie skuteczne wówczas, gdy odbiorca będzie chciał i umiał się nimi posługiwać. Istotną przesłanką warunkująca pozytywne zachowania odbiorcy w tym zakresie jest potencjalna korzyść, jakiej może oczekiwać poprzez modelowanie swojego zachowania w ściśle określony sposób, jak również świadomość, co do skutków swoich działań.

Wymiana urządzeń pomiarowych u odbiorców energii będzie powodowała określone, możliwe do oszacowania koszty i korzyści również u innych uczestników rynku energetycznego. Świadomość tych kosztów i korzyści jest warunkiem *sine qua non* dla stworzenia efektywnego modelu rynku w tym zakresie. Z uwagi na fakt, iż korzyści i koszty ponoszone przez innych uczestników rynku przekładają

się w sposób pośredni na korzyści dla odbiorców, wprowadzenie nowych rozwiązań w tym zakresie powinno przełożyć się na potencjalne korzyści dla samych odbiorców. Dlatego też, przeprowadzone w ramach niniejszego Raportu analizy pokażą potencjalne koszty i korzyści nowych rozwiązań. Nadto, tam, gdzie jest to możliwe, podjęta zostanie próba ich oszacowania, która pozwoli sformułować wstępną diagnozę możliwości wypełnienia celów z zakresu efektywności energetycznej, w tym przede wszystkim zmniejszenia zużycia energii o co najmniej 9% do końca 2016 r., jak również wpisania się w realizację celu redukcji zużycia energii w Unii Europejskiej o 20% do 2020 r.

Z uwagi na zróżnicowane modele funkcjonujących w chwili obecnej rynków energii elektrycznej, zwłaszcza w Unii Europejskiej, proste przełożenie kosztów i korzyści wynikających z wprowadzania inteligentnych systemów zarządzania zużyciem energii w tych państwach mogłoby prowadzić do istotnych błędów. W ocenie Ekspertów przygotowujących Raport, system opomiarowania jest nierozerwalnie związany z funkcjonującym w danym państwie modelem rynku elektroenergetycznego. Konieczna jest zatem analiza dwukierunkowa. Z jednej strony będzie to przeprowadzenie swoistej interpolacji rozwiązań przyjętych w innych państwach i wynikających z nich kosztów i korzyści oraz ich wpływie na rynek. Z drugiej – przeprowadzenie badań statystycznych na reprezentatywnej grupie odbiorców energii (oddzielnie dla odbiorców socjalno-bytowi i przedsiębiorców), które pokażą istniejące w chwili obecnej uwarunkowania i perspektywy.

Realizując powyższe zadania, Raport składać się będzie z 4 merytorycznie spójnych części (kolejno): przedstawiającej ogólne charakterystyki grup odbiorców energii elektrycznej (rozdział 1), opisującej standardowe charakterystyki zużycia energii elektrycznej przez różne grupy odbiorców na średnim i niskim napięciu (rozdział 2), prognozującej zmiany charakterystyk zużycia energii elektrycznej po zainstalowaniu nowych urządzeń pomiarowych i inne korzyści dla uczestników rynku (rozdział 3) oraz ukazującej czynniki wpływające na zmiany zachowań odbiorców (rozdział 4).

Poza zakresem rozważań Raportu pozostaną kwestie związane z otoczeniem technicznym i prawnym tego przedsięwzięcia, które będą szczegółowo omówione odpowiednio w Raporcie 1 oraz Raporcie 3.

Zastrzeżenie:

Przystępując do omówienia wskazanych powyżej problemów należy zastrzec, iż analiza skutków społecznych i gospodarczych zależy od danych przedstawionych w Raportach 1 i 2. Bez rozwiązań tam zawartych nie jest możliwe dokonanie pełnej analizy. Z uwagi na brak czasowej synchronizacji pomiędzy Raportami, wynikający z konstrukcji SIWZ, na co zwracali uwagę Eksperci, pewne kwestie związane z: aktywizacją strony popytowej, odblokowaniem rozwoju generacji rozproszonej, uzupełnieniem charakterystyki działań realizowanych w innych krajach, oceną wpływu rozdziału działalności na oferty sprzedawców, kwestiami rozliczeń i korekt, analizą skutków społecznych wdrożenia systemu związanych z zatrudnieniem, analizą podziału ze względu na wymagania układów pomiarowych, analizą kosztów rynku bilansującego, analizą odejścia od prognozowanych rachunków, analizą wpływu AMM na procedurę zmiany sprzedawcy oraz kontroli jakości dostaw, kwestią ochrony przychodów OSD, oraz kwestiami świadomości społecznej, zostaną uzupełnione w raporcie końcowym.

1. OGÓLNA CHARAKTERYSTYKA GRUP ODBIORCÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

1.1. Podział grup odbiorców

Celem tego rozdziału jest pokazanie obecnej sytuacji odbiorców energii elektrycznej. Profil zużycia różnych grup odbiorców zależy od wielu zmiennych. Należą do nich m.in. przeznaczenie zużywanej energii (odbiorca socjalno-bytowy, przedsiębiorca), miejsce zamieszkania odbiorcy (miasto, wieś) i poziom zamożności oraz świadomości odbiorcy.

Istniejące podziały mają określone cele, służące ich efektywnej realizacji. Scharakteryzowanie owych podziałów pozwoli na pokazanie wspólnych cech w zakresie zachowań i konsumpcji energii elektrycznej przez poszczególne grupy odbiorców. Dane te będą podstawą do analiz w następnych rozdziałach, które to analizy pokażą obecne oraz przewidywane modele zachowań odbiorców.

1.1.1. Podział odbiorców ze względu na umiejscowienie

Typowym podziałem odbiorców w Polsce jest podział ze względu na umiejscowienie. Ma on charakter dualistyczny, tzn. dzieli odbiorców na mieszkających na wsi i w mieście. Poddając analizie zużycie energii elektrycznej przez tych odbiorców w podziale na ilość zużywanej energii globalnie, jak również z podziałem na jednego odbiorcę w okresie 1990-2006, można ukazać pewną charakterystykę zachowań.

Globalna dynamika zużycia energii elektrycznej w okresie 1990-2006 jest większa w miastach niż na wsi. W miastach z 26187 GWh do 33299 GWh, podczas gdy na wsi z 16296 GWh do 16483 GWh. Jednakże dynamika zużycia w latach 2005-2006 jest większa na wsi (patrz: Tab.1). Świadczyć to może o dostosowywaniu modelu konsumpcji energii elektrycznej do modelu miejskiego. Poddając analizie konsumpcję w przeliczeniu na odbiorcę, różnica między miastem a wsią kształtowała się przeciętnie poniżej 10%. Ponadto w wyniku rozwoju gospodarczego zwiększa się umaszynowienie gospodarstw rolnych. Mimo odpływu ludności ze wsi do miasta w poszukiwaniu pracy, część bardziej zamożnych mieszkańców buduje swoje domy na wsi. Na ogół są one bardzo dobrze wyposażone w urządzenia elektryczne, powodując rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną. Można założyć, iż modele konsumpcji na wsi i w mieście będą zbliżały się do siebie, natomiast zwiększanie się zużycia energii, zwłaszcza na

cele socjalno-bytowe będzię podobne zarówno na wsi, jak i w mieście. W przyszłości konieczne może okazać się podjęcie działań w celu efektywnego rozłożenia tej konsumpcji w czasie.

Tabela 1: Dane o odbiorcach energii elektrycznej w podziale umiejscowienie

Wyszczególnienie	1990	1995	2000	2005	2006	Dynamika w % 2006/2005
Wieś: liczba odbiorców w tyś.	5226	5321	5293	5405	5434	100.5
Sprzedaż odbiorcom wiejskim w GWh	16296	13509	14494	15755	16483	104.6
Sprzedaż na 1 odbiorcę na wsi w MWh	3.1	2.5	2.7	2.9	3.0	104.1
Miasto: Liczba odbiorców w tyś.	8769	9444	9969	10326	10412	100.8
Sprzedaż odbiorcom miejskim w GWh	26187	26091	29974	32 072	33 299	103,8
Sprzedaż na 1 odbiorcę w miastach w MWh	3.0	2.8	3.0	3,1	3.2	103.0

Źródło: Agencja Rynku Energii

Co więcej, odbiorcy zarówno na wsi, jak i w mieście są coraz bardziej wymagający w zakresie jakości dostaw energii. Wprowadzenie inteligentnych systemów zarządzania energią będzie stanowiło czynnik ułatwiający im takie zarządzanie jakością. Z technicznego punktu widzenia, już na etapie projektowania domu można przewidzieć instalacje związane z aktywnym zarządzaniem energią. Można zatem przyjąć, iż takie rozwiązania będą coraz częściej stosowane.

1.1.2. Podział ze względu na podłączenie

Jak wynika z dynamiki (w tabelach rocznych nie widoczne ze względu na zaokrąglenia) znaczne zwiększenie liczby odbiorców na wysokim napięciu o 5,8% wynika z dynamicznego rozwoju gospodarczego a w szczególności z dużych inwestycji, realizowanych przez inwestorów z innych państw. Jak wynika z analizy rynku, duże fabryki przyłączane są do sieci wysokiego napięcia. Natomiast małe przedsiębiorstwa przekroczyły już barierę możliwości zasilania z sieci niskiego napięcia, co skutkuje tym, iż zmieniają one przyłączenie z podłączenia do sieci niskiego

napięcia na podłączenie do sieci średniego napięcia. Stąd bierze się wzrost sprzedaży w sieci średniego napięcia o 6,8%. Przeniesienie zasilania z niskiego napięcia na średnie powoduje zmniejszenie strat przesyłowych u operatora zwiększając je u odbiorcy, ponieważ transformator i układ pomiarowy po stronie średniego napięcia jest jego własnością. Bilans strat w całym systemie pozostaje bez zmian. Korzystnym jest to, że wszystkie te inwestycje wymagają budowy lub przebudowy instalacji zasilających. Zwłaszcza w nowych instalacjach przy minimalnych nakładach inwestycyjnych można osiągnąć najlepsze efekty, zarówno w zakresie poprawy jakości zasilania procesów technologicznych, jak i oszczędności energii dla odbiorcy, zarządzania popytem oraz efektywności wykorzystania systemu energetycznego. Jako przykład posłużyć tu może zapotrzebowanie na energię elektryczną przez system oświetlenia ulic. Ilość punktów świetlnych ulega zwiększeniu poprzez nowe inwestycje, natomiast zapotrzebowanie na energię elektryczną spada. Oznacza to, iż system oświetlenia ulic jest modernizowany z wykorzystaniem energooszczędnych źródeł światła. Dzięki temu uzyskano po raz pierwszy efekt zmniejszenia zapotrzebowania na energię. Drugim przykładem jest wzrost sprzedaży energii elektrycznej do miejskich trakcji komunikacyjnych. Zauważyć tutaj można tendencję wzrostową w zakresie zapotrzebowania na energię elektryczną. Należy ją uznać za zjawisko korzystne, gdyż świadczy o większym wykorzystaniu transportu jednak z napędem elektrycznym zamiast spalinowego. Jakkolwiek w skali mikro może się to wydawać niekorzystne, gdyż rodzi większe zapotrzebowanie na energię elektryczną, w skali makro okazuje się jak najbardziej korzystne, bowiem powoduje zmniejszenie zapotrzebowania na paliwa kopalne oraz ogranicza emisję szkodliwych substancji do środowiska. Dodatkowo, oznacza wprowadzanie rozwiązań bardziej efektywnych energetycznie. Zapotrzebowanie na energię elektryczną przez tych odbiorców jest stabilne w czasie, przez co nie wywołuje negatywnych konsekwencji dla funkcjonowania całego systemu, zwłaszcza zaś potrzeby bilansowania *ad hoc.*

Tabela 2: Dane o odbiorcach energii elektrycznej w podziale na podłączenie

WYSZCZEGÓLNIENIE	1990	1995	2000	2005	2006	DYNAMIKA W % 2006/2005
Odbiorcy na WN	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	105.8
Odbiorcy na SN	28	24	26	27	28	102.4
Odbiorcy na nN	14086	14765	15263	15734	15846	100.7
Razem	14 114	14790	15289	15 762	15875	100.7
		w tym:				
Przemysł i wielcy odbiorcy.	137	52	64	72	74	103.2
Gospodarstwa domowe i rolne	12450	12963	13337	13 648	13 722	100.5
DOSTAWY ENERGII ELEKTRYCZNEJ (GWh)						
Odbiorcy na WN	32761	29 823	26 472	24 169	25 445	105.3
Odbiorcy na SN	27 828	26 694	29 565	34 526	36 875	106.8
Odbiorcy na nN	41 921	3960 l	44 469	47 828	49 783	104.1
Razem	102 509	96119	100 506	106 523	112103	105.2
		w tym:				
przemysł i wielcy odbiorcy	57312	56 087	57628	S4 289	56975	104.9
trakcja PKP	4651	3952	3678	2913	2411	82.8
trakcja miejska	695	623	651	657	713	108.4
oświetlenie ulic	1 325	1699	l 825	l 842	1829	99.3
gospodarstwa domowe i rolne	28711	23 592	25 787	26 564	27 868	104.9
SPRZEDAŻ NA l ODBIORCĘ (MWh)						
Odbiorcy na WN	82 729	104827	101817	87888	87 439	99.5
Odbiorcy na SN	1014	1096	l 158	1260	1314	104.3
Odbiorcy na nN	3.0	2.7	2.9	3.0	3. I	103.3

Źródło: opracowanie własne

1.1.3. Podział ze względu na grupy przyłączeniowe

Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci i przyłączone do sieci dzieli się na grupy, zwane dalej „*grupami przyłączeniowymi*", według następujących kryteriów:

1. Grupa I - podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV;
2. Grupa II - podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym 110 kV;
3. Grupa III - podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV;
4. Grupa IV - podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci, o napięciu znamionowym nie wyższym niż l k V oraz o mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym większym niż 63 A;
5. Grupa V - podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci, o napięciu znamionowym nie wyższym niż l kV oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego nie większym niż 63 A;
6. Grupa VI - podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci poprzez tymczasowe przyłącze, które będzie, na zasadach określonych w umowie, zastąpione przyłączem docelowym lub podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci na czas określony, lecz nie dłuższy niż rok.

Niniejszy podział jest najprostszym podziałem odbiorców zawartym w *Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną* (Dz. U. Nr 128 poz. 895 z 18 lipca 2007 r.), który określa sposób przyłączenia do sieci. Jego konsekwencją są podziały bardziej szczegółowe, jak np. wymagania dla układów pomiarowych, czy podział na grupy taryfowe. Sposób tworzenia układów pomiarowych i wymagania stawiane układom pomiarowym w procesie przyłączenia do sieci określone są w warunkach przyłączenia do sieci i umowie o przyłączenie na podstawie tego podziału. Zmiana sposobu pomiaru energii wymaga zmiany

warunków przyłączenia i zawarcia nowej umowy o przyłączenie. Jest to znaczne ograniczenie w sposobie zarządzania układami pomiarowymi.

Podział ten ma charakter *stricte* techniczny – jego charakterystyka jest wyznaczona wymaganiami sieci. Z uwagi na fakt, iż ma on w ocenie Ekspertów niewielkie znaczenie dla przedsatwienia społecznych i gospodarczych uwarunkowań zachowań odbiorców, związanych ze zmianą systemu opomiarowania, nie będzie stanowił przedmiotu dalszych szczegółowych analiz.

1.1.4. Podział ze względu na wymagania dla układów pomiarowych

Znacznie bardziej szczegółowym podziałem na grupy odbiorców jest podział ze względu na wymagania stawiane układom pomiarowym. Podział ten określa *Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 roku w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego* (Dz. U. Nr 93, poz. 623 z dnia 29 maja 2007 r.), a także Instrukcje Ruchu i Eksploatacji Systemu Dystrybucyjnego (IRiESD) operatorów. Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowych, dla których określa się wymagania, dzieli się na 10 kategorii:

1. kat. A1 - układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci 30 MVA i wyższej,
2. kat. A2 - układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci zawartej w przedziale od 1 MVA do 30 MVA,
3. kat. A3 - układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci mniejszej niż 1 MVA,
4. kat. B1 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 30 MW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 GWh,

5. kat. B2 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 5 MW i nie większej niż 30 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 30 GWh i nie większym niż 200 GWh (wyłącznie),
6. kat. B3 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 800 kW i nie większej niż 5 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 4 GWh i nie większym niż 30 GWh (wyłącznie),
7. kat. B4 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie większej niż 800 kW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 MWh i nie większym niż 4 GWh (wyłącznie),
8. kat. B5 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej mniejszej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej mniejszym niż 200 MWh,
9. kat. C1 - układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej mniejszej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej mniejszym niż 200 MWh,
10. kat. C2 - układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej nie mniejszej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 MWh.

W przypadku układów pomiarowych kategorii B i C, kwalifikacja do poszczególnych grup jest uwarunkowana przekroczeniem granicznej wartości jednego z dwóch wymienionych kryteriów tj. mocy pobieranej lub rocznego zużycia energii.

W *Rozporządzeniu Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego* dla każdej kategorii określone zostały szczegółowe wymagania dotyczące jakości układu pomiarowego, sposoby rejestracji danych pomiarowych i sposobu transmisji danych. W przypadku układów pomiarowych kategorii A1, A2 i A3 wymagania te muszą być spełnione dla układów nowych i modernizowanych. Dla

kategorii B1 do B5 i C2 nie określa się kiedy wymagania muszą być spełnione[1]. Wymagana jest natomiast rejestracja godzinowa danych pomiarowych i umożliwienie transmisji do Operatorów Sieci Dystrybucyjnej (dalej: OSD). Dla kategorii C1 operator może pozostawić liczniki bez rejestracji godzinowej i może przydzielić standardowy profil zużycia. Właścicielami układów pomiarowych kategorii A i B są odbiorcy a kategorii C operatorzy systemów dystrybucyjnych. Kwestie dotyczące własności układów pomiarowych i sugerowanych rozwiązań w tym zakresie będą przedmiotem analizy w Raporcie 3, tutaj należy jednakże zauważyć, iż unifikacja w tym zakresie wydaje się korzystna dla przejrzystości całego systemu, nie powodując negatywnych konsekwencji w tym zakresie.

Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego de facto nakłada już obowiązek wprowadzania systemów zdalnych odczytów. Zgodnie z Załącznikiem nr 1, dla wysokich napięć, liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z systemami automatycznej rejestracji danych. Wymagania techniczne stawiane dla systemów pomiarowo-rozliczeniowych zakładają, iż systemy pomiarowo-rozliczeniowe powinny realizować funkcje zdalnego odczytu danych pomiarowych z systemów automatycznej rejestracji danych, zaś funkcja zdalnego odczytu danych pomiarowych z systemu automatycznej rejestracji danych powinna zapewniać pozyskiwanie danych pomiarowych z układów pomiarowych wyposażonych w system automatycznej rejestracji danych poprzez kanały telekomunikacyjne, spełniające wymagania określone przez operatora. Wymagania te powinny spełniać wszystkie nowe i modernizowane układy pomiarowe.

W sieci średnich i niskich napięć układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez czas określony przez OSD, nie dłużej jednak niż dwa okresy rozliczeniowe. Układy te powinny także automatycznie zamykać okres rozliczeniowy oraz umożliwiać transmisję danych pomiarowych do operatora w określonych cyklach czasowych (raz na dobę, cztery razy

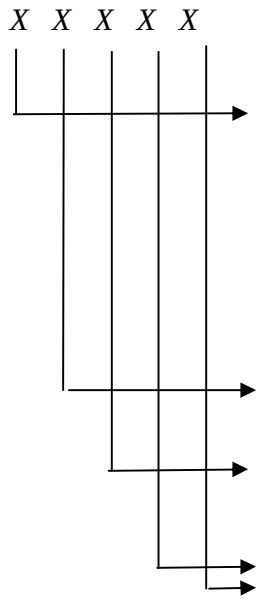
[1] Jeśli potraktujemy, że wymagania powstały w momencie ogłoszenia rozporządzenia to jest to technicznie niewykonalne i prawnie niedopuszczalne z uwagi na nie działanie prawa wstecz. Wymagania dla układów pomiarowych są określone w warunkach przyłączenia i umowie o przyłączenie. Należałoby wypowiedzieć warunki przyłączenia.

na dobę itp.). Jednakże czas wprowadzenia tych systemów nie został określony. Jedynie dla odbiorców grupy C1 i G (drobne rzemiosło i gospodarstwa domowe) operator decyduje o rodzaju stosowanych liczników. W związku z brakiem wystarczającej jednoznaczności zapisów w tym zakresie w *Rozporządzeniu Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego*, koniecznym wydaje się nadanie tym rozwiązaniom większej szczegółowości, ażeby jednoznacznie określić wszystkie elementy systemu opomiarowania. W efekcie, jedynie system inteligentnego opomiarowania, ze zwrotną transmisją danych będzie spełniał te wymagania techniczne, uniemożliwiając tym samym stosowanie rozwiązań technicznych mniej zaawansowanych.

1.1.5. Zasady kwalifikacji odbiorców do grup taryfowych

Wypadkową wszystkich przedstawionych powyżej podziałów jest podział na grupy taryfowe, uzależniony od możliwości stosowanych urządzeń pomiarowych. Podział ten dotyczy usługi dystrybucyjnej i usługi kompleksowej. Wydaje się on również właściwy na potrzeby tego Raportu. Sposób konstrukcji oznaczeń grup taryfowych przedstawia Rys.1.

Rysunek 1: Konstrukcja oznaczeń grup taryfowych



Litery oznaczające poziom napięcia sieci w miejscu dostarczania energii elektrycznej:
***A**: napięcie wysokie (WN)*
***B**: napięcie średnie (SN)*
***C, D**: napięcie niskie (nN)*
***G, R**: niezależnie od napięcia zasilania*
Cyfry oznaczające wielkość mocy umownej (kryterium zabezpieczenia przedlicznikowego dotyczy tylko niskiego napięcia):
1: moc nie większa niż 40 kW i prąd znamionowy zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym nie większy niż 63 A; oznaczenie to stosuje się także dla wszystkich grup G, niezależnie od wielkości mocy umownej
2: moc większa od 40 kW lub prąd znamionowy zabezpieczeń przedlicznikowych w torze prądowym większy od 63 A
Cyfry oznaczające liczbę rozliczeniowych stref czasowych:
***1:** jedna*
***2:** dwie*
***3:** trzy*
Litery oznaczające podział na strefy czasowe.

Źródło: *Rysunek własny*

Budowa taryf również odnosi się w sposób pośredni do podziału grup przyłączeniowych. Grupy taryfowe A są przeznaczone dla grup przyłączeniowych I i II, grupa taryfowa B dla grupy przyłączeniowej III, grupy taryfowa C2 do grupy przyłączeniowej IV, grupy C1 i G do grupy przyłączeniowej V.

Zasadą jest, że wybrana przez odbiorcę grupa taryfowa obowiązuje co najmniej 12 miesięcy. Warunki zmiany grupy taryfowej określa umowa. Jest to bardzo poważne ograniczenie, gdyż odbiorca chcąc zmienić taryfę w okresie krótszym niż rok zobowiązany jest wypowiedzieć umowę i zawrzeć nową. W praktyce, musi złożyć wizytę w biurze obsługi i wypowiedzieć umowę (ewentualnie wysłać ją listem poleconym), zgodnie z obowiązującym terminem wypowiedzenia. Po wygaśnięciu umowy może zawrzeć nową umowę jako nowy klient. Odbiorcy rzadko zmieniają grupę taryfową, gdyż mają niewielki wybór. Na napięciu niskim funkcjonują gospodarstwa domowe i małe zakłady usługowe jedno lub dwustrefową. Większe przedsiębiorstwa mogą zmienić taryfę na trzystrefową. Odbiorcy na napięciu średnim korzystają

z taryf dwu- i trójstrefowych, zaś na napięciu wysokim – z trójstrefowych. W przypadku, gdy odbiorca, zgodnie z przyjętą zasadą kwalifikacji odbiorców, może być zaliczony do więcej niż jednej grupy taryfowej, ma prawo wyboru jednej spośród tych grup. Oznacza to, iż warunkiem pozwalającym na lepsze dostosowanie grupy taryfowej do potrzeb odbiorców jest bardziej rozbudowany system strefowy. Z jednej strony pozwoli on odbiorcom na dokonanie racjonalizacji ich konsumpcji, z drugiej – na lepsze dostosowanie odbiorców pozwoli na większą przewidywalność ich zachowań, skutkującą mniejszymi odchyleniami. Rekomendowany przez Ekspertów wydaje się zatem, z tego punktu widzenia podział minimum 24-godzinny dla wszystkich grup odbiorców.

Przy kwalifikowaniu odbiorcy do grup taryfowych wykorzystujących kryterium zużycia, ilość zużywanej energii elektrycznej określa się na podstawie faktycznego zużycia w roku kalendarzowym poprzedzającym rok, w którym odbiorca składa wniosek o zakwalifikowanie do grupy taryfowej według takiego kryterium, a w przypadkach odbiorców zwiększających zużycie lub nowych odbiorców, na podstawie ich oświadczenia o zamierzonym zużyciu energii w roku taryfowym. Rozwiązanie to może mieć negatywne skutki dla przyszłych zachowań odbiorców. Większa mobilność w tym zakresie spowodowałaby możliwość lepszego dostosowywania prognoz do własnych potrzeb. Biorąc pod uwagę koszty takiego rozwiązania dla OSD, nie wydają się one na tyle znaczne, ażeby taka możliwość nie była rozważana. Dla Ekspertów, takie rozwiązanie wydaje się jak najbardziej racjonalnym. Ta kwestia powinna być zatem przedmiotem dalszych analiz, wykraczających poza zakres tego Raportu i ewentualnego wprowadzenia w przyszłości.

Przy obecnie stosowanych układach pomiarowych operatorzy stosują maksymalnie trzy strefy czasowe. Dla podziału trójstrefowego są to: szczyt przedpołudniowy, szczyt popołudniowy i pozostałe godziny doby, zaś dla podziału dwustrefowego: strefa szczytowa i pozaszczytowa albo strefa dzienna i nocna. Jeżeli rozliczeniowe urządzenia pomiarowe na to pozwalają, dni ustawowo wolne od pracy (soboty i niedziele) zaliczane są całodobowo do strefy pozaszczytowej lub nocnej jako pozostałe godziny doby (strefa niskich cen). Taki podział odbiorców jest najczęściej stosowany przez operatorów systemów dystrybucyjnych a także przez sprzedawców prowadzących sprzedaż w ramach usługi kompleksowej. Powinien on jednak ulec zmianie. Jak wynika z analiz prowadzonych w ramach Raportu 1 i 3, najbardziej efektywnym

ekonomicznie rozwiązaniem, które spełnia dodatkowo wymagania rynku konkurencyjnego jest podział godzinowy. Zróżnicowanie przez sprzedawców cen energii godzinowe jest konieczne. Na rynkach bardziej rozwiniętych planuje się wprowadzenie rozliczeń 15 minutowych, aby uelastycznić taryfy. Należy zastanowić się, czy dla niektórych grup odbiorców nie należałoby wprowadzić rozliczeń 30-minutowych.

1.2. Standardowe profile zużycia

Standardowy profil zużycia to zbiór danych o przeciętnym zużyciu energii elektrycznej w poszczególnych godzinach doby przez grupę odbiorców końcowych: (1) nieposiadających urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych umożliwiających rejestrację tych danych, (2) o zbliżonej charakterystyce poboru energii elektrycznej, (3) zlokalizowanych na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego[2].

OSD w ramach współpracy z Polskim Towarzystwem Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE) przeprowadzili badania charakterystyk odbiorców energii elektrycznej. W badaniach brało udział 25 Spółek Dystrybucyjnych lub Oddziałów Koncernów w okresie 1.01.2003 r. – 31.12.2005 r. Programem badań zostali objęci odbiorcy należący do grup taryfowych B, C i G. Podstawowym celem zrealizowanych prac było uzyskanie jednogodzinnych charakterystyk (krzywych) obciążeń odbiorców energii elektrycznej (dla różnych kryteriów ich klasyfikacji) w skali spółek dystrybucyjnych w wymiarze rocznym (wieloletnim) przy zastosowaniu istniejącego systemu. Liczba grup odbiorców została utrzymana na poziomie 90. Standardowy profil zużycia dla odbiorców grupy C1 i G może być przydzielony przez operatora systemu dystrybucyjnego, ponieważ operator dołącza do instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej standardowy profil zużycia, wykorzystywany w bilansowaniu handlowym miejsc dostarczania energii elektrycznej, dla odbiorców o mocy umownej nie większej niż 40 kW.[3] Profile zostały opracowane przez każdego z operatorów i różnią się sposobem budowy. Są całoroczne i z podziałem na grupy taryfowe, ilość faz, pory roku dni tygodnia itp. Stosowanie tak różnorodnych sposobów budowy standardowych profili

[2] Ustawa *Prawo energetyczne* z dnia 10 kwietnia 1977r. art. 3 poz. 39 Dz.U. z 2006 r. Nr 89 poz. 625 (z późniejszymi zmianami)
[3] Ustawa *Prawo energetyczne* z dnia 10 kwietnia 1977r. art. 9g ust.4 poz. 5a. Dz.U. z 2006 r. Nr 89 poz. 625 (z późniejszymi zmianami)

zużycia stawia pod znakiem zapytania wiarygodność danych pomiarowych przekazywanych przez operatora, a na podstawie tych danych rozliczani są sprzedawcy na rynku bilansującym. Koszty rynku bilansującego będą musiały przenieść się na odbiorców w cenie energii, co może ograniczyć dalszy rozwój rynku. Brak przejrzystości w tym zakresie istotnie wpływa na funkcjonowanie rynku konkurencyjnego. Utrudnia on m.in. dokonanie precyzyjnego rachunku ekonomicznego przez uczestników tego rynku. Przekłada się to również na koszty ponoszone przez odbiorców finalnych

Stosowanie standardowych profili zużycia dla innych grup wymaga uzgodnienia umownego między stronami. Ze względu na wymagania stawiane dla układów pomiarowych dla grup taryfowych A, B, C2 istnieje małe prawdopodobieństwo rozliczeń według standardowych profili zużycia w tych grupach.

Wymagania dla układów pomiarowych określone są w Załączniku nr 1 do *Rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego*. Dla układów pomiarowych odbiorców grupy taryfowej A nowych i modernizowanych liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z systemami automatycznej rejestracji danych. Dla wszystkich odbiorców grup taryfowych B i C2 wymagane jest, aby układy pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiały rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut, w czasie określonym przez operatora systemu dystrybucyjnego, nie dłużej jednak niż przez dwa okresy rozliczeniowe; układy te powinny także automatycznie zamykać okres rozliczeniowy i umożliwiać transmisję danych pomiarowych nie częściej niż raz na dobę.

Wymagania te bardziej precyzują IRiESD w części dotyczącej *bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi*, zatwierdzanej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Stanowi ona, iż

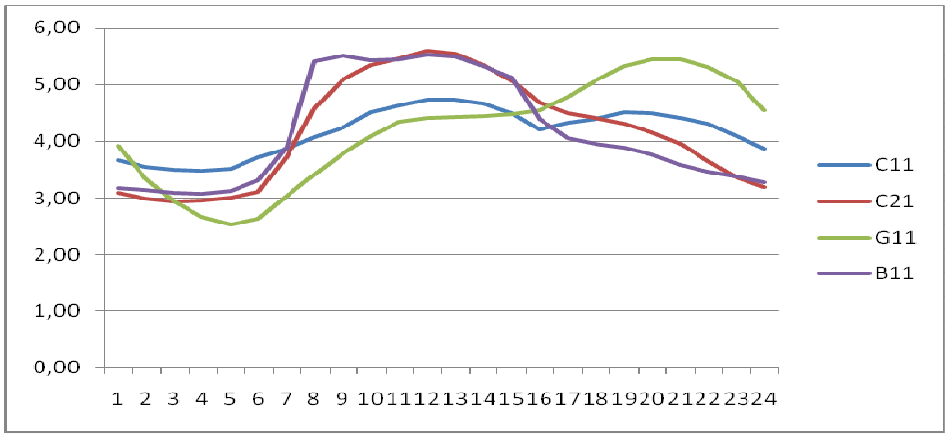
> „podmioty chcące skorzystać z prawa wyboru Sprzedawcy, muszą spełniać postanowienia określone w rozdziałach *Wymagania techniczne dla układów i systemów pomiarowo-rozliczeniowych* od momentu skorzystania z tego prawa. Obowiązek dostosowania układów pomiarowych spoczywa na ich właścicielu. Odbiorca, który jest właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego, chcący skorzystać po raz pierwszy z prawa wyboru sprzedawcy dostosowuje układ pomiarowo-rozliczeniowy do wymagań określonych w *Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007r. w sprawie szczegółowych warunków*

funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, ustawy *Prawo o miarach* z dnia 4 listopada 2004r, aktów wykonawczych do ustawy *Prawo o miarach* oraz w IRiESD. W przypadku, gdy właścicielem układu pomiarowego jest OSD na nim spoczywa obowiązek dostosowania tej części układu pomiarowego, której jest właścicielem."

Opracowane profile zużycia mogą być wykorzystane do budowania ofert biznesowych w zakresie obrotu energią elektryczną jako materiał statystyczny. Jest materiałem pomocnym do budowy taryf i cenników. Standardowe profile zużycia mogą również służyć podmiotom handlowym w celu prognozowania zakupów energii dla grup odbiorców.

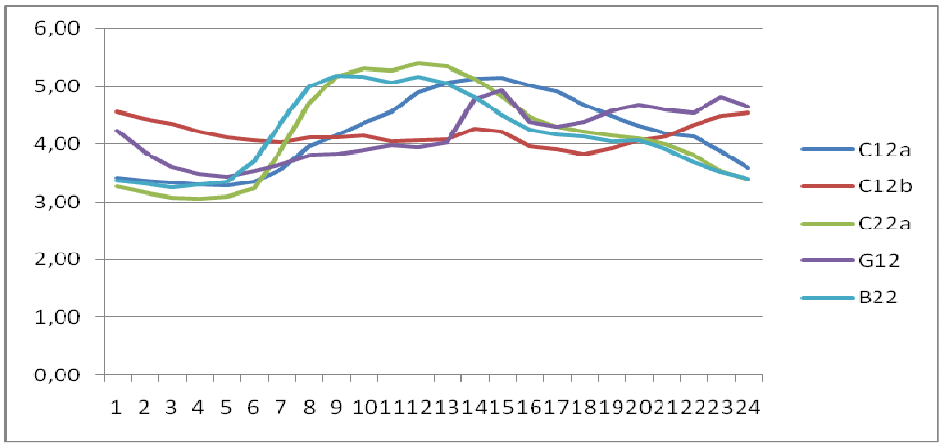
Standardowe profile zużycia powinny służyć przede wszystkim do prowadzenia prognoz zakupu energii dla tych grup odbiorców. Dla klientów posiadających elektroniczne układy pomiarowe z rejestracją profilu dobowo-godzinowego można opracować profil rzeczywisty i na podstawie tego profilu dokonywać prognoz i analiz biznesowych. Poniższe rysunki przedstawiają standardowe profile zużycia na napięciu niskim i średnim opracowane na podstawie badań PTPiREE. Wynika z nich, że im mniej stref czasowych tym mniej są wyrównane. Suma tych profili składa się na profil Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE). Rekomendowany wydaje sie zatem proponowany wcześniej podział 24-godzinny.

Rysunek 2: Profile grup jednostrefowych (cena stała przez całą dobę)



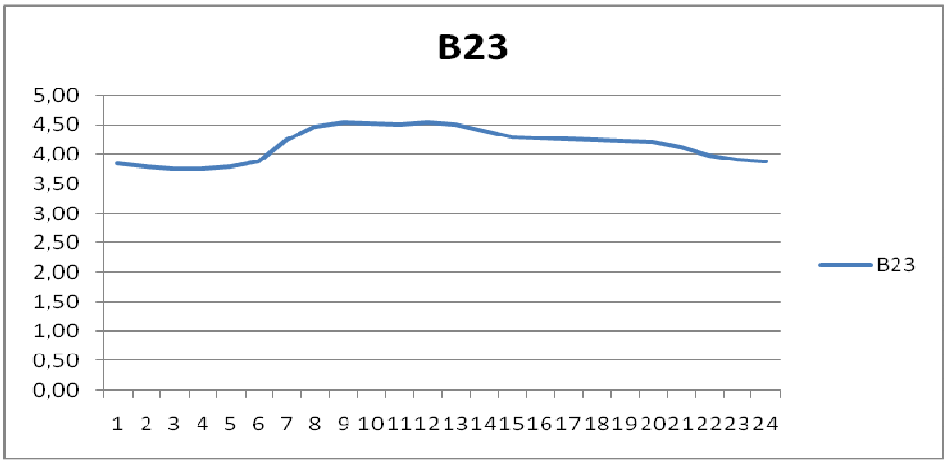
Źródło: Opracowano na podstawie badań PTPiREE

Rysunek 3: Profile grup dwustrefowych (dwie strefy cen – wysokiej i niskiej)



Źródło: Opracowano na podstawie badań PTPiREE

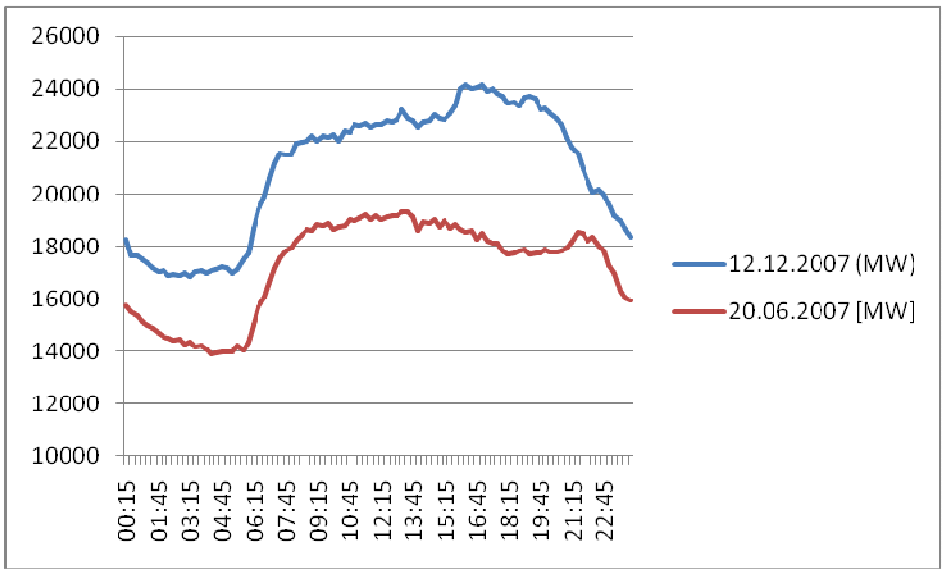
Rysunek 4: Profil grup trójstrefowych (trzy strefy cen – wysokiej w szczycie wieczornym, średniej przedpołudniowym i niskiej w pozostałej części doby)



Źródło: Opracowano na podstawie badań PTPiREE

Profile standardowe i profile rzeczywiste należy porównywać z profilem rzeczywistym KSE w celu przeprowadzenia analizy kształtowania się zachowań odbiorców i przedsiębiorstw energetycznych, które mogą mieć wpływ na poprawę efektywności zużycia energii elektrycznej. Rzeczywisty profil zapotrzebowania KSE w okresie letnim i zimowym przedstawiają poniższe rysunki.

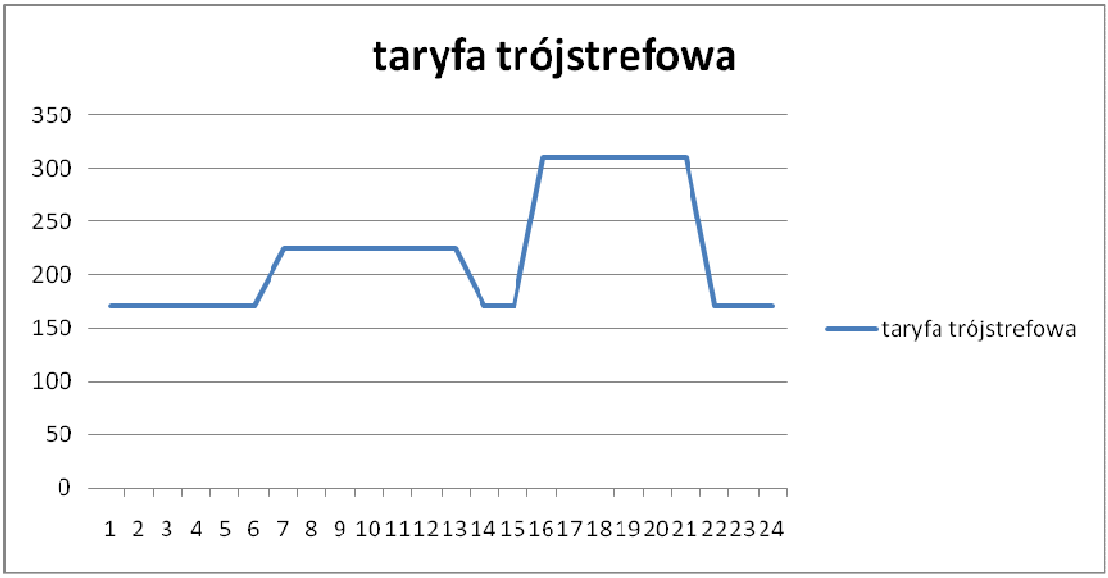
Rysunek 5: Profil rzeczywisty zapotrzebowania KSE[4]



Charakterystyczną cechą tych profili jest występowanie największych obciążeń zimą w szczycie wieczornym i latem w szczycie przedpołudniowym. Jeśli porównamy go z Rys.6, przedstawiającym wielkość cen w taryfie trójstrefowej, to ceny w szczycie obciążenia letniego, który przypada w szczycie przedpołudniowym są niższe prawie o 50 % niż w szczycie popołudniowym. W porównaniu z Rys.7, przedstawiającym ceny w taryfie dwustrefowej, strefa niskich cen przypada również w szczycie obciążenia. Rekomendowany wydaje sie zatem ponownie podział 24-godzinny, lecz z cenami zróżnicowanymi w ciągu roku. Zimą najwyższe ceny obowiązywać powinny w szczycie wieczornym, zaś latem w szczycie południowym. Takie rozwiązania są wykluczone, jeśli nie wprowadzi się systemu inteligentnego opomiarowania, gdyż podział tak szczegółowy nie jest ani możliwy, ani efektywny kosztowo, ani elastyczny w zakresie innego modelowania konsumpcji w innych urządzeniach pomiarowych.

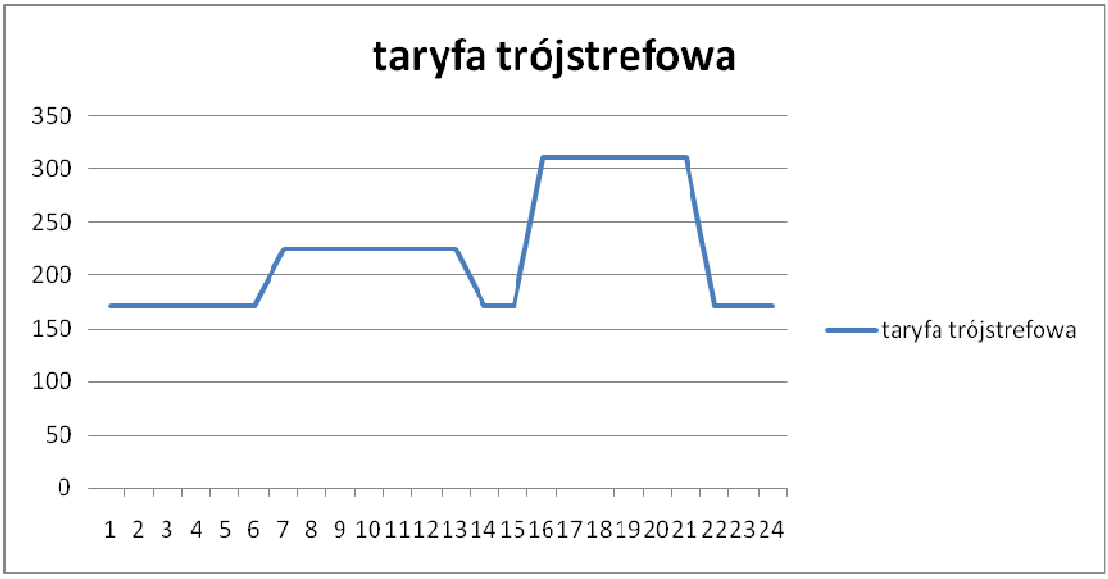
[4] http://www.pse-operator.pl/index.php?modul=13

Rysunek 6: Ceny w taryfie trójstrefowej



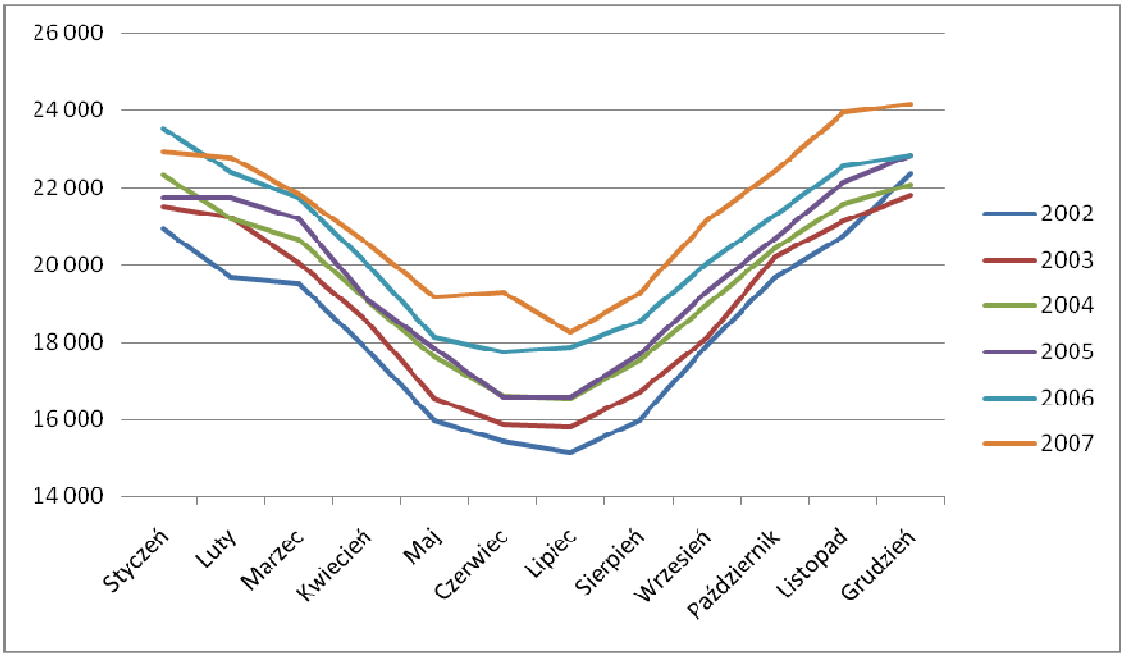
Źródło: ENERGA-Operator S.A

Rysunek 6: Ceny w taryfie trójstrefowej



Źródło: ENERGA-Operator S.A

Rysunek 8. Roczne profile KSE za lata 2002 - 2007[5]



Źródło: ENERGA-Operator S.A

Z profili rocznych wynika systematyczny wzrost obciążenia systemu zwłaszcza w dolinie letniej spowodowane przyrostem liczby urządzeń klimatyzacyjnych. Następuje wyrównywanie profilu rocznego. Nie jest to zjawisko korzystne, gdyż może doprowadzić do załamania pracy systemu. W okresie letnim przeprowadza się remonty bloków energetycznych. Bloki w elektrociepłowniach wyłączone są ze względów technologicznych (brak odbioru wody ciepłowniczej do centralnego ogrzewania). Mniejsza, bo spowodowana cieplejszą wodą chłodzącą, jest także sprawność bloków kondensacyjnych w elektrowniach systemowych. Szczególnego znaczenia w takiej sytuacji nabiera możliwość sterowania urządzeniami klienta przez operatora. Do działań takich zaliczyć należy wyłączanie na krótkie okresy urządzeń pobierających moc bierną (silniki, kompresory, agregaty chłodnicze) lub załączanie kondensatorów w obiektach przemysłowych. Szczególne znaczenie ma także załączanie kondensatorów w zakładach przemysłowych. Załączanie zbyt dużej ilości kondensatorów w zakładzie przemysłowym powodującym przepływ mocy biernej do sieci dystrybucyjnej zagrożone jest sankcyjną opłatą taryfową, mimo że takie załączenie w okresach wysokich

[5] http://www.pse-operator.pl/index.php?dzid=108&did=460#r3_4

temperatur może uratować system. Powierzone zarządzania bilansem mocy biernej operatorowi systemu może być jedną z form usługi systemowej kupowanej przez operatora systemu dystrybucyjnego od odbiorcy. Ze względu na rozproszenie tych urządzeń najwłaściwszym byłby system inteligentnego opomiarowania, łączący funkcje pomiarowe (automatyczne bilansowanie) i łączeniowe.

1.3. Zaproponowanie metodologii podziału na potrzeby Raportu

Na potrzeby badawcze Raportu należy wprowadzić jeszcze jeden rodzaj podziału odbiorców na grupy celem uzyskania jak największej poprawę efektywności energetycznej. Zasadne wydaje się przeprowadzenie badania zachowania tych grup.

1) Przedsiębiorstwa
   - przedsiębiorstwa posiadające urządzenia o dużej mocy
   - biurowce
   - zakłady usługowe
   - rzemiosło
2) Gospodarstwa domowe
   - mieszkania w blokach
   - kamienice
   - domy jednorodzinne
   - gospodarstwa rolne

Należy dodać, iż ważnym czynnikiem są również dochody, jakimi dysponują klienci, gdyż mogą one znacznie wpływać na ich zachowanie.

1.4. Możliwe zasady opomiarowania

1.4.1. Liczniki bez rejestracji godzinowej i transmisji danych (stan obecny)

Obecnie stosowane liczniki indukcyjne w układach pomiarowych pozwalają na wydzielenie trzech stref czasowych. Godziny tych stref mogą być zmieniane przez zegary sterujące. Wymaga to zaprogramowania takiego zegara przez uprawnionych pracowników dystrybutora energii i

wymaga wizyty w punkcie pomiarowym. Aktualnie istnieje kilka możliwych systemów opomiarowania.

Dane dobowo godzinowe wystawione przez operatora na podstawie odczytu okresowego z licznika indukcyjnego pozwolą na rozliczenia ilościowe sprzedanej energii. Nie pozwolą na rozliczenie odchyleń na rynku bilansującym. Koszty tych odchyleń poniesie przedsiębiorstwo pełniące rolę sprzedawcy z urzędu lub operator systemu dystrybucyjnego w zależności od tego, komu zostanie przydzielony profil zużycia. Przez ten profil należy rozumieć profil zużycia całego przedsiębiorstwa pełniącego rolę sprzedawcy z urzędu lub profil zużycia na pokrycie strat i potrzeb własnych OSD. W przypadku przydzielenia profilu przedsiębiorstwu pełniącemu rolę sprzedawcy z urzędu rozliczenie niezbilansowana odłoży się w jednostce, grafikowej bilansującej OSD. Natomiast, jeżeli profil zużycia zostanie przydzielony operatorowi systemu dystrybucyjnego, rozliczenie niezbilansowane odłoży się w jednostce grafikowej przedsiębiorstwa pełniącego rolę sprzedawcy z urzędu. Oznacza to, że techniczne możliwości takiego rozwiązania są ograniczone. Wprowadzenie 24 stref czasowych jest niemożliwe, gdyż zmiana godzin poszczególnych stref cenowych jest niezwykle skomplikowana i rodzi koszty. Co więcej, ograniczony charakter ma informacja zwrotna dla odbiorcy. System ten powoduje również dodatkowe koszty dla sprzedawcy w zakresie bilansowania systemu. Przy ograniczonej możliwości wiarygodnych danych o sposobie zużycia energii przez odbiorcę może to rodzić dodatkowe ryzyko dla niezależnego sprzedawcy, które będzie on przenosił na ofertę ceny za energię elektryczną. Wprowadzenie bardziej inteligentnych systemów rejestracji zużycia energii ograniczy te ryzyka, wpływając na cenę finalną energii.

1.4.2. Liczniki elektroniczne z rejestracją dobowego profilu zużycia energii bez transmisji danych pomiarowych.

Koszt licznika elektronicznego z rejestracją dobowego profilu zużycia energii bez transmisji danych pomiarowych jest niższy niż koszt licznika indukcyjnego. Tego rodzaju liczniki stosowane są powszechnie. Mają one przygotowane łączówki do podłączenia zewnętrznych modułów komunikacyjnych, a także możliwość zamontowania styczników. Liczniki te po doposażeniu mogą być wykorzystane do budowy inteligentnych systemów opomiarowania. Przy zastosowaniu liczników elektronicznych z rejestracją dobowego profilu zużycia bez transmisji danych pomiarowych będzie można rozliczyć rzeczywiste odchylenia rynku bilansującego

poprzez korekty po okresach odczytowych. Będzie to wymagało kilkuset milionów korekt rocznie[6]. Będzie również możliwe dokonanie odczytu na dzień zmiany sprzedawcy, lecz częstotliwość zmiany sprzedawcy będzie bardzo ograniczona ponieważ będzie konieczna każdorazowo wizyta u odbiorcy odczytującego układ pomiarowy. Ze względu na koszty indywidualnego dojazdu do klienta w celu odczytania licznika częstotliwość zmian sprzedawcy będzie ograniczana. Ograniczony będzie również przekaz dla odbiorcy informacji o zużyciu energii i kosztach jej dostawy ponieważ odczyt dokonywany będzie w cyklach określonych dla danej grupy. Cykle te to: miesięczne, dwumiesięczne, czteromiesięczne, półroczne i roczne, w zależności od kalkulacji przedstawionej i zatwierdzonej w taryfie. Z taką częstotliwością dane mogą być przekazywane.

1.4.3. Liczniki elektroniczne z rejestracją dobowego profilu zużycia energii z transmisją danych pomiarowych.

Przy zastosowaniu liczników elektronicznych z rejestracją dobowego profilu zużycia z transmisją danych pomiarowych będzie można rozliczyć rzeczywiste odchylenia rynku bilansującego w czasie rzeczywistym. Wystawianie danych pomiarowych w dobie n+1 zgodnie z wymogami rynku bilansującego pozwoli na bieżące rozliczenie każdego uczestnika rynku energii zgodnie z zasadami równego traktowania wszystkich stron. Korekty będą występowały stosunkowo rzadko.

Poza rozliczeniami rynku bilansującego sprzedawcy jak i odbiorcy mogą codziennie otrzymywać dane pomiarowe. Odbiorcy w celu prowadzenia aktywnego DSM a sprzedawcy w celu planowania zakupów i zgłaszania grafików na dzień następny dla swoich klientów. Ilość i częstotliwość zmian sprzedawcy może być nieograniczana, ponieważ odczyt jest prowadzony na bieżąco.

---

[6] POBH otrzymują dane zagregowane, ale sprzedawcy otrzymują dane dla każdego klienta i te dane muszą być skorygowane. Poza tym, aby przeprowadzić korektę danych zagregowanych trzeba przeprowadzić korektę danych źródłowych, gdyż bez tego sprzedawcy i POBH będą mieli inne dane.

Również operatorzy systemów dystrybucyjnych mogą otrzymywać dane w celu prowadzenia analiz dystrybucyjnych (różnica bilansowa) i nadzorowania pracy sieci (jakość dostaw energii).

1.4.4. Liczniki elektroniczne z rejestracją dobowego profilu zużycia energii z transmisją danych pomiarowych i sterowaniem elementami wykonawczymi (wyłączniki, styczniki).

Zarządzanie systemem elektroenergetycznym sięga tak daleko jak sięgają systemy IT. Licznik elektroniczny z rejestracją dobowego profilu zużycia energii z transmisją danych pomiarowych i sterowaniem elementami wykonawczymi (wyłączniki, styczniki) jest rodzajem komputera umieszczonego w najdalszym punkcie sieci.

Wybraną część liczników można wyposażyć w urządzenia wykonawcze tj. wyłączniki lub styczniki. Sterowanie tymi urządzeniami odbiorca może powierzyć operatorowi świadcząc tym samym rodzaj usługi systemowej. Taka usługa może być świadczona na podstawie odrębnej umowy lub być uwzględniona w taryfie. Styczniki i wyłączniki w układach pomiarowych mogą służyć zapewnieniu bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego a także dla celów windykacyjnych. Poza tym posiadają wszystkie funkcje opisane powyżej.

1.4.5. Wnioski

Z przedstawionych powyżej danych wynika szereg kwestii, które mają znaczenie dla efektywnego wprowadzenia systemu inteligentnego opomiarowania. Po pierwsze, modele konsumpcji różnych grup odbiorców energii elektrycznej są w coraz mniejszym stopniu zależne od miejsca umiejscowienia odbiorcy, a w coraz większym stopniu zależą od jego potrzeb. Można uznać, iż modele konsumpcji na wsi i w mieście będą się do siebie zbliżały. Modele konsumpcji pozostałych odbiorców na średnim i niskim napięciu również będą podobne. Po drugie, istnieją różnice w konsumpcji energii elektrycznej na średnim i niskim napięciu w aspekcie czasowym. Zarówno w cyklu rocznym, jak i w cyklu dobowym zaobserwować można pewne charakterystyczne zachowania. Występowanie dużych różnic między „szczytem” a „doliną” jest niekorzystne dla całego systemu. Konieczne jest zatem wprowadzenie takich rozwiązań technologicznych i prawnych, które tą różnicę maksymalnie wyrównają. Po trzecie, badając zachowania odbiorców energii w ramach różnych systemów taryfowania, można zauważyć

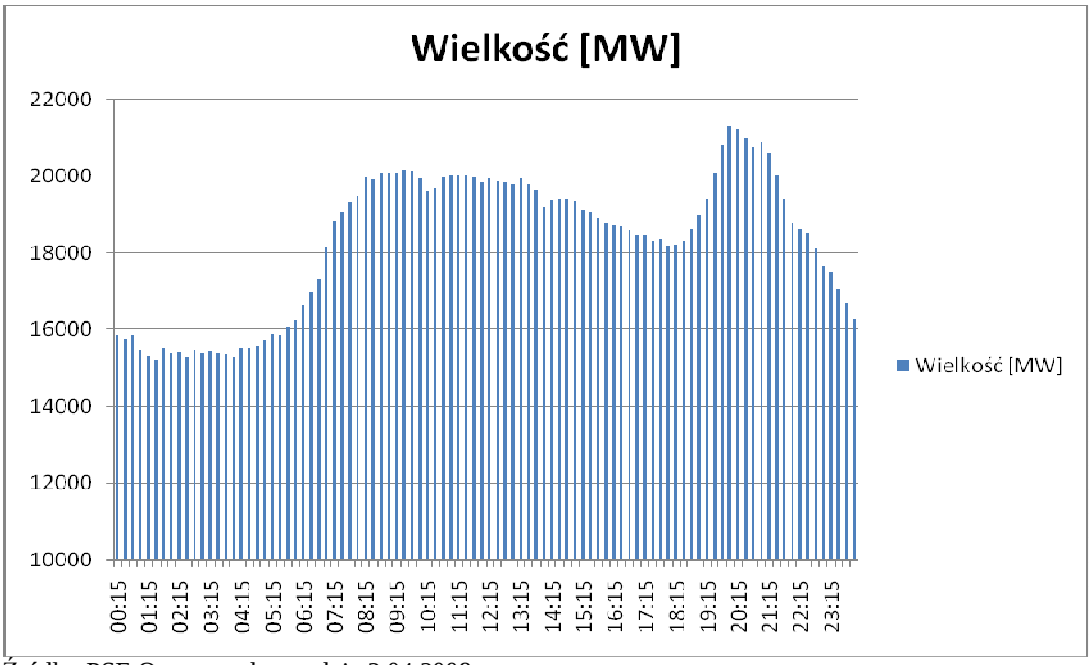
prawidłowość polegającą na większym wyrównywaniu profili zużycia przy występowaniu większej ilości stref czasowo-cenowych. Stanowi to istotny asumpt do dalszych rozważań na temat zwiększenia ilości stref czasowo cenowych. W opinii Ekspertów, optymalnym rozwiązaniem byłoby wprowadzenie stref dobowych 24-godzinnych oraz zróżnicowania cen w aspekcie rocznym. Po czwarte, istnieją różne rozwiązania techniczne w zakresie możliwych systemów opomiarowania. Różnica dotyczy przede wszystkim ilości i sposobu przetwarzania danych pomiarowych. Abstrahując od kosztów poszczególnych rozwiązań, które będą przedmiotem analizy w Raporcie 1 i 2, należy tutaj podkreślić, iż z punktu widzenia funkcjonowania systemu, jak i modelowania zachowań odbiorców, system inteligentny ze zwrotną transmisją danych i szeroką możliwością analizy danych historycznych byłby ze wszech miar zasadny. Po piąte, wydaje się, iż zachowania odbiorców są w dużym stopniu modelowane przez możliwości techniczne systemu. Poziom aktywności odbiorców, jako aktorów na rynku energetycznym zależy od tego, jakie możliwości daje im system i jaki czas reakcji na konkretne działania konsumentów ten system umożliwia. Z uwagi na ogólną sztywność sytemu w tym zakresie, konieczne jest wprowadzenie bardziej elastycznych rozwiązań, zwłaszcza na płaszczyźnie umownej. Inteligentne układy opomiarowania mogą być istotnym elementem zmian w tym zakresie.

2. OPIS STANDARDOWYCH CHARAKTERYSTYK ZUŻYCIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ DLA RÓŻNYCH GRUP ODIORCÓW NA ŚREDNIM I NISKIM NAPIĘCIU

2.1. Charakterystyka zużycia w ujęciu globalnym

Przedstawiając charakterystyki zużycia energii elektrycznej różnych grup odbiorców należałoby w pierwszej kolejności poddać analizie charakterystykę zapotrzebowania na energię elektryczną w ujęciu ogólnokrajowym. Zużycie energii w ujęciu globalnym charakteryzuje się po pierwsze wzrastającym zapotrzebowaniem na energię elektryczną. Prognozuje się stały wzrost tego zapotrzebowania również w latach następnych. Po drugie, zapotrzebowanie to jest nierównomiernie rozłożone w cyklu dobowym i rocznym. Zaobserwować można szczyty w określonych miesiącach (wrzesień-grudzień) i doliny w innych (czerwiec-sierpień). W cyklu dobowym rozłożenie zapotrzebowania na energię elektryczną przedstawia Rys.9. Wynika z niego, iż największe zapotrzebowanie na energię elektryczną jest w szczytach południowych (8.00 – 12.00) i popołudniowych (18.00-21.00).

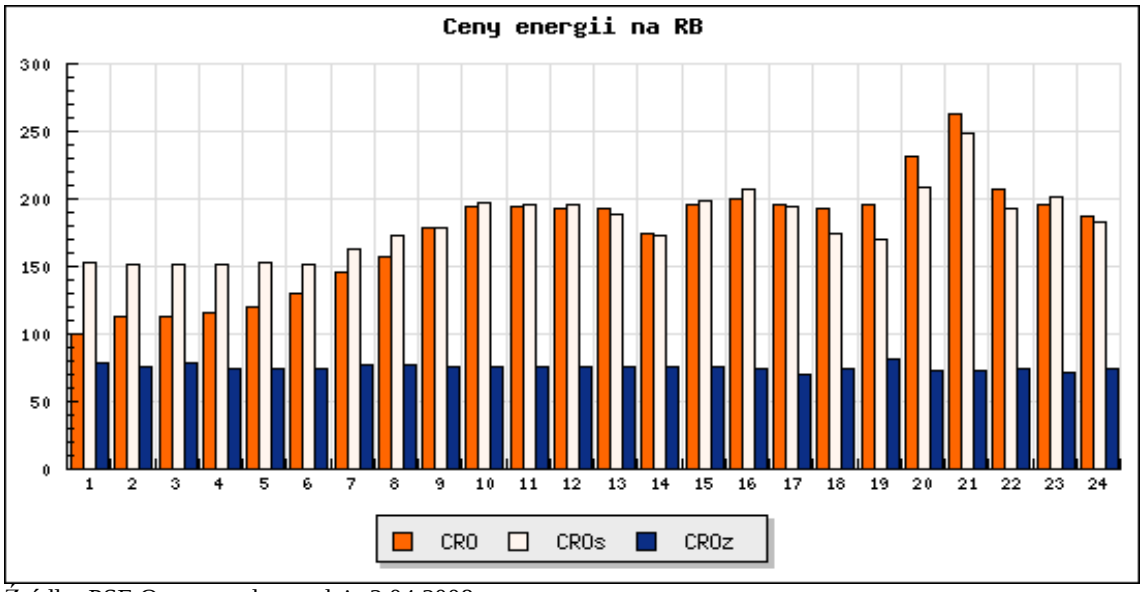
Rysunek 9: Zapotrzebowanie KSE w dniu 1.04.2008



Źródło: PSE Operator, dane z dnia 2.04.2008

Występowanie szczytów obciążenia w ciągu doby w całym systemie elektroenergetycznym powoduje konieczność zapewnienia w tych szczytach dodatkowego wytwarzania energii elektrycznej. Rodzi to szereg kosztów. Po pierwsze, istnieje konieczność zapewnienia dodatkowego wytwarzania energii. W celu pokrycia zapotrzebowania szczytowego do pracy wprowadza się mniej ekonomiczne źródła wytwórcze o zwiększonej emisji. Z uwagi na stan infrastruktury produkcyjnej, wymaga to dodatkowych nakładów na wytwarzanie. Wzrastające koszty paliw pierwotnych będą skutkowały wzrostem kosztów wytwarzania dodatkowej energii. Brak zapewnienia takiego dodatkowego wytwarzania rodzić może zagrożenie dla bezpieczeństwa energetycznego i ciągłości dostaw energii elektrycznej. Po drugie, istnieją obiektywne wątpliwości, co do racjonalności takich inwestycji z punktu widzenia efektywności kosztowej. Tego rodzaju nowe moce wytwórcze będą wykorzystywane w ciągu doby w granicach 10-30% ich potencjalnych możliwości. Powoduje to dodatkowe koszty dla całego systemu i wywołuje pytanie o racjonalność takiej inwestycji oraz o możliwe inne metody osiągnięcia podobnych celów. Po trzecie, bilansowanie rynku w szczytach jest najdroższe (patrz: Rys.11), co rodzi dodatkowe koszty przenoszone w ostatecznym rozrachunku na odbiorcę. Uelastycznienie dobowego zużycia energii elektrycznej może ograniczyć tego rodzaju dodatkowe koszty. Uelastycznienie takie, czyli *de facto* wyrównanie grafików zapotrzebowania możliwe będzie dzięki wprowadzeniu inteligentnego systemu opomiarowania zużycia energii.

Rysunek 11:. Ceny na Rynku Bilansującym w dniu 1.04.2008



Źródło: PSE Operator, dane z dnia 2.04.2008

2.2. Charakterystyka zużycia energii elektrycznej w ramach przyjętej metodologii grup odbiorców

W Rozdziale 1 został zaproponowany podział odbiorców na grupy, który ma w optymalny sposób ukazać wpływ wprowadzenia inteligentnych metod zużycia energii na wzrost efektywności jej zużycia. Zaproponowano podział na:

Gospodarstwa domowe, w tym:

- mieszkania w blokach
- kamienice
- domy jednorodzinne
- gospodarstwa rolne

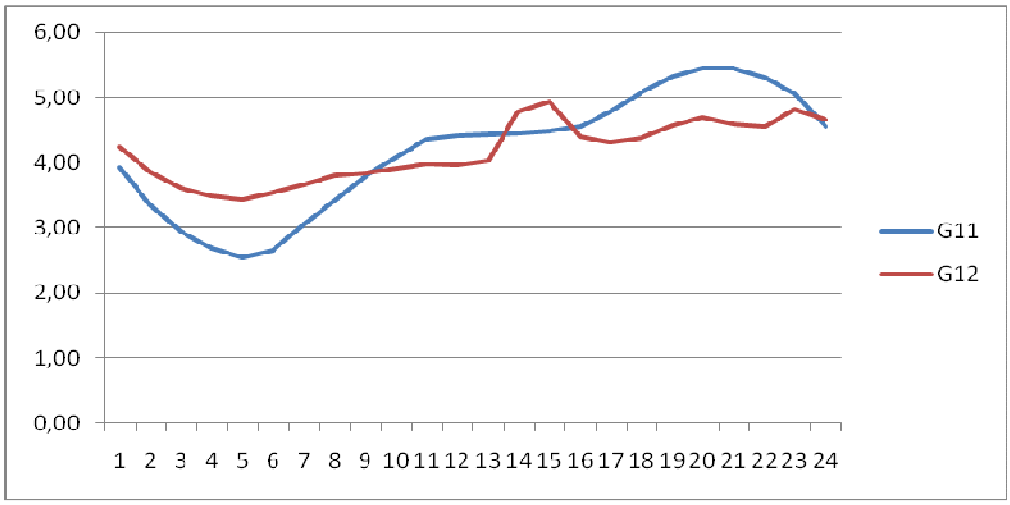
Przedsiębiorstwa, w tym:

- przedsiębiorstwa posiadające urządzenia o dużej mocy
- biurowce
- zakłady usługowe
- rzemiosło

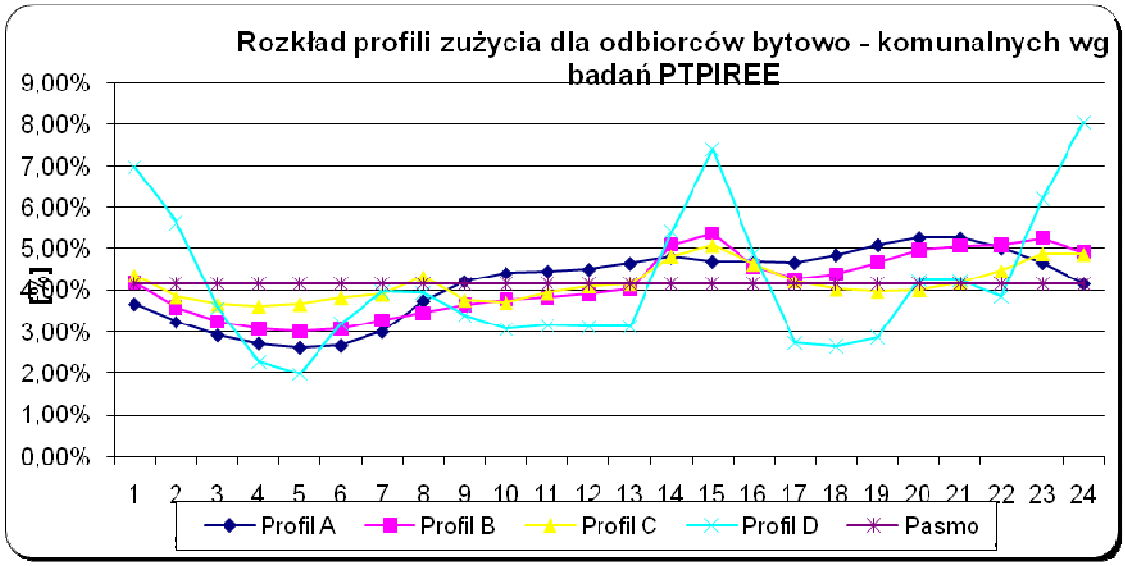
2.2.1 Gospodarstwa domowe

W chwili obecnej opomiarowanie gospodarstw domowych odbywa się w oparciu o liczniki dwustrefowe. Rys.12 przedstawia charakterystykę zużycia energii elektrycznej przez tę grupę odbiorców. Różnica w profilach zużycia wynika z występowania jednej bądź dwóch stref. Większe wyrównanie krzywej zużycia można zaobserwować przy występowaniu dwóch stref. Jest to wynik udziału ogrzewania akumulacyjnego i grzania wody w bojlerach. Również klienci posiadający liczniki dwustrefowe załączają urządzenia, które pobierają większą moc w okresach niższych cen. Załączają pralki zmywarki po godzinie 22.00 oraz między 13.00 a 15.00.

Rysunek 12. Profile jedno i dwustrefowe dla gospodarstw domowych



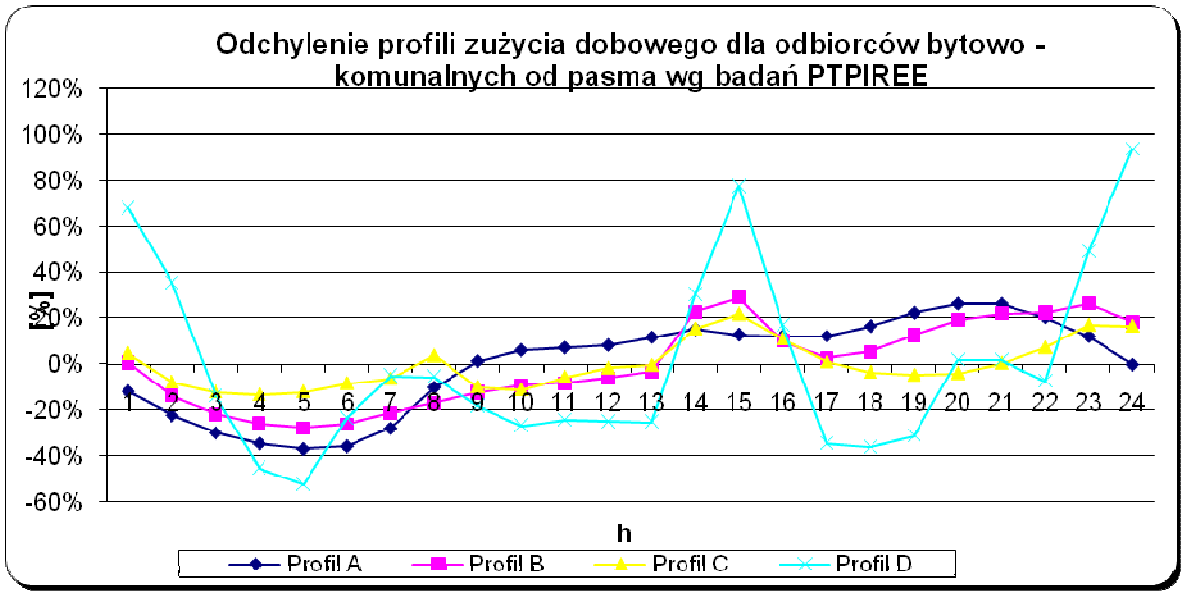
Rysunek 13. Rozkład profili zużycia dla odbiorców bytowo-komunalnych



Źródło: Wg badań PTPiREE

Jak widać na Rys.13, dla systemu elektroenergetycznego najkorzystniejszy jest profil stały (pasmo). Na podstawie przedstawionych profili obliczono pasmo w celu oceny różnicy i podjęcia zakresu działań w celu ich wyrównania.

Rysunek 14. Odchylenie profilu dobowego dla odbiorców bytowo-komunalnych od pasma



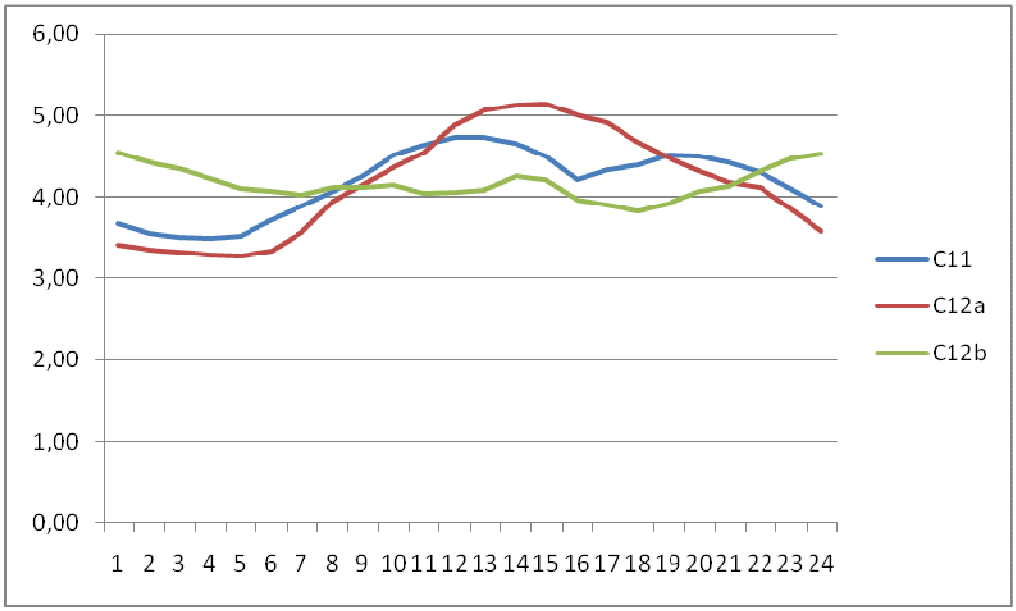
Źródło: Wg badań PTPiREE

Wyrównywanie profili do stanu idealnego dla KSE, czyli pasma, dla zużycia odbiorców bytowo - komunalnych potencjalnie wiąże się z przesunięciem max 8,8% ilości energii, tj. ca 2.441 GWh. Zmiana profilu dla odbiorców bytowo - komunalnych z profilu A na profil B wiązałaby się z przesunięciem max 5,1% ilości energii, tj. ca 1.428 GWh.

2.2.2. Przedsiębiorstwa

W chwili obecnej opomiarowanie odbiorców przemysłowych odbywa się w oparciu o liczniki jedno i dwustrefowe. Rys.15 przedstawia charakterystykę zużycia energii elektrycznej przez tę grupę odbiorców.

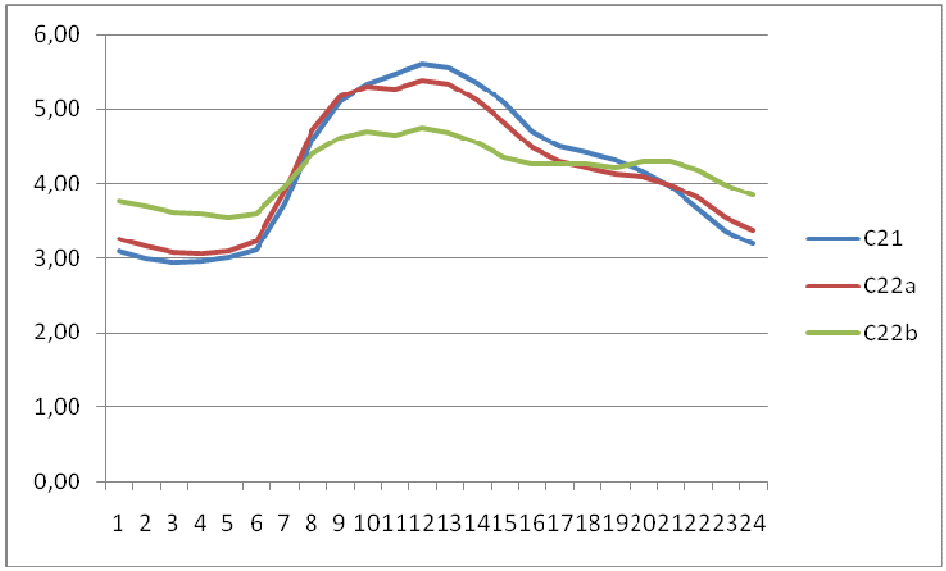
Rysunek 15. Profile jedno i dwustrefowe dla zakładów usługowych



Źródło: Wg badań PTPiREE

Zakłady usługowe korzystają z taryfy jedno i dwustrefowej, przy czym w dwustrefowej wyróżnia się dwa rodzaje taryf: C12b – dzień i noc, oraz C12a – szczyt i pozaszczytowa. Stawki w taryfie C12b wydają się być najlepiej dobrane po względem pracy systemu. Krzywa jest najlepiej wyrównana.

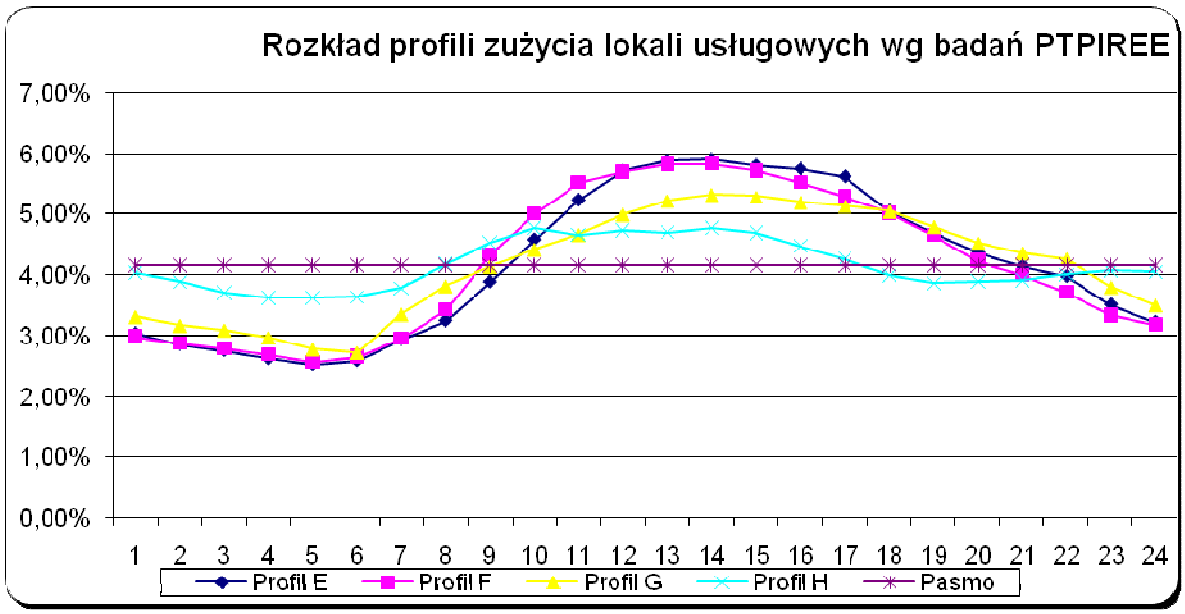
Rysunek 16. Profile jedno i dwustrefowe dla zakładów produkcyjnych



Źródło: Wg badań PTPiREE

Zakłady produkcyjne korzystają z korzystają z taryfy jedno i dwustrefowej, przy czym w dwustrefowej wyróżnia się dwa rodzaje taryf: C22b – dzień i noc, oraz C22a – szczyt i pozaszczytowa. Stawki w taryfie C22b wydają się być najlepiej dobrane po względem pracy systemu. Krzywa jest najlepiej wyrównana.

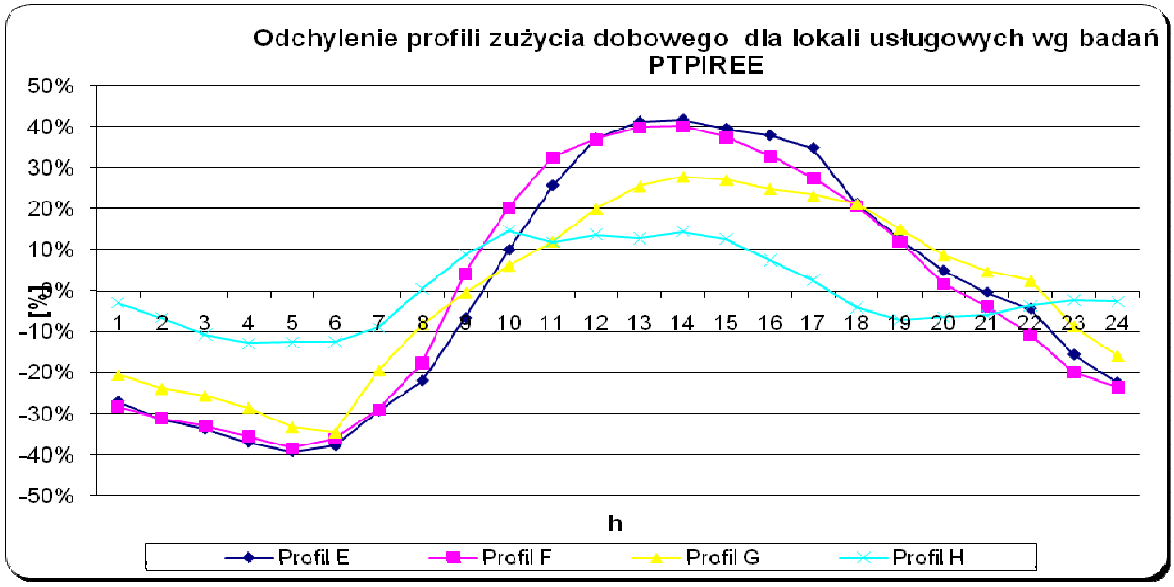
Rysunek 17. Rozkład profili zużycia dla lokali usługowych



Źródło: Wg badań PTPiREE

Dla systemu elektroenergetycznego najkorzystniejszy jest profil stały (pasmo). Na podstawie przedstawionych profili obliczono pasmo w celu oceny różnicy i podjęcia zakresu działań w celu ich wyrównania.

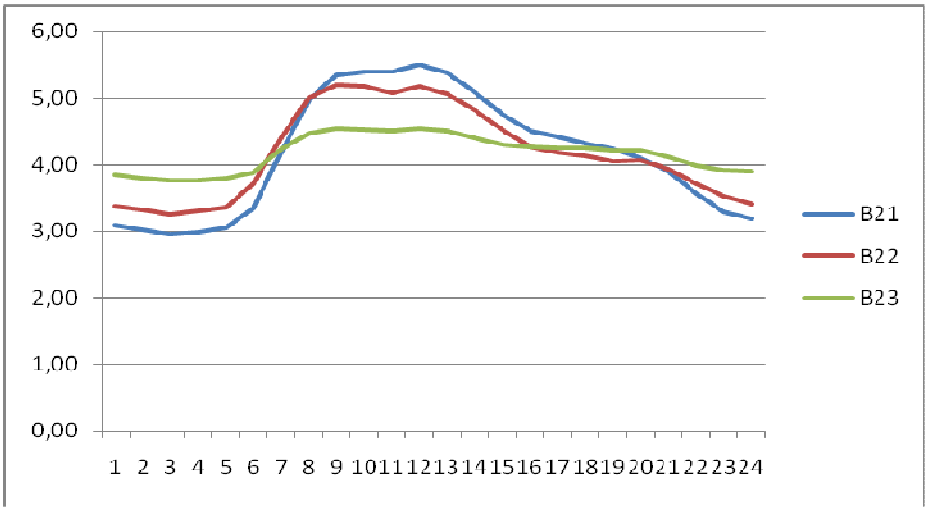
Rysunek 18. Odchylenie profilu dobowego dla lokali usługowych od pasma



Źródło: Wg badań PTPiREE

Wyrównywanie profili do stanu idealnego dla KSE, czyli pasma, wiąże się potencjalnie dla pozostałego poboru na nN z przesunięciem max 12,8% ilości energii, tj. ca 2.802 GWh. Zmiana profilu dla pozostałych odbiorców na niskim napięciu bazując na zmianie z profilu F (jednostrefowego; instalacje trójfazowe) na profil G (dwustrefowy z podziałem na szczyt i pozaszczyt) wiązałaby się z przesunięciem max 4,4% ilości energii, tj. ca 960 GWh.

Rysunek 19. Profile jedno i dwustrefowe odbiorców przemysłowych zasilanych z sieci średniego napięcia



Duże zakłady produkcyjne korzystające z zasilania z sieci średnich napięć, korzystają z taryfy jedno, dwustrefowej i trójstrefowej. Stawki w taryfie trójstrefowej B23 wydają się być najlepiej dobrane po względem pracy systemu. Krzywa jest najlepiej wyrównana. Z porównania wykresów wynika, że charakterystyki poboru energii w strefach zróżnicowanych są bardziej stabilne od jednostrefowych. Różnica dla taryfy trójstrefowej B23 między maksymalnym a minimalnym poborem mocy wynosi 0,76% udziału w profilu a w taryfie jednostrefowej C21 2,67% udziału w profilu. Utworzenie większej ilości taryf ze zróżnicowanymi cenami w ciągu doby i w ciągu roku w zależności od rodzaju użycia deklarowanego przez odbiorcę oraz od miejsca poboru energii może mieć wpływ na wyrównanie krzywej obciążenia systemu energetycznego w ciągu doby.

Obecnie okresem niższych cen są godziny od 13.00 do 15.00 i od 22.00 do 6.00. Znając planowany bilans można zaproponować odbiorcom załączenie urządzeń w godz. 9.00 lub 10.00 albo 16.00, zamiast w godzinach 13.00 do 15.00 poprzez ustalenie odpowiednich cen w tych godzinach. Poniższa analiza wskaże, jaką część odbiorów należałoby przenieść do innych stref aby uzyskać idealny rozkład obciążeń.

2.3. Wnioski

Podsumowując powyższe dane należy przedstawić następujące konkluzje. Po pierwsze, analizując zachowania odbiorców korzystających z układów pomiarowych o większej ilości stref należy spodziewać się dużych różnic w zachowaniu klientów. Odbiorniki o większej mocy, którymi są grzejniki, pralki, żelazka, odkurzacze itp. można załączać w godzinach niższych cen energii, o ile odbiorca będzie posiadał informacje o zróżnicowanych cenach w ciągu doby. Takie zróżnicowanie wydaje się korzystne dla wyrównywania profili zużycia, konieczne jest jednak zapewnienie większej przewidywalności zachowań odbiorców. Wysokość ten energii w poszczególnych godzinach doby, a w szczególności różnice w cenach energii między sąsiadującymi godzinami mogą tę niepewność ograniczać. Po drugie, innym źródłem obciążenia są klimatyzatory pracujące w okresie letnim, których odbiorcy nie wyłączą ze względu na strefę wyższych cen, lecz mogą być wyłączane ze względów bezpieczeństwa pracy systemu. Zgoda na wyłączenie przez operatora systemu dystrybucyjnego klimatyzatora może być rodzajem usługi

systemowej świadczonej przez odbiorcę a uwzględnionej w taryfie. Po trzecie, aby zmienić zachowanie odbiorców należy prowadzić akcje informacyjne i uświadamiające. U wielu odbiorców pokutuje świadomość, iż licznik dwutaryfowy przysługuje jedynie spełniającym specjalne wymagania. Najlepszym argumentem jest rachunek ekonomiczny. Pokazując go klientom można wpływać na ich zachowanie. Takie akcje informacyjne mogą być przeprowadzane przez instytucje publiczne, na przykład federacje konsumentów. Po czwarte, w opinii Ekspertów, wprowadzenie większej liczby stref ułatwi wyrównanie krzywej zapotrzebowania. Rekomendowany wydaje się zatem podział 24-godzinny z cenami zróżnicowanymi w ciągu roku. Zimą najwyższe ceny będą w szczycie wieczornym, a latem w szczycie południowym. Takie rozwiązania nie są możliwe bez wprowadzenia *Smart Meteringu* (dalej: SM).

3. PROGNOZOWANE ZMIANY CHARAKTERYSTYK ZUŻYCIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ PO ZAINSTALOWANIU NOWYCH URZĄDZEŃ POMIAROWYCH OCENA SKUTKÓW PRZEDSIĘWZIĘCIA DLA UCZESTNIKÓW RYNKU

3.1. Czynniki wpływające na zmianę charakterystyk zużycia energii elektrycznej w ramach poszczególnych grup odbiorców

Najbardziej korzystną charakterystyką dla systemu elektroenergetycznego jest charakterystyka płaska (pasmo). Czynnikami mającymi wpływ na zmianę charakterystyki są:

1) Czynniki ekonomiczne,
2) Organizacja pracy,
3) Organizacja życia domowego,
4) Dostęp do informacji o zużyciu energii,
5) Logistyka dostaw energii,

3.1.1. Czynniki ekonomiczne

Czynniki ekonomiczne są najważniejszymi czynnikami mającymi wpływ na zmianę charakterystyki. Wszystkie pozostałe są od nich bezpośrednio lub pośrednio uzależnione. Wprowadzenie 24 stref odczytowych pozwoli na określanie cen energii dla każdej godziny w roku. Obecnie w ten sposób dokonuje się zakupu energii przez przedsiębiorstwa obrotu (giełda energii, platformy obrotu energią, rynek bilansujący itp.), które następnie sprzedają ją dalej w jednej, dwóch lub trzech strefach dobowych. Jak pokazały to wykresy na Rys. 5-7, nie zawsze dopasowanie tych stref jest korzystne dla systemu elektroenergetycznego. W wielu przypadkach powoduje zwiększenie wielkości szczytowych.

3.1.2. Organizacja pracy

Obecnie taryfę i strefy dopasowuje się do naszej organizacji pracy. Jednakże może być odwrotnie. Układ cen energii może wpłynąć na zmiany w organizacji pracy. Zorganizowane zróżnicowanie godzin rozpoczęcia pracy, godzinne przerwy na lunch, systemy pracy zmianowej.

Przeprowadzenie audytów energetycznych zasilania procesów technologicznych może określić najkorzystniejszy czas pracy urządzeń.

3.1.3. Organizacja życia domowego

Wybór rozliczeń jedno- lub dwustrefowych odbiorcy dokonują, jeśli posiadają ogrzewanie akumulacyjne lub bojlery na ciepłą wodę. Szacunkowo korzysta z tego rodzaju rozliczeń ok. 20% odbiorców. Do tego dostosowują oni pracę urządzeń, również w tym czasie włączają pralki, odkurzacze. Warunkiem jest tutaj fizyczna możliwość ich włączenia. Ponieważ w godz. 13.00-15.00 większość osób pracuje, brak timerów na urządzeniach może ograniczać możliwości ich włączenia w tych godzinach. Jak wynika z Rys. 5 w okresie letnim są to szczytowe godziny obciążeń systemu. Pozostali odbiorcy urządzenia domowe włączają o dowolnej porze. Po wprowadzenie zróżnicowanych cen dla każdej godziny klient zastanowi się, czy włączyć pralkę odkurzacz teraz, czy za godzinę lub dwie, gdy cena energii będzie o połowę niższa. Być może przeniesie generalne porządki na sobotę. Jeśli założyć, że pralkę włączamy raz tygodniu, odkurzacz raz w tygodniu i to głównie po przyjściu z pracy to w szczycie obciążenia włączamy:

13 000 000 gospodarstw / 7 dni x 2 kW = 3700 MW

Warto te obciążenia przenieść w strefę poza szczytową

3.1.4. Dostęp do informacji o zużyciu energii

Aby odbiorca właściwie kierował swoimi zachowaniami musi mieć zarówno informację o zużyciu energii przed podjęciem działań, jak i po ich realizacji. Informacja przed podjęciem działań to świadomość o energochłonności urządzeń. Odbiorca powinien posiadać wiedzę, które urządzenia pobierają więcej energii, a które więcej mocy. Musi uzyskać także informację zwrotną o efektach jego działań. Im szybciej informacja dotrze, tym lepszy osiągnie efekt. Przy zastosowaniu SM już drugiego dnia klient może łącząc się z Internetem zaobserwować wynik swoich działań.

3.1.5. Logistyka dostaw energii

Zaopatrzenie w energię składa się z dwóch etapów. Po pierwsze jest to usługa dystrybucyjna, stała na zasadach monopolu naturalnego, regulowana przez Prezesa Urzędu Regulacji i

rozliczana zgodnie z taryfą zatwierdzoną przez Prezesa URE na okres roku. Ta część, jako niepodlegająca konkurencji powinna być jak najtańsza. Prezes URE może mieć wpływ na zachowanie odbiorców różnych stawek godzinowych w ciągu roku. Należy wprowadzić możliwość opłat za moc pobieraną przez gospodarstwa domowe. To klient zdecyduje czy włączy jednocześnie pralkę i odkurzacz i zapłaci za 4 kW czy włączy je w różnym czasie i zapłaci za 2 kW. System opłat podobny jak dla dużych odbiorców. Obecnie stosowane liczniki indukcyjne w gospodarstwach domowych na to nie pozwalają. Po wprowadzeniu SM będzie to możliwe. Na drugi etap, składa się procedura zmiany sprzedawcy, sposób rozliczeń, informacje o cenach energii i taryfach sprzedawców podlegający rynkowi. Powinien on być w jak najprostszy sposób dostępny. Warto zwrócić uwagę, że głównie taryfy sprzedawców różnicują ceny energii i wpływają zna zachowania odbiorców w sposób rynkowy.

3.2. Korzyści dla uczestników rynku

W niniejszym rozdziale przedstawione zostaną korzyści z zainstalowania nowych urządzeń pomiarowych dla poszczególnych uczestników rynku: odbiorców, sprzedawców, OSD, wytwórców, KSE, Rynku Bilansującego (dalej: RB) oraz dla Operatora Systemu Przesyłowego (OSP).

3.2.1. Korzyści dla odbiorców

Do korzyści z zainstalowania nowych urządzeń pomiarowych dla odbiorców zaliczyć należy: obniżenie cen dostaw energii, dostosowanie taryf do indywidualnych zapotrzebowań grup klientów, zwiększenie dokładności rozliczeń za pobraną energię, ograniczenie zużycia energii, uproszczone procedury zmian sprzedawcy oraz polepszenie jakości dostaw energii i jakości parametrów energii. Każdy z tych elementów zostanie omówiony w osobnym podrozdziale.

3.2.1.1. Obniżenie cen dostaw energii

Zróżnicowane ceny energii w poszczególnych godzinach pozwolą decydować odbiorcom o czasie włączenia i wyłączania urządzeń. Wykorzystując systemy rejestracji danych godzinowych można budować taryfy zróżnicowane dla każdej godziny na podstawie kosztów ponoszonych przez prowadzących system elektroenergetyczny. Taryfy dystrybucyjne budowane są na podstawie uzasadnionych kosztów ponoszonych przez operatorów systemów dystrybucyjnych.

Obniżenie kosztów dostaw energii prowadzić będzie do obniżenia stawek opłat dystrybucyjnych. Obniżenie wielkości różnicy bilansowej (strat technicznych, nielegalnego poboru), czy też ograniczenie strat związanych z kradzieżami infrastruktury prowadzić będzie do obniżenia kosztów dostaw energii. Wyrównanie krzywej zapotrzebowania krajowego systemu elektroenergetycznego poprzez likwidację szczytów obciążenia ograniczać będzie straty techniczne, gdyż są one zależne od kwadratu prądu płynącego sieciach. Zdalny odczyt urządzeń pomiarowych, który zapewniają inteligentne układy opomiarowania, to również ograniczenie kosztów związanych z zatrudnieniem odczytujących te układy. Inną grupą kosztów są koszty finansowe, które można ograniczyć poprzez sprawną windykację oraz stosowanie systemów przedpłatowych.

Na poszczególne składniki kosztów, które można ograniczyć składają się[7]:

Działanie	**Moc**	**Energia**	**Koszty**
	MW	**GWh**	**mln zł**
Ograniczenie różnicy bilansowej	359,6	2210	324
Kradzieże infrastruktury			20
Legalizacja wtórna			45
Koszty miesięcznych odczytów			270
Razem koszty zaoszczędzone			**659**

Źródło: opracowanie własne

Ograniczenie kosztów o 659 milionów zł mogłoby doprowadzić do obniżenia stawek dystrybucyjnych o ok. 5%. Te środki można w pierwszej kolejności przeznaczyć na sfinansowanie wprowadzenia inteligentnego systemu opomiarowania w ramach każdego OSD. W momencie wprowadzenia systemu, powstające z jego funkcjonowania korzyści mogłyby w późniejszej kolejności przełożyć sie na konkretne obniżki taryfy dystrybucyjnej dla odbiorców.

[7] Koszty skalkulowane w obszarze całego kraju.

3.2.1.2 Dostosowanie taryf do indywidualnych zapotrzebowań grup klientów

Zastosowanie liczników z godzinową rejestracją umożliwi dostosowanie taryf do indywidualnych zapotrzebowań grup klientów. Istnieje możliwość utworzenia większej ilości stref czasowych nawet do 24. Sprzedawca może zaproponować odbiorcy taryfę dostosowaną do jego profilu zużycia bez ryzyka ponoszenia kosztów odchyleń na rynku bilansującym. Jak przedstawiono na Rys.9, cena sprzedaży energii na Rynku Bilansującym waha się w granicach od 100 do 260 zł/MWh a cena zakupu przez Rynek Bilansujący kształtuje się na poziomie 70 zł. Średnia cena zakupu na rynku wynosi ok. 140 -150 zł/MWh. Odchylenie między prognozowanym zapotrzebowanie odbiorcy na energię elektryczną a ilością tej energii faktycznie pobranej z sieci może kosztować sprzedawcę od 70 do 100 – 120 zł za MWh zakontraktowaną dla odbiorcy. Im mniejsze jest to odchylenie, tym jego koszt jest mniejszy. Koszty niezbilansowania sprzedawca będzie starał się przenieść na odbiorcę, przez co staje się mniej konkurencyjny. W sytuacji obiektywnej niemożności zbilansowania danego odbiorcy, ponosić on będzie koszty tego niezbilansowania, gdyż żaden sprzedawca nie będzie w stanie zaproponować mu bardziej konkurencyjnej ceny energii elektrycznej. Dokładność pomiaru jest zatem jedną z istotnych przesłanek wpływających na ceny energii elektrycznej dla odbiorcy.

3.1.2.3. Dokładność rozliczeń za pobraną energię

Dokładność rozliczeń za pobraną energię elektryczną ma znaczenie zarówno ekonomiczne, jak i psychologiczne. Odbiorca zainteresowany jest ponoszeniem kosztów wyłącznie za zużytą przez siebie energię elektryczną. Jest on również zainteresowany otrzymywaniem przejrzystej informacji o charakterystyce własnego zużycia i wynikających z tego kosztach. Jakiekolwiek ograniczenia w tym zakresie powodować mogą spadek jego zaufania do pozostałych uczestników rynku, w tym zwłaszcza OSD i sprzedawców.

W chwili obecnej stosowane są różne cykle odczytywania urządzeń pomiarowych: jednomiesięczne, dwumiesięczne, czteromiesięczne, półroczne i roczne. Najbardziej rozpowszechnionym cyklem odczytowym w grupach taryfowych A, B, C2 są okresy miesięczne; w grupach taryfowych C1 dwumiesięczne, zaś w grupach G półroczne. Grupy taryfowe pracownicze odczytywane są przeważnie raz w roku. Faktury za zużytą energię wystawiane są w oparciu o prognozy w cyklach głównie dwumiesięcznych w przypadku odczytów w okresach dłuższych niż dwa miesiące.

Poddając analizie obecny stan rynku w tym zakresie, faktury wystawiane na podstawie prognoz są źródłem wielu konfliktów. Wynikają one zarówno z błędów prognostycznych, jak również z błędnej ich interpretacji przez samych odbiorców. Błędy prognostyczne powodują zaniżone i zawyżone okresowe faktury. Konsekwencją tego jest właśnie brak zaufania do dostawcy energii i trudności płatnicze u osób o niskich dochodach, dla których może to być powodem trudności w utrzymaniu płynności finansowej (tzw. pułapka zadłużeniowa).
Rekomendowanym przez Ekspertów rozwiązaniem w tym zakresie jest stworzenie systemu umożliwiającego wystawianie faktur w krótszych odstępach czasu oraz opieranie ich w większym zakresie na faktycznym zużyciu energii przez danego odbiorcę. Faktury wystawiane w okresach krótszych i w oparciu o faktyczne zużycie energii poprawią płynność finansową zarówno odbiorców, jak i przedsiębiorstw energetycznych.

3.1.2.4. Ograniczenie zużycia energii

Faktury wystawiane w okresach krótszych i z faktycznego zużycia zwiększą motywację do oszczędzania energii. Odczyt w cyklu sześciomiesięcznym i wystawienie prognozy na następne 6 miesięcy i korygowanie następnej prognozy powoduje, że klient ewentualne oszczędności może zauważyć dopiero po 2 latach, o ile nie nastąpi wzrost cen energii a klient będzie cały czas zachowywał reżim technologiczny. Tak długi okres dochodzenia do efektów własnych działań efektywnościowych powoduje zniechęcenie i utratę zaufania do przedsiębiorstwa energetycznego. Na podstawie danych z innych państw, gdzie po wprowadzeniu inteligentnego odczytu danych pomiarowych w cyklu godzinowym otrzymano efekt oszczędnościowy na poziomie 6-10% w krótkim okresie czasu, można zdaniem Ekspertów oczekiwać podobnej skali oszczędności w Polsce.

3.1.2.5. Uproszczone procedury zmiany sprzedawcy

Ograniczenie w częstotliwości zmiany sprzedawcy spowodowane jest koniecznością dokonania odczytu wskazań układu pomiarowego w celu rozliczenia dotychczasowego sprzedawcy i określenia stanu początkowego dla nowego sprzedawcy.
Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej w części dotyczącej *bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi* zakłada maksymalny okres przeprowadzenia procedury zmiany sprzedawcy 30 dniowy, jeśli zainstalowany jest licznik

indukcyjny (pierwsza zamiana sprzedawcy i odbiorca posiada umowę kompleksową) oraz 14 dniowy jeśli jest zainstalowany licznik elektroniczny z możliwością zdalnego odczytu (kolejna zmiana sprzedawcy). Odbiorca posiada oddzielnie umowę o świadczenie usług dystrybucyjnych i zainstalowany układ pomiarowy, zgodnie wymogami określonymi w *Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r., w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.*

Układ pomiarowy powinien posiadać możliwość rejestracji profilu dobowo-godzinowego i umożliwiać dokonanie zdalnego odczytu. Wyjątkiem są odbiorcy grupy taryfowej G i C1, gdzie można zastosować standardowe profile zużycia i zmiana sprzedawcy może potrwać do 30 dni.

Obecne przepisy nie ograniczają możliwości częstych zmian sprzedawcy z punktu widzenia OSD, jeśli jest zainstalowany układ pomiarowy ze zdalnym odczytem. W § 12 Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r., *w sprawie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,* określa, że w przypadku zmiany sprzedawcy przez odbiorcę końcowego:

1) nowy sprzedawca informuje poprzedniego sprzedawcę i przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej o dniu rozpoczęcia przez niego sprzedaży energii elektrycznej oraz wskazuje miejsce przekazywania danych pomiarowych, nie później niż przed dniem rozpoczęcia sprzedaży tej energii;
2) zmiana tego sprzedawcy następuje w ostatnim dniu okresu rozliczeniowego lub w każdy inny dzień określony w umowie sprzedaży energii elektrycznej, w którym dokonany zostanie odczyt układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz nastąpi rozpoczęcie dostarczania energii elektrycznej przez nowego sprzedawcę.

Z punktu widzenia OSD zmiana sprzedawcy może nastąpić prawie z dnia na dzień, o ile OSD będzie posiadał właściwe systemy akwizycji danych pomiarowych i umowy sprzedaży na to pozwolą. Sprzedawcy mogą zabezpieczyć się, w stosunku do klienta, zapisami lojalnościowymi, terminami wypowiedzenia umowy i karami umownymi.

Inteligentny system opomiarowania nie rozwiąże wszystkich kwestii związanych ze zmianą sprzedawcy, a szerzej z funkcjonowaniem rynku konkurencyjnego. Jest on jednak istotnym narzędziem umożliwiającym od strony technicznej przyspieszenie zmiany sprzedawcy, otrzymanie ścisłych danych pomiarowych w krótkim okresie czasu oraz faktyczny udział klienta w rynku konkurencyjnym jako podmiot uczestniczący w tym rynku.

3.1.2.6. Jakość dostaw energii i jakość parametrów energii

Przepis art. 4.1. ustawy *Prawo energetyczne* (dalej: PE) mówi, że przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii, jest obowiązane utrzymywać zdolność urządzeń, instalacji i sieci do realizacji zaopatrzenia w energię w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących wymagań jakościowych. Art.9 przekazuje delegacje ministrowi gospodarki do wydania rozporządzenia określającego parametry jakościowe energii elektrycznej i standardy jakościowe obsługi odbiorców. Art. 46 tej ustawy przekazuje delegacje ministrowi gospodarki do wydania rozporządzenia określającego sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców.

Minister Gospodarki na podstawie tych delegacji wydał w dniu 4 maja 2007 r. Rozporządzenie w sprawie funkcjonowania systemy elektroenergetycznego, gdzie w rozdziale 10 określił parametry jakościowe energii elektrycznej i standardy jakościowe obsługi oraz sposób załatwiania reklamacji. W ramach parametrów jakościowych energii zostały określone wartości częstotliwości, odchyleń napięcia, zawartości harmonicznych napięcia, migotania światła, dopuszczalne, bez ponoszenia odpowiedzialności, czasy trwania przerw awaryjnych i planowych. W tym rozdziale nałożony jest również obowiązek monitorowania czasów trwania tych przerw i publikowania wskaźników ich trwania. Znajduje się tam również polecenie bezzwłocznego przystąpienia do likwidacji zakłócenia.

Pomiar parametrów jakościowych energii, jaką otrzymują odbiorcy dokonywany jest głównie w wyniku zgłoszeń reklamacyjnych. Niejednokrotnie, ze względu na zmienność stanów sieci, pomiary dokonywane sporadycznie nie przedstawiają faktycznych parametrów energii, jaką otrzymuje odbiorca. Zainstalowanie dedykowanych urządzeń pomiarowych jakości energii jest drogie ok. 2000 zł./odbiorcę a zainstalowanie u wybranych nie spełnia zadania ponieważ zakłócenia mogą występować w części nie objętej monitoringiem. Wprowadzenie inteligentnego systemu opomiarowania pozwoli na objęcie monitoringiem całej sieci.

Czas przerwy awaryjnej liczony jest od momentu uzyskania przez przedsiębiorstwo energetyczne informacji o jej wystąpieniu do czasu wznowienia dostarczania energii. Celem ograniczenia czas przerw awaryjnych koniecznym jest, by informacja o awarii dotarła do

operatora. Informacje o awarii w sieciach niskiego napięcia, których jest ponad 80%, docierają do przedsiębiorstwa energetycznego drogą zgłoszeń telefonicznych od klientów w różnym czasie od ich powstania. Jedynie informacje o awariach w sieciach średnich i wysokich napięć docierają do służb dyspozytorskich automatycznie. System inteligentnego opomiarowania zapewni przekazywanie tego rodzaju informacji w czasie rzeczywistym, poprawiając tym samym poziom bezpieczeństwa energetycznego w aspekcie wewnętrznym.

Bonifikaty za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej w tym za ponadnormatywne przerwy otrzymują odbiorcy, jeśli o nie wystąpią. Po wprowadzeniu systemów inteligentnego opomiarowania i zmian prawnych w *Rozporządzeniu Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego*, bonifikaty mogłyby być wypłacane na podstawie danych pomiarowych. Byłoby to bardziej dyscyplinujące operatorów i przyspieszyło usuwanie awarii. Aby uniknąć przerw planowych częściej podejmowano by decyzje o prowadzeni prac w technologii pod napięciem.

3.1.3. Korzyści dla sprzedawców

Do korzyści z zainstalowania nowych urządzeń pomiarowych dla sprzedawców zaliczyć należy: możliwość pozyskania klienta oraz ochronę przychodów. Obie te korzyści zostaną omówione w podrozdziałach poniżej.

3.1.3.3. Pozyskanie klienta

Dane pomiarowe mają podstawowe znaczenie dla pozyskania klienta. Przedsiębiorstwa handlowe mając rzeczywisty profil zużycia energii przez klienta mogą zaproponować odpowiednią taryfę, dostosowaną do jego potrzeb. Mogą również zaproponować zmiany w zachowaniu klienta w celu racjonalizacji zużycia energii poprzez odpowiednią strukturę stawek taryfowych jak i zmiany techniczno-organizacyjne (audyty zasilania procesów technologicznych oraz powierzenie sterowania pracą urządzeń).

3.1.3.4. Ochrona przychodów

Precyzyjne zakupy energii dostosowane do rzeczywistego profilu zużycia odbiorcy ograniczą koszty Rynku Bilansującego (RB) dla sprzedawców. Liczbowe oszacowanie kosztów tego niezbilansowania w aspekcie globalnym jest trudne do przeprowadzenia z uwagi na różnorodność podmiotów bilansowanych. Im większa grupa bilansowana tym koszty są mniejsze. Odbiorcy w jednej grupie bilansującej bilansują się wzajemnie. Koszty niezbilansowania w przedsiębiorstwach pełniących role sprzedawcy z urzędu wyłonionych z dawnych spółek dystrybucyjnych bilansujących grupę ponad milion odbiorców wynoszą ok. 5 zł rocznie na odbiorcę a bilansujących 3 miliony odbiorców ok. 3 zł rocznie. Natomiast małe przedsiębiorstwa obrotu bilansujące pojedyncze podmioty poniosą dużo większe koszty. Nietrafienie z prognozą o 10 MW dla jednego dużego odbiorcy pobierającego 100 MW wg cen z Rys.9 spowoduje stratę rzędu 12000 zł dziennie. Dlatego też dokładność i częstotliwość otrzymywanych danych, ze względu na tworzone prognozy będzie bardzo ważnym czynnikiem rozwoju rynku. Pozwoli wejść na rynek małym przedsiębiorstwom obrotu.

Sprzedawcy będą mogli rozliczać dużych odbiorców z kosztów niezbilansowania indywidualnie, ale w celu ograniczenia kosztów związanych z Rynkiem Bilansującym, ze względu na koszty taryfikowania, koszty dedykowanych systemów informatycznych, koszty nieumiejętnego prognozowania, duzi odbiorcy czynności te często powierzają sprzedawcy.

Drobni odbiorcy nie będą rozliczani indywidualnie z kosztów niezbilansowania. Koszty te zostaną przeniesione w cenie energii. Dlatego ważnym jest, aby sprzedawcy mieli bieżącą informację (codziennie) o rzeczywistym zużyciu klientów w celu prognozowania zakupów na dni następne (zgłoszenie grafików na rynek bilansujący odbywają się w dniu n-1)

Przerwy awaryjne mają wpływ na koszty bilansowania. Przedsiębiorstwa obrotu zakupiły energię dla odbiorców, którzy zostali awaryjnie wyłączeni. Energię tą będą musieli odsprzedać na Rynku Bilansującym. Między innymi z tych powodów, aby przedsiębiorstwa obrotu mogły ocenić i wycenić ryzyko, publikowane są przez operatorów wskaźniki jakościowe dostarczanej energii:

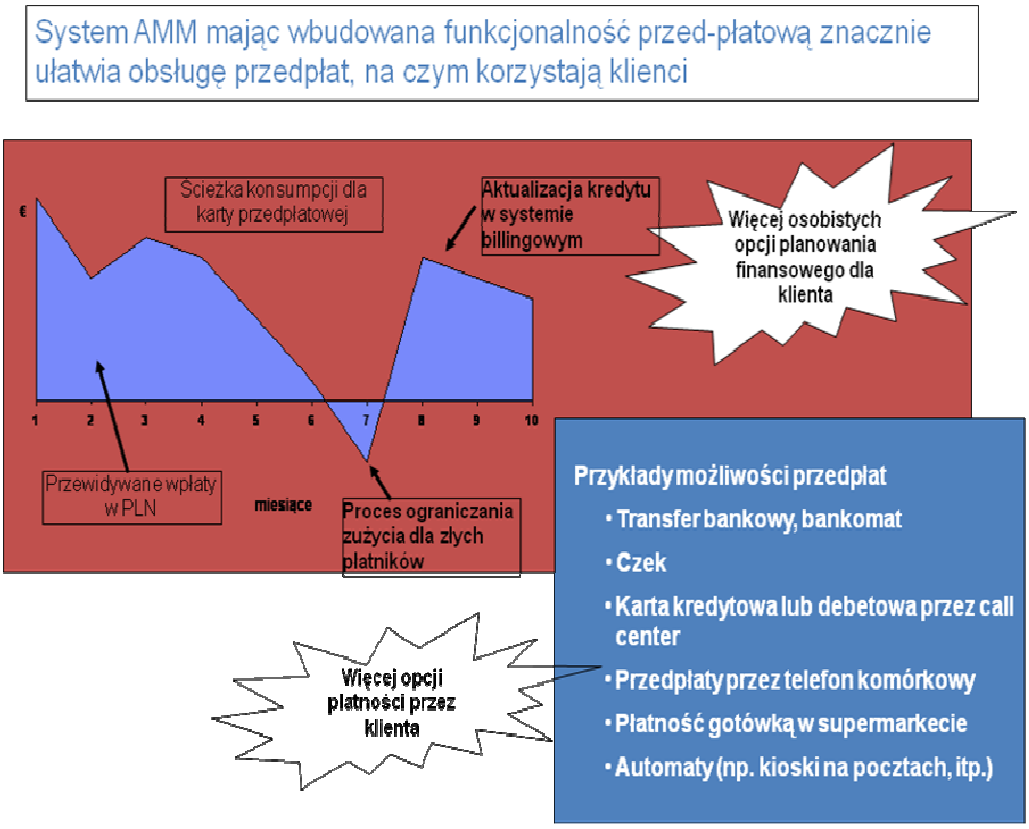
l) wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej (SAIDI), stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku, podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,

2) wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich (SAIFI), stanowiący liczbę wszystkich tych przerw w ciągu roku, podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców wyznaczone oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych;
3) wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI), stanowiący liczbę wszystkich przerw krótkich w ciągu roku, podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.

Systemy GIS czy SCADA pozwalają na określenie przerw z bardzo małą dokładnością. Przy pomocy systemu zarządzającego danymi pomiarowymi można dokładnie określić wymagane wskaźniki i na ich podstawie wyciągać wnioski o jakości sieci.

Ograniczenie nielegalnego poboru energii stanowi również ochronę przychodów sprzedawcy. Zwłaszcza umowy zawierane z drobnymi klientami stanowią, że podstawą rozliczeń stanowią wskazania układów pomiarowych, a nie kontrakty godzinowe. Zaniżone wskazania układów pomiarowych ograniczają sprzedaż do klientów. Rozwój wirtualnych systemów przedpłatowych w systemach zarządzania danymi pomiarowymi, bez konieczności wymiany liczników na liczniki specjalnej konstrukcji może spowodować szybszy wpływ pieniędzy do przedsiębiorstwa obrotu, a zatem poprawi płynność finansową i ograniczy koszty finansowe. Systemy przedpłatowe stosowane są w obiektach wynajmowanych (lokale mieszkalne, lokale usługowe), użytkowanych czasowo (domki letniskowe, lokale gastronomiczne w miejscowościach letniskowych). Systemy przedpłatowe stosowane są również jako systemy socjalne na życzenie osób „żyjących z dnia na dzień”. Systemy przedpłatowe stanowić mogą również narzędzie dyscyplinujące płatników.

Rysunek 20: Zastosowanie systemów przedpłatowych



Źródło: Carlo Drago – IBM, *Automated Meter Management*, Gdańsk, 30 marca 2006

Wymiana układów na układy umożliwiające zdalne wstrzymywanie dostaw energii elektrycznej to także doskonałe narzędzie windykacyjne w postępowaniu wobec odbiorców, którym wstrzymanie energii jest utrudnione, a nawet niemożliwe. Wstrzymanie dostarczania energii może nastąpić po ziszczeniu się przesłanek określonych w art. 6 ust. 3a ustawy PE, tj. po pewnym przeterminowaniu należności oraz upływie dodatkowego terminu wyznaczonego do jej zapłaty wraz z zagrożeniem wypowiedzeniem umowy.

3.1.4. Korzyści dla OSD

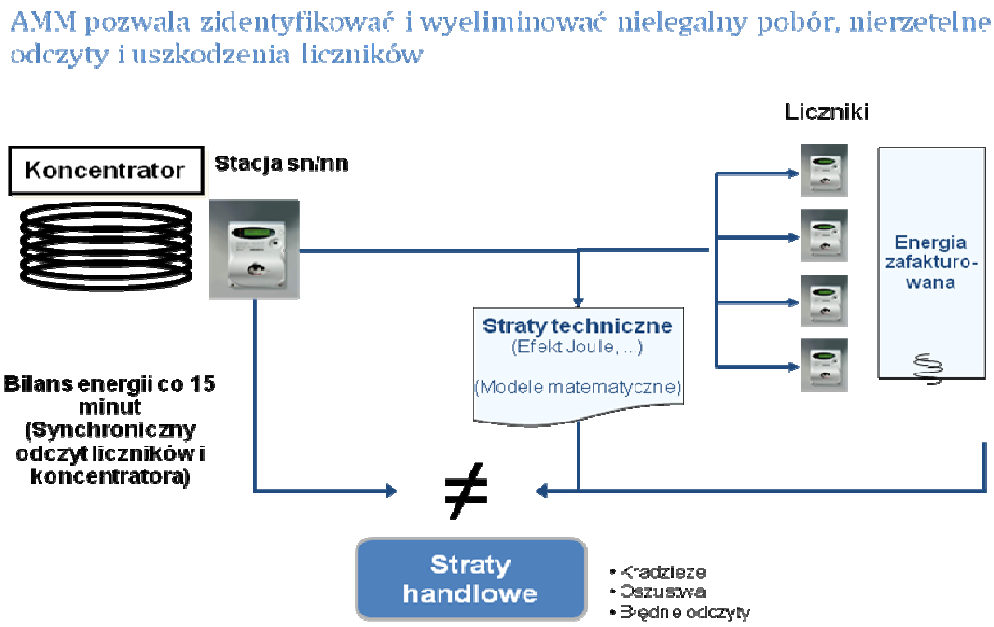
Do korzyści z zainstalowania nowych urządzeń pomiarowych dla OSD zaliczyć należy: ograniczenie różnicy bilansowej, strat wynikających z kradzieży infrastruktury technicznej, a także kradzieży energii, minimalizację strat energii w licznikach indukcyjnych, większą dokładność pomiarów, ograniczenie kosztów w zakupie i logistyce układów pomiarowych oraz

legalizacji układów pomiarowych, ograniczenie kosztów zleceń w terenie i obsługi klientów, a także zwiększenie ochrony przychodów. Każdy z tych elementów zostanie omówiony w osobnym podrozdziale.

3.1.4.3. Ograniczenie różnicy bilansowej oraz straty wynikające z kradzieży infrastruktury energetycznej

Istnieje możliwość ograniczenia różnicy bilansowej poprzez bieżące bilansowanie małych obszarów np. stacji transformatorowych. Taki też system bilansowanie Eksperci rekomendują w przypadku wprowadzenia systemu inteligentnego opomiarowania.

Rysunek 21. Identyfikacja nielegalnego poboru



Źródło: Carlo Drago – IBM, *Automated Meter Management*, Gdańsk, 30 marca 2006

Straty w znacznej części powodowane są nielegalnym poborem energii elektrycznej, który zgodnie z art. 3 pkt 18 ustawy PE określić należy jako pobieranie energii elektrycznej bez zawarcia umowy, z całkowitym lub częściowym pominięciem układu pomiarowo – rozliczeniowego lub poprzez ingerencję w ten układ mającą wpływ na zafałszowanie pomiarów

dokonywanych przez układ pomiarowo-rozliczeniowy. Nielegalny pobór energii jest jednocześnie czynem karalnym, określonym w art. 278 § 5 w związku z § 1 Kodeksu karnego.

Wszystkie zdefiniowane w ustawie PE, postaci nielegalnego poboru prowadzą do strat przedsiębiorstw energetycznych, trudnych do zrekompensowania z następujących powodów. Po pierwsze, w wielu przypadkach nielegalny pobór dokonywany jest przez osoby, wobec których windykacja należności mających pokryć powstałą stratę jest znacznie utrudniona lub wręcz niemożliwa ze względu na sytuację majątkową tych osób. Po drugie, zdarzają się przypadki nielegalnego poboru, w których osoba dokonująca tego procederu jest niemożliwa do ustalenia (kradzież energii bezpośrednio z linii). Po trzecie, należność z tytułu nielegalnego poboru, stwierdzonego wobec osób, które biorą aktywny udział w procesach o zapłatę należności z tego tytułu, nie jest często zasądzana na rzecz operatorów systemów dystrybucyjnych z tego powodu, że nie potrafią oni wykazać odpowiedzialności danej osoby z tego tytułu (tak dzieje się w przypadkach, gdy układ znajduje się poza nieruchomością odbiorcy, tj. w poza ogrodzeniem lub na klatce schodowej). W związku z tymi trudnościami oczywistym jest, że zmiana układów prowadząca do łatwiejszego zarządzania pobieraną energią przyczynić się może do zmniejszenia tego zjawiska.

Przy zastosowaniu liczników indukcyjnych i zróżnicowaniu czasu odczytu z obszaru jednej stacji transformatorowej dokładność bilansowania wynosi kilkanaście procent. W niektórych obszarach bilansowanie jest bardzo trudne lub nawet niemożliwe. Dotyczy to przede wszystkim obszarów turystycznych, wykorzystywanych sezonowo lub okresach weekendowych. Przy zastosowanie liczników elektronicznych rejestrujących profil dobowy zużycia zbilansowanie obszaru może być dokonane nawet po roku. Zmiana w konfiguracji pracy sieci związana z awariami, pracami eksploatacyjnymi i przyłączeniami nowych odbiorców w przypadku stosowania liczników indukcyjnych może uniemożliwić zbilansowanie stacji. W przypadku zastosowania liczników elektronicznych, w większości przypadków zbilansowanie będzie trudne, ale możliwe. Poza tym liczniki elektroniczne są bardziej odporne na działanie zewnętrznych pól magnetycznych i zniechęcają do manipulacji. Znacznie ważniejszym czynnikiem jest świadomość klienta, iż jakakolwiek manipulacja w układzie pomiarowym będzie natychmiast sygnalizowana do operatora.

Na poszczególne składniki kosztów, które można ograniczyć składają się: kradzieże energii, straty w licznikach indukcyjnych, brak dokładności pomiarów, kradzieże infrastruktury, zakupy i logistyka, zlecenia w terenie, obsługa klientów oraz ochrona przychodów.

3.1.4.4. Kradzieże energii

Ograniczenie różnicy bilansowej z tego tytułu to 3%. Obecnie różnica bilansowa w sieci średniego i niskiego napięcia kształtuje się na poziomie 10%. Z czego 1,5% stanowią straty w sieci średniego napięcia, 5% uzasadnione straty techniczne w sieci średniego i niskiego napięcia, 0,5% straty techniczne wynikające z usterek w sieci (pęknięte izolatory, uszkodzone odgromniki, gałęzie dotykające przewodów, itp.). Ponieważ kradzieże energii zdarzają się w sieci niskiego napięcia do obliczeń efektów przyjęto dane z tabeli 2 (dostawy energii elektrycznej odbiorcom na niskim napięciu) i cenę zakupu energii na pokrycie strat i potrzeb własnych 147 zł/MWh.

49783000 MWh x 147 zł/MWh x 3% = 219543030 zł ~ 220 milionów zł

Stanowi to obniżenie mocy szczytowej przedstawionej na Rys.6 i danych z Tab. 1b o 0,44 x 21300 MW x 3% = 283 MW.

Przy zastosowaniu zdalnej transmisji danych pomiarowych z liczników powstaje możliwość bieżącego bilansowania przepływu energii z obszarów stacji transformatorowych. Przy zastosowani techniki PLC zmiana konfiguracji zasilania odbiorcy nie ma znaczenia, ponieważ koncentrator na ogół umieszczony jest w stacji. Przy zastosowaniu innych technik wymagane jest śledzenie konfiguracji zasilania odbiorców.

Poza nielegalnym poborem energii dokładne bilansowanie małych obszarów pozwala na wykrywanie usterek technicznych. Zwarcia niezupełne, spowodowane uszkodzeniami izolatorów, odgromników czy w wyniku dotykania gałązek do przewodów powodują przepływ prądów doziemnych na tyle małych, aby nie spowodować zadziałania zabezpieczeń, ale powodujących systematyczne straty (przy zabezpieczeniu 100 A w stacji upływność 5 A będzie dla pracy sieci niezauważalna a spowoduje straty 8000 kWh rocznie. Jest to pobór 3-4 gospodarstw domowych rocznie). Dokładne bilansowanie pozwoli na szybkie określenie takiej różnicy.

Do oszacowania efektów ograniczenia strat technicznych nieuzasadnionych przyjęto dane z tabeli 1b (dostawy energii elektrycznej odbiorcom na średnim oraz niskim napięciu)

(36875000 MWh + 49783000 MWh) x 147 zł/MWh x 0,5% = 63693630 ~ 64 miliony zł

Stanowi to obniżenie mocy szczytowej przedstawionej na Rys.6 i danych z Tab. 2 o

0,773 x 21300 MW x 0,5% = 82 MW

3.1.4.5. Straty energii w licznikach indukcyjnych

Cewki napięciowe w licznikach indukcyjnych do swej pracy pobierają energię, która nie jest wliczana do zużycia klientów. Licznik indukcyjny, niezależnie od ilości energii pobieranej przez klienta pobiera więcej od licznika elektronicznego o ok. 0,5 W w przypadku licznika jednofazowego i ok. 1.5W w przypadku licznika trójfazowego. Obecnie w sieci pracuje ok. 15 milionów liczników i jak wynika Raportu 1 93,3% stanowią liczniki indukcyjne. Około 8,4 miliona stanowią liczniki jednofazowe i ok. 5,6 miliona liczniki trójfazowe. Straty energii w tych licznikach są stałe w ciągu całego okresu użytkowania.

8400000 x 0,5W + 5600000 x 1,5W = 12600000W = 12,6 MW

12,6 MW x 8760h = 110376 MWh

110376MWh x 147 zł/MWh = 16225272 zł ~ 16 milionów zł

3.1.4.6. Dokładność pomiarów

Prąd rozruchowy licznika indukcyjnego jest co najmniej dwa razy większy niż prąd rozruchowy licznika elektronicznego. Oznacza to, że urządzenia pracujące w tzw. *stand-by* mogą nie być zmierzone przez liczniki indukcyjne. Dla licznika podłączonego do sieci bez przekładników pomiarowych rozruch licznika indukcyjnego następuje przy poborze mocy ok. 15 W. Rozruch licznika elektronicznego nastąpi w przedziale 5-6 W. Większość urządzeń domowych pracujących w pozycji oczekiwania pobiera 7 do 9 W. Liczniki indukcyjne kl. 2 w układach pomiarowych odbiorców przemysłowych zasilanych poprzez przekładniki prądowe 100/5 będą zaczynały mierzyć energię dopiero po przekroczeniu progu 26 kW. Liczniki elektroniczne tej

samej klasy po przekroczeniu progu 13 kW. Liczniki elektroniczne klasy 0.5 rozpoczną pomiar po przekroczeniu progu 2,6 kW. Energia pobierana w szczycie wieczornym, a więc w strefie najwyższych kosztów wytwarzania, pobierana przez biurowce, w których zakończono pracę, a komputery pozostają włączone w pozycji stand by może nie być mierzona. Operatorzy szacują, że w szczycie wieczornym nie jest zmierzona energia pobierana przez zamknięte zakłady pracy pobierające łączną moc ok. 20 MW.

20MW x 14 godz. x 365 dni = 102200 MWh x 147 zł/MWh = 15223400~15 mln rocznie

W Polsce komputery posiada 95% firm i 60% gospodarstw domowych[8] czyli pracuje ok. 8,3 milionów komputerów. Łączna moc pobierana przez taką ilość komputerów pozostających w oczekiwaniu pobiera Moz ok. 70 MW. Eksperci szacują, że po wprowadzeniu inteligentnych układów opomiarowania, 10% z nich będzie wyłączana z sieci. Zostanie zaoszczędzona moc rzędu 7 MW

7 MW x 8760 godzin x 147 zł/MWh =9014040~9 mln rocznie

3.1.4.7. Kradzieże infrastruktury

Z powodu kradzieży infrastruktury energetycznej przedsiębiorstwa sieciowe ponoszą straty rzędu 20 milionów zł. Posiadając dwukierunkową łączność z licznikiem oprócz danych pomiarowych o zużyciu energii można transmitować informacje o zaniku napięć na poszczególnych fazach. Ponad 90% awarii w sieci niskiego napięcia powodują zanik napięcia na jednej fazie a ok. 8% awarie na dwóch fazach. W przypadku awarii zanik napięcia następuje jednocześnie na wszystkich fazach objętych awarią.

Zaniki napięć na poszczególnych fazach w odstępach kilkusekundowych może świadczyć o obcinaniu przewodów. Oprócz strat materialnych związanych z odbudową linii występuje zagrożenie życia osób kradnących jak osób postronnych, mających kontakt za zwisającymi odcinkami przewodów oraz użytkowników domowych z powodu braku przewodu ochronnego a tym samym ochrony przeciwporażeniowej.

Zanik napięcia na wszystkich fazach jednocześnie w obszarze jednej stacji transformatorowej noże świadczyć o próbie kradzieży transformatora. Oprócz strat związanych z

[8] *PC World Computer*, z dnia 25.01.2008r.

odbudową stacji transformatorowej rzędu kilku do kilkunastu tysięcy zł. pozostaje koszt utylizacji ziemi nasączonej rozlanym olejem rzędu 30 tysięcy zł. W przypadku rozlania oleju na drogę występuje zagrożenie bezpieczeństwa ruchu drogowego.

3.1.4.8. Zakupy i logistyka układów pomiarowych i legalizacja układów pomiarowych

W tej grupie, koszty ograniczyć można głównie w procesie legalizacji ponownej. Legalizacja pełna, jaką prowadzi się obecnie wymaga demontażu licznika u klienta i montażu zalegalizowanego, dostarczenia go do punktu legalizacji i przeprowadzenia procesu konserwacji i legalizacji ponownej. Koszt takiego procesu jest wyższy niż koszt nowego zalegalizowanego licznika. Dlatego coraz więcej operatorów decyduje się na zakup i montaż liczników nowych i utylizację zdemontowanych. W wielu krajach stosuje się legalizację statystyczną. Podstawową barierą we wdrożeniu w Polsce legalizacji statystycznej są trudności z wyłonieniem reprezentatywnej grupy liczników. Trudności te są spowodowane brakiem danych w systemach informatycznych. Liczniki były kupowane przez 33 spółki dystrybucyjne i wielokrotnie poddawane naprawom i procesom legalizacji wtórnej. Zakup i wymiana 93% liczników w okresie 8 lat i przy obecnych systemach informatycznych pozwoli na wybranie grup reprezentatywnych i ograniczenia kosztów legalizacji wtórnej o 99%.

Obecnie koszty legalizacji wtórnej wynoszą:

Dla liczników jednofazowych 48 zł x 8400000szt. /16 lat=25200000 zł ~25 mln rocznie

Dla liczników trójfazowych 57 zł x 5600000szt./16 lat =19950000 zł~20 mln rocznie

3.1.4.9. Zlecenia w terenie

Dzisiaj odczyty są wykonywane w cyklach miesięcznych, dwumiesięcznych, czteromiesięcznych, półrocznych i rocznych. Koszty odczytów liczników, przy odczytach systemowych, kształtują się średnio na poziomie 1,5 zł/odbiorcę. Aby dostosować się do wymogów Artykułu 13 *Dyrektywy 2006/32/WE* Parlamentu Europejskiego, którego wymogiem jest, aby dostawcy przedstawiali rachunki za rzeczywiste zużycie a zwłaszcza przy zmianie adresu i dostawcy oraz chęci rozliczeń miesięcznych operatorzy ponieśliby koszty rzędu:

15 000 000 odbiorców x 1,5 zł/odbiorcę x 12 miesięcy = ~270 mln zł

3.1.4.10. Obsługa klientów

Rozwój wirtualnych systemów przedpłatowych w systemach zarządzania danymi pomiarowymi, bez konieczności wymiany liczników na liczniki specjalnej konstrukcji a zatem drogich może spowodować szybszy wpływ pieniędzy do przedsiębiorstwa energetycznego, a zatem poprawi płynność finansową i ograniczy koszty finansowe. Systemy przedpłatowe stosowane są w obiektach wynajmowanych (lokale mieszkalne, lokale usługowe), użytkowanych czasowo (domki letniskowe, lokale gastronomiczne w miejscowościach letniskowych). Systemy przedpłatowe stosowane są również jako systemy socjalne na życzenie osób „żyjących z dnia na dzień". Systemy przedpłatowe stanowić mogą również narzędzie dyscyplinujące płatników.

Zgodnie z ustawą PE art. 6a.

1. Przedsiębiorstwo energetyczne może zainstalować przedpłatowy układ pomiarowo-rozliczeniowy służący do rozliczeń za dostarczane paliwa gazowe, energię elektryczną lub ciepło, jeżeli odbiorca:

1) co najmniej dwukrotnie w ciągu kolejnych 12 miesięcy zwlekał z zapłatą za pobrane paliwo gazowe, energię elektryczną lub ciepło albo świadczone usługi przez okres co najmniej jednego miesiąca;
2) nie ma tytułu prawnego do nieruchomości, obiektu lub lokalu, do którego są dostarczane paliwa gazowe, energia elektryczna lub ciepło;
3) użytkuje nieruchomość, obiekt lub lokal w sposób uniemożliwiający cykliczne sprawdzanie stanu układu pomiarowo-rozliczeniowego.

2. Koszty zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego, o którym mowa w ust. 1, ponosi przedsiębiorstwo energetyczne.

3. W razie braku zgody odbiorcy na zainstalowanie układu pomiarowo-rozliczeniowego, o którym mowa w Ust. 1, przedsiębiorstwo energetyczne może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej lub rozwiązać umowę sprzedaży energii.

Tradycyjne układu przedpłatowe montowane są rzadko z uwagi na ich wysoki koszy. Zainstalowanie układu 1-fazowego kosztuje ok. 600 zł, a 3-fazowego ok. 1500 zł. Po wprowadzeniu SM funkcje przedpłatowe będą realizowane programowo bez konieczności instalowania nowych drogich liczników.

3.1.4.11. Ochrona przychodów

Wymiana układów na układy umożliwiające zdalne wstrzymywanie energii elektrycznej to także doskonałe narządzie windykacyjne w postępowaniu wobec odbiorców, wobec których wstrzymanie energii jest utrudnione, a nawet niemożliwe. Wstrzymanie dostarczania energii może nastąpić po ziszczeniu się przesłanek określonych w art. 6 ust. 3a ustawy PE, tj. po pewnym przeterminowaniu należności oraz upływie dodatkowego terminu wyznaczonego do jej zapłaty wraz z zagrożeniem wypowiedzeniem umowy.

Bez wątpienia wstrzymanie dostarczania energii jest narzędziem windykacyjnym, leżącym w sferze marzeń wielu wierzycieli. Jak wspomniano we Wstępie niniejszego Raportu, odbiorca energii elektrycznej może wprawdzie zmienić sprzedawcę energii, lecz nie może – z przyczyn technicznych – zmienić podmiotu, który mu tę energię przetransportuje. Jeżeli ten podmiot będzie posiadał należność wobec takiego odbiorcy, wstrzyma się z dalszą usługą transportu energii do czasu, aż ten nie zapłaci tej należności, pozbawiając w praktyce odbiorcę możliwości korzystania z energii elektrycznej.

Abstrahując od rozwiązań umownych na gruncie stosunków między OSD a przedsiębiorstwem obrotu, które świadczy usługę kompleksową, uznać można, że wstrzymanie energii to doskonały sposób na dyscyplinę odbiorców. W praktyce jednak może okazać się, że operacja wstrzymania jest niemożliwa do wykonania, np. w przypadku, gdy układ znajduje się w mieszkaniu odbiorcy i brak jest technicznych możliwości wyłączenia tylko tego odbiorcy, bez konieczności wyłączania innych. W takich przypadkach wymiana układów na układy, które posiadają funkcję wstrzymania dostarczania energii w sposób zdalny, bez konieczności dostępu do układu, będzie miała kapitalne znaczenie dla poprawienia efektywności wyłączeń, a co za tym idzie zwiększenia dyscypliny płatniczej odbiorców. W takiej sytuacji zmniejszone zostaną znacznie koszty windykacji zawiązane z dojazdem do klienta. Świadomość klienta o możliwości zdalnego wyłączenia będzie czynnikiem dyscyplinującym.

Inną formą dyscyplinowania klientów jest wprowadzanie ograniczeń socjalnych i wprowadzanie taryf socjalnych. Przedstawia to Rys.22.

Rysunek 22. Ograniczenia na poziomie socjalnym

Źródło: Carlo Drago – IBM, *Automated Meter Management*, Gdańsk, 30 marzec 2006

3.1.5. Korzyści dla wytwórców, Krajowego Systemy Elektroenergetycznego (KSE), Rynku Bilansującego (RB) oraz Operatora Systemu Przesyłowego (OSP).

Do korzyści dla (kolejno): wytwórców, KSE, RB oraz OSP zaliczyć należy m.in. poprawę bezpieczeństwa energetycznego KSE, poprawę pracy RB, a także potencjalne możliwości finansowania nowych metod opomiarowanie w zakresie przekraczającym wyznaczone standardy. Każdy z tych elementów zostanie omówiony w osobnym podrozdziale.

3.5.1.1. Poprawa bezpieczeństwa energetycznego KSE

Ustawa PE nakłada na operatorów obowiązek zapewnienia bezpieczeństwa KSE. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego

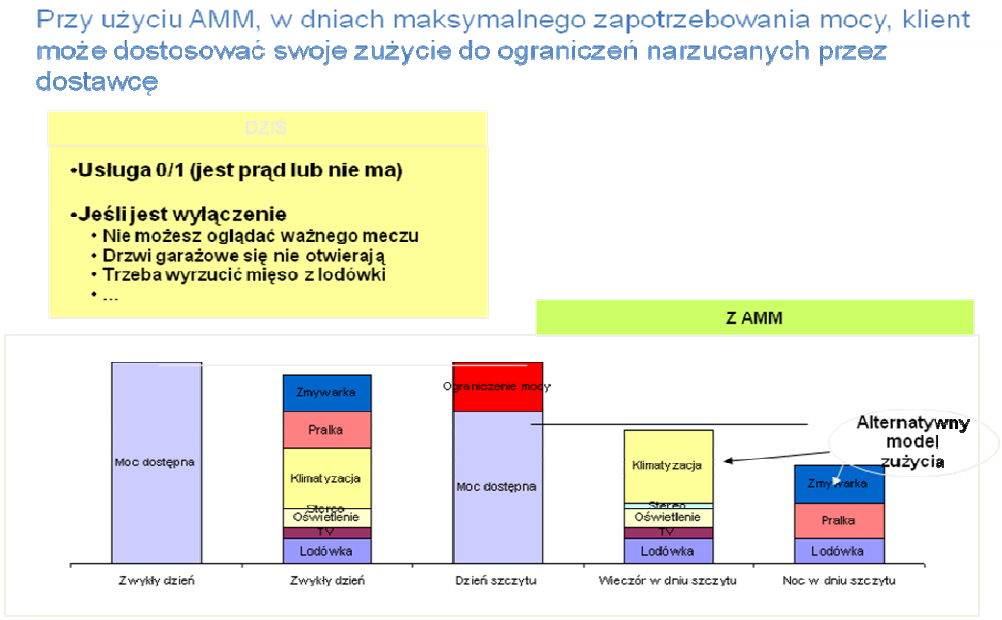
w zakresie systemu przesyłowego, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników tych systemów oraz uwzględniając wymogi ochrony środowiska, jest odpowiedzialny za bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej poprzez zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i odpowiedniej zdolności przesyłowej w sieci przesyłowej elektroenergetycznej.

Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, §23 nakłada na operatorów systemów dystrybucyjnych obowiązek bilansowania systemu dystrybucyjnego, a zatem obowiązek zapewnienia bezpieczeństwa systemów dystrybucyjnych.

Obowiązek ten jest realizowany poprzez opracowywanie planów ograniczeń w poborze energii elektrycznej w przemyśle i planów wyłączeń obszarów sieci. Ograniczenia wprowadzane w przemyśle na podstawie Art.11 ustawy PE są mało skuteczne, a ograniczenia polegające na wyłączeniach obszarów sieci – bardzo uciążliwe dla odbiorców racji braku selektywności. Zasilania pozbawieni są wszyscy odbiorcy na wyłączonym terenie bez względu na skutki temu towarzyszące. Po wprowadzeniu inteligentnego opomiarowania, obowiązek ten może być realizowany poprzez:

- powierzenie operatorowi decydowania o czasie włączenia urządzeń u odbiorcy,
- zezwolenie operatorowi na czasowe wyłączenie urządzeń,
- możliwość wprowadzenia ograniczeń w poborze mocy w stanach zagrożenia pracy systemu,
- możliwość sterowania urządzeniami wytwórczymi mocy biernej u odbiorców.

Rysunek 23. Wprowadzanie selektywnych ograniczeń w poborze energii elektrycznej

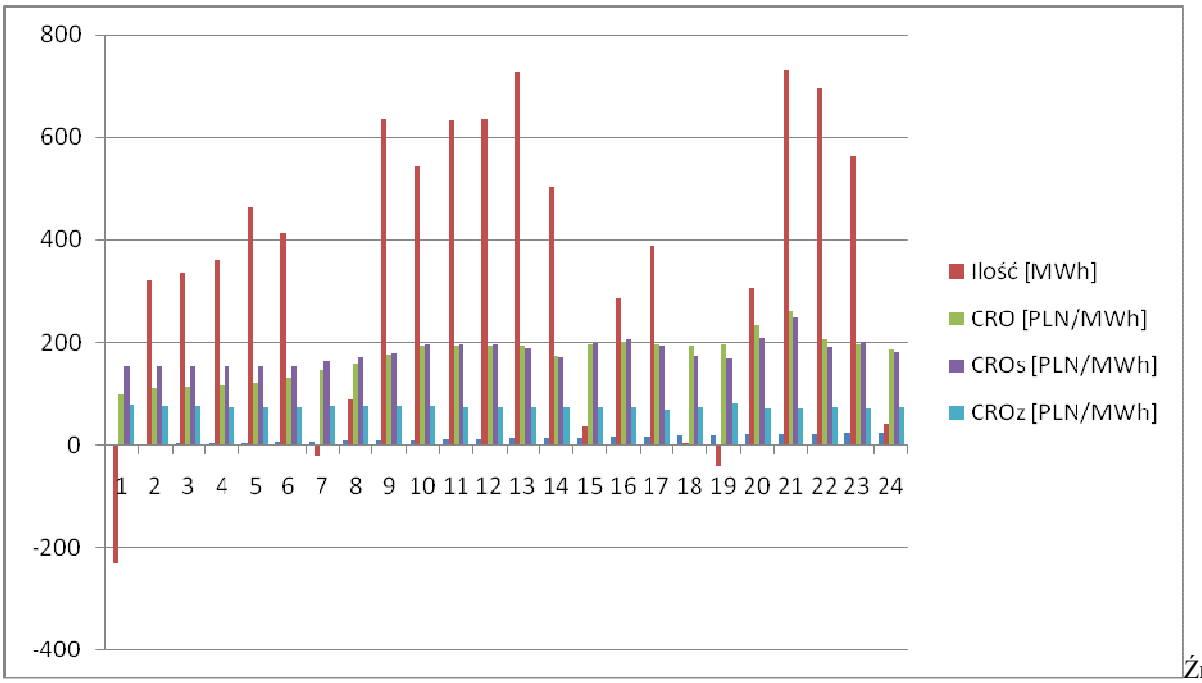


Źródło: Carlo Drago – IBM, *Automated Meter Management*, Gdańsk, 30 marzec 2006

3.5.1.2 Poprawa pracy Rynku Bilansującego

Ustawa PE nakłada obowiązek prowadzenia centralnego mechanizmu bilansowania handlowego. Wielkość niezbilansowania a zatem koszty Rynku Bilansującego, zależne są od dokładności składanych grafików zakupów przez sprzedawców za pośrednictwem Podmiotów Odpowiedzialnych za Bilansowanie (POB). Na podstawie zbilansowania grafików godzinowych składnych przez POB dla swoich jednostek grafikowych (JG) operator Rynku Bilansującego przywołuje do pracy jednostki wytwórcze z uwzględnieniem oferowanych przez nie cen. Czy wielkość kosztów Rynku Bilansującego jest uzasadniona zależy od jakości składanych grafików przez POB. Jeżeli grafiku sprzedaży odbiegają od sprzedaży rzeczywistej wówczas koszty Rynku Bilansującego nadmierne. Koszty te są ponoszone niezależnie w którą stronę występują odchylenia.

Rysunek 24: Ilość energii i ceny Rynku Bilansującego w dniu 1.04.2008r



Źródło: PSE - Operator

Z wykresu wynika, w porównaniu z Rys.7, że niezbilansowanie wyniosło 3,44% zapotrzebowania krajowego w godzinach szczytowych. Operator Systemu Przesyłowego musiał przywołać do pracy jednostki wytwórcze oferujące energię w cenach prawie dwukrotnie wyższych niż przeciętna cena sprzedaży. Są to jednostki o wysokich kosztach produkcji energii często związanych z wysoką emisją gazów cieplarnianych. Systemy prognostyczne, jeśli zasilane są rzetelnymi danymi pomiarowymi pozwalają na prognozowanie zapotrzebowania odbiorów poniżej progu 2% dla dużych grup bilansujących. Po zagregowaniu danych dla całego kraju odchylenie nie powinno przekroczyć 1%. Tak rzetelne dane można uzyskać jedynie po wprowadzeniu SM.

Po wprowadzeniu inteligentnego opomiarowania, przedsiębiorstwa obroty będą mogły bardziej precyzyjnie planować zakupy i tworzyć dokładniejsze grafiki sprzedaży dla swoich klientów ponieważ kluczem do dokładnego prognozowania jest częstotliwość i dokładność otrzymywanych danych pomiarowych.

3.5.1.3. Potencjalne możliwości finansowania nowych metod opomiarowania w zakresie przekraczającym wyznaczone standardy

Finansowanie programu można uzyskać z następujących źródeł:

1. Środki Operatorów Systemów Dystrybucyjnych składają się na:

1) Oszczędności jakie uzyskają operatorzy po wprowadzeniu inteligentnego opomiarowania (ok. 659 mln rocznie).
2) Koszty wymiany liczników, które muszą być wymienione w ramach legalizacji (ok. 129 mln. Rocznie).

Liczników jednofazowych:

8400000 x 108 (koszt licznika i koszy wymiany)/16 lat = 56,7 zł mln rocznie

Liczników trójfazowych:

5600000 x 207(koszt licznika i koszy wymiany)/16 lat = 72,5 mln zł rocznie

Łącznie środki OSD:

659mln zł +129 mln zł = 788 mln zł rocznie

Szacunkowy koszt na jeden układ pomiarowy przy dużych instalacjach ok. 80 -100€

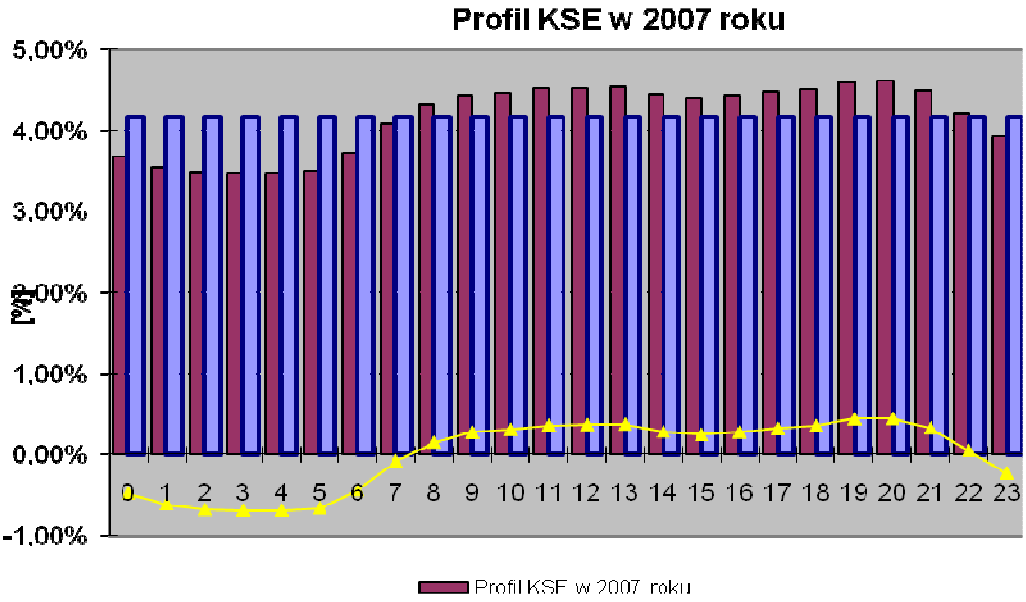
14000000 szt x (280zł do 350 zł)/8lat = 490mln zł do 621,5 mln zł rocznie

3.1.6. Wnioski.

Zachowanie się odbiorców ma kluczowe zaznaczenie dla pracy systemu elektroenergetycznego. Nie ma możliwości szybkiego i taniego zainwestowania w źródła wytwórcze, wiec należy zredukować obciążenie zarówno ilościowo jak i jakościowo. Ograniczenie różnicy bilansowej wpisuje się tzw. *Pakiet 3x20*, zaproponowany przez Komisję Europejską jako zwiększenie efektywności energetycznej. Powoduje to ograniczenie mocy szczytowej o ok. 360 MW. i zmniejsza konieczność produkcji energii elektrycznej o 2 210 GWh, co stanowi ok. 2% produkcji krajowej. Eksperci spodziewają się, wzorem krajów, które wprowadziły system inteligentnego opomiarowania oszczędności w zużyciu energii o ok. 10% tj. ok11 210 GWh rocznie. Należy założyć, że wprowadzenie system inteligentnego opomiarowania z wymaganego przez Pakiet Komisji Europejskiej zwiększenia efektywności energetycznej o 20% wykona 12%. Zróżnicowanie cen w ciągu doby i roku spowodują przesunięcie obciążenia w strefy pozaszczytowe i ograniczenie mocy szczytowej. Wprowadzenie systemu inteligentnego

opomiarowania umożliwi zmianę taryf dystrybucyjnych. W określonych godzinach będzie można wprowadzić stawki progresywne, czy też opłatę za moc pobraną. Takie działania spowodują przesunięcie obciążenia w strefę niższych cen.

Rysunek 25. Zmiany profilu KSE



Analizy wskazują, że wyrównywanie profili do stanu idealnego dla KSE, czyli pasma, na bazie wykorzystania średnich mocy w 2007 roku, jak również zużycia odbiorców finalnych na poziomie 112.103 GWh (wg danych ARE tyle wyniosła sprzedaż w 2006 roku), wiązać się może z potencjalnym maksymalnym przesunięciem 4,56% ilości energii sprzedanej odbiorcom finalnym, tj. ca 5.115,9 GWh.

Wykazane korzyści z ograniczenia funkcjonowania OSD wpłyną pośrednio na zmianę charakterystyki. Umożliwią także finansowanie projektu w ramach struktur OSD.

4. CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA ZMIANY ZACHOWAŃ ODBIORCÓW

Kwestie wprowadzania inteligentnych systemów opomiarowania były przedmiotem analiz w szeregu państw w ostatnich latach (USA, Wielka Brytania, Holandia, Kanada, Włochy, Australia, państwa skandynawskie). Pomimo prowadzenia licznych badań w tym zakresie, brak jest jednoznacznego oszacowania korzyści z tego tytułu dla odbiorców.

Z powyższych rozważań wynika ogólna konkluzja, iż porównywanie danych z innych państw może być obarczone istotnymi błędami. Wynika to z różnych kryteriów, w oparciu o które badania były prowadzone, różnej struktury rynku energetycznego w tych państwach, różnej pozycji odbiorców na tych rynkach, różnic klimatycznych, jak również technicznych różnic we wdrażanych systemach. Istotne okazały się również uwarunkowania kulturalne i społeczne, które wpływały na zwiększenie świadomości oraz skłonności do ewentualnych zachowań w zakresie większej efektywności zużycia i zmiany sposobu dotychczasowej konsumpcji.

Poniższy rozdział oparty jest na analizie trzech zespołów danych. Po pierwsze, danych wynikających z analizy wprowadzanych w innych państwach rozwiązań systemowych w tym zakresie oraz skutków ich wprowadzania. Po drugie, charakterystyki krajowego rynku energetycznego i kierunków jego ewolucji. Po trzecie, badań zachowań odbiorców na średnim i niskim napięciu. Ten ostatni zespół danych oparty jest na badaniach statystycznych przeprowadzonych na reprezentatywnej grupie odbiorców na średnim i niskim napięciu. Wyniki tych badań pokazują, jaka jest świadomość konsumentów oraz ich preferowane zachowania w przyszłości.

Należy podkreślić, iż poniżej przedstawione czynniki wpływające na zmianę zachowań odbiorców należy analizować w szerokim kontekście uwarunkowań. Z uwagi bowiem na fakt, iż wprowadzanie inteligentnych systemów zarządzania popytem przynosi korzyści odbiorcom zarówno w sposób pośredni, jak i bezpośredni, ten system opomiarowania ma również pośredni i bezpośredni wpływ na zmianę zachowań odbiorców.

4.1. Rosnące koszty energii elektrycznej

Istnieje szereg czynników mających wpływ na ceny detaliczne energii elektrycznej. Wysokość tych cen jest istotną przesłanką dla wszelkich decyzji podejmowanych przez konsumenta. Należy oczekiwać, iż jeżeli ceny energii nie będą stanowiły istotnego kosztu dla danego odbiorcy, może on nie być zainteresowany podejmowaniem działań, które zwiększą efektywność zużycia przez niego energii, tudzież ograniczą jej koszty. W przypadku, gdy ceny będą rosły, bodźce o charakterze ekonomicznym mogą mieć znaczenie dla zmiany charakterystyki zużycia energii przez danego odbiorcę. Wtedy istotnym narządziłem dla zmiany jego zachowań będzie istnienie systemu opomiarowania, który pozwoli na zwiększenie świadomości odbiorcy o profilu własnej konsumpcji i jej kosztach i efektywne dostosowanie jej do rynku. Inteligentny system opomiarowania może być warunkiem dokonania takiej zmiany. W związku z powyższym konieczne jest odpowiedzenie na pytanie, na ile zmienią się ceny energii w przyszłości.
Czynnikami wpływającymi na przyszłe ceny energii w Polsce są w szczególności:

- niezbędne inwestycje w podsektorze wytwarzania,
- niezbędne inwestycje w podsektorze przesyłu i dystrybucji,
- nowe wymagania w zakresie ochrony środowiska,
- koszty funkcjonowania systemu.

Energetyka wymaga ciągłego inwestowania w utrzymywanie istniejących mocy wytwórczych oraz tworzenie nowych, bardziej wydajnych. Coraz wyższe wymagania w zakresie ochronny środowiska, wprowadzone w szczególności poprzez regulacje dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. *ustanawiającej system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE* (Dz. Urz. WE z 25.10.2003 L 275 str. 32) oraz dyrektywę 2001/80/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 października 2001 r. *w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania* (Dz. Urz. WE z 27.11.2001 L 309, str. 1), w szczególności w zakresie ograniczania emisji dwutlenku węgla, czy też dwutlenku siarki wymagają dodatkowych inwestycji. Dodatkowo, na szczycie Rady Europejskiej w marcu 2007 r. państwa członkowskie Unii Europejskiej ustaliły cele określone we wzmiankowanym już *Pakiecie 3 x 20*, które sprowadzają się do tego, że wszystkie kraje muszą razem spełnić do 2020 roku następujące cele: (1) zmniejszenie emisji CO2 o 20%, (2)

zwiększenie udziału energii ze źródeł odnawialnych do 20%, (3) zwiększenie efektywności energetycznej o 20%. Tego rodzaju działania powodują konieczność znalezienia nowych źródeł finansowania.

W przypadku rynku względnie zamkniętego na konkurencję, wielkość i struktura sprzedaży były do przewidzenia w dłuższym horyzoncie czasowym. Klienci nie mieli możliwości zmiany dostawcy, byli bowiem przypisani do konkretnego dostawcy. Taki rynek gwarantował również możliwy do oszacowania poziom przychodów i zysku, pozwalający na planowanie kosztownych inwestycji. Często, jak to miało miejsce w przypadku polskiej elektroenergetyki, wielkość oraz ceny sprzedaży energii były dodatkowo gwarantowane poprzez kontrakty długoterminowe. Należy również wziąć pod uwagę działania inwestycyjne podejmowane pobudzane przez Komisję Europejską, które mają na celu eliminację tzw. „wąskich gardeł" w infrastrukturze energetycznej. Zamierza się również stworzyć stabilne ramy regulacyjne sprzyjające inwestycjom. Ich koszt będzie przekładał się również na ceny energii.

Pełna liberalizacja rynku, która nastąpiła po 1 lipca 2007 r. zmieniła ten obraz rynku. Należy oczekiwać, iż zmieni on strategię w zakresie rozwoju i finansowania nowych inwestycji w energetyce. Istniejący wcześniej relatywnie pewny poziom sprzedaży produkowanej energii ulegnie większym fluktuacjom, wpływając tym samym na ich rentowność i poziom nowych inwestycji. Dla zapewnienia finansowania nowych inwestycji konieczne będzie znalezienie nowych źródeł finansowania inwestycji oraz zapewnienie większej stabilności sprzedaży energii poprzez związanie klientów z konkretnym dostawcą. W zakresie nowych źródeł finansowania dla energetyki, szczególnie istotne mogą być fundusze Unii Europejskiej przeznaczone na ochronę środowiska oraz na badania i rozwój technologiczny. Przykładem inwestycji, która może być z tych funduszy zrealizowana to bezemisyjne elektrownie węglowe, czy też elektrownie wykorzystujące odnawialne źródła energii.

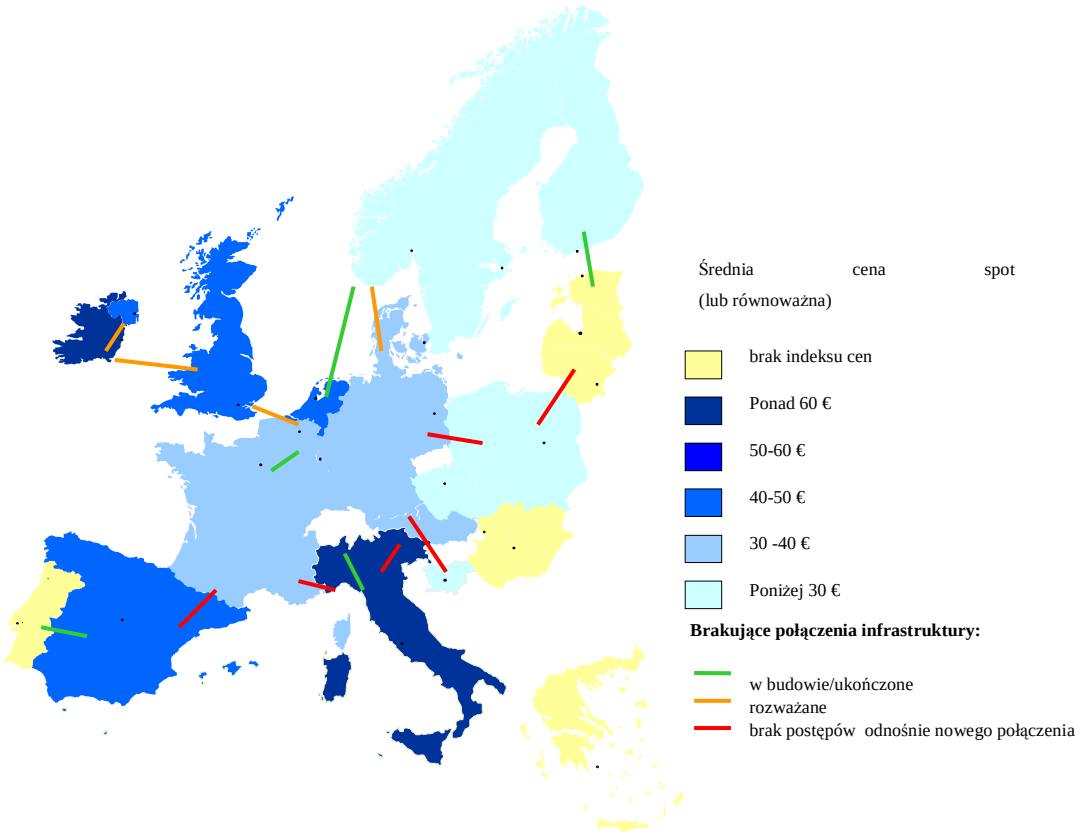
Należy jednakże oczekiwać, iż inwestycje te będą przenoszone w cenie energii elektrycznej. Z uwagi na mniejszą pewność przychodu wynikającą z większej fluktuacji odbiorców, kredytowanie takiej inwestycji będzie kosztowniejsze, co również może przełożyć się na jej koszt. Konieczność ponoszenia kosztów coraz wyższych wymagań w zakresie ochrony środowiska też wpłynie na cenę.

Podstawowym zagrożeniem, jakie może spowodować liberalizacja rynków energii połączona z koniecznością zdobywania klientów i finansowania nowych inwestycji w energetyce

może być zbyt intensywna konkurencja cenowa między poszczególnymi producentami energii. Konkurencja taka oprócz ograniczenia rentowności przedsiębiorstw może również wpłynąć negatywnie na poziom nowych inwestycji oraz na bezpieczeństwo energetyczne. Przykładem takiej sytuacji były Niemcy, w których intensywna wojna cenowa w pierwszej fazie po całkowitym otwarciu rynku spowodowała obniżenie poziomu inwestycji, wpływając na zagrożenie dostaw energii a tym samym na bezpieczeństwo energetyczne państwa. Jak pokazują doświadczenia innych państw członkowskich Unii Europejskiej, obniżanie cen energii miało miejsce szczególnie w pierwszej fazie liberalizacji rynku. Wynikało ono z optymalizacji kosztów oraz zmiany sposobu kształtowania cen. Potem następowała większa dywersyfikacja cen dla poszczególnych grup odbiorców oraz konkurowania za pomocą innych pozacenowych wskaźników.

Należy również zwrócić uwagę na aktualny poziom cen energii w Polsce. Średni poziom cen energii elektrycznej w Polsce zbliża się do poziomu Niemiec. W związku z powyższym konwergencja cenowa, przekładająca się na wzrost cen sprzedaży energii elektrycznej w Polsce jest już realizowana. Wydaje się zatem, że znaczny wzrost cen w końcu 2007r. i początku 2008 r. na rynku polskim jest w dużej mierze skutkiem przeprowadzonego procesu integracji pionowej.

Rysunek 26: Poziom cen energii w Unii Europejskiej



Źródło: Komunikat Komisji do Rady i Parlamentu Europejskiego *„Sprawozdanie z postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku gazu ziemnego i energii elektrycznej”*

4.2. Wzrastająca świadomość społeczna

Czynnikiem wpływającym na zmianę zachowań konsumenta jest również jego świadomość dotycząca procesów globalnych. Ochrona środowiska staje się coraz ważniejszym punktem agend różnego rodzaju spotkań. Problematyka ograniczania negatywnego wpływu działalności człowieka na środowisko, w tym szczególnie na klimat, jest przedmiotem szeregu dyskusji i

analiz. Prowadzone są również kampanie pokazujące efekty i skutki podejmowania działań służących ochronie klimatu. Coraz szerszy dostęp do tego rodzaju informacji wpływa na wzrost świadomości różnych grup społecznych o wpływie własnych działań na ochronę środowiska. Kwestie te mają również znaczenie w sytuacji wpływu procesów wytwarzania i zużycia energii elektrycznej.

Dodatkowo, wzrastająca zamożność społeczeństwa skutkuje większym zainteresowaniem w zaspokajaniu innego rodzaju potrzeb, poza potrzebami stricte socjalno-bytowymi. Oznacza to również wzrost zainteresowania i partycypowania w kosztach ochrony środowiska.

Tego rodzaju czynniki wpływają na skłonność konsumentów do podejmowania działań, które mają na celu ochronę środowiska, czy też szerzej zapewnienie zrównoważonego rozwoju gospodarczego. W praktyce oznacza to wspieranie takich działań innych uczestników rynku energetycznego, które są korzystne dla środowiska naturalnego i penalizowanie takich działań, które tego celu nie realizują. Przykładem tego rodzaju możliwości jest zwiększanie konsumpcji energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych. Konsument może świadomie zakontraktować dostarczenie mu określonej ilości tej energii od konkretnego producenta, wspierając tym samym rozwój tego sektora.

Podobnie wygląda sytuacja z polityką w zakresie efektywności energetycznej. Jak to zostało przedstawione w Raporcie 3, zarówno regulacje krajowe, jak i regulacje prawne Unii Europejskiej mają na celu zwiększenie efektywności energetycznej gospodarki zarówno w skali makro, jak i w skali mikro w odniesieniu do konkretnego konsumenta. Poprzez szereg działań o charakterze programowym konsument zdobywa wiedzę o możliwych sposobach zwiększania efektywności wykorzystania energii. Takim rodzajem działań jest na przykład benchmarking realizowany w zakresie efektywności energetycznej przez sektor publiczny. Ochrona środowiska może być również atutem wykorzystywanym przez konkurujące ze sobą przedsiębiorstwa wytwarzające energię elektryczną w celu pozyskania bardziej wrażliwych w tej materii konsumentów. Zakres ponoszonej odpowiedzialności środowiskowej przedsiębiorstw (ang. *corporate environmental responsibility*) stanowić będzie o pozycji tego przedsiębiorstwa na rynku.

Wzrastająca świadomość społeczna w tym zakresie może powodować rodzaj presji na konkretnego konsumenta do podejmowania określonych działań, tudzież ograniczania takich działań, które są nieefektywne energetycznie i przez to nieakceptowalne społecznie.

Te uwarunkowania mogą wpływać na wzrost zainteresowania przeciętnego konsumenta w podejmowaniu działań, które są korzystne dla środowiska naturalnego. System inteligentnego opomiarowania zużycia energii daje odbiorcom narzędzie do modelowania swojej charakterystyki zużycia w celu realizacji tego zadania.

4.3. Informacja zwrotna o zużyciu energii

Czynnikiem wpływającym na wzrost świadomości odbiorców w zakresie możliwych metod ograniczania zużycia energii i obniżania kosztów tego zużycia jest uzyskiwana przez nich informacja zwrotna.

Z przeprowadzonych badań w różnych państwach, w tym również w Polsce wynika, iż odbiorcy nie mają dostatecznej informacji ile i w jaki sposób zużywają energie elektryczną, jak tą konsumpcję mogą ograniczyć. Równocześnie, nie mają informacji, jaki jest koszt zużywanej przez nich energii, z podziałem na godziny zużycia i na rodzaj wykorzystywanego urządzenia. Dostarczenie konsumentom takich informacji pozwoli na zrozumienie tych procesów i ewentualną zmianę zachowań.

Powstaje tutaj jednak szereg pytań. Po pierwsze, czy sama świadomość o globalnym wpływie zużycia energii wystarcza, czy też wymaga wzmocnienia? Po drugie, jaki jest najskuteczniejszy mechanizm przekazywania informacji zwrotnej konsumentom? Po trzecie, w końcu, na ile uzyskiwanie informacji zwrotnej wpłynie na faktyczną zmianę zachowań odbiorcy.

Można wyróżnić kilka metod otrzymywania informacji zwrotnej przez konsumenta, które w różnym stopniu mogą wpływać na jego świadomość i skłonność do zwiększania swojej efektywności zużycia. Po pierwsze, konsument może otrzymywać informację zwrotną bezpośrednio, albo z samego licznika, albo z urządzenia domowego umożliwiającego dostęp do danych bezpośrednio z licznika. Licznik powinien umożliwiać jasne i czytelne przedstawienie niezbędnych informacji, gdyż jasność jest powiązana ze skłonnością do oszczędzania. Przede wszystkim licznik powinien pokazywać bieżącą konsumpcję w każdej godzinie, jej koszt, porównanie z podobnymi okresami z przeszłości. Może również pokazywać porównanie indywidualnej konsumpcji ze średnią w danej grupie konsumentów. Taka informacja, przedstawiana w kWh, czy też złotych przedstawia najbardziej aktualną konsumpcję i jej cenę. Wizualizacja danych licznikowych może odbywać się bezpośrednio z licznika, albo np. w

komputerze. Po drugie, konsument może otrzymywać informację zwrotną pośrednio, w formie przetworzonej, np. w rachunku za prąd. Konsument otrzymuje informację, jak wyglądał jego profil konsumpcji w poprzednim okresie oraz na ile podejmowane przez niego działania wpłynęły na zmniejszenie kosztów. Sposób odwzorowania tych informacji może być różny. Różne też mogą być koszty tego odwzorowania. Należy jednak zauważyć, iż ten sposób ma znaczenie dla wielkości poczynionych przez odbiorcę oszczędności. Istotnymi elementami wpływającymi na wielkość oszczędności oprócz sposobu prezentacji danych jest możliwość porównania bieżącej konsumpcji z konsumpcją historyczną oraz porównania jej ze średnią konsumpcją dla danej grupy odbiorców. Rekomendowany sposób prezentacji danych powinien pokazywać konsumpcję z podziałem na godziny wykorzystania energii w ciągu doby w pewnym uśrednieniu, np.: tygodniowym, czy miesięcznym. Po trzecie, konsument może otrzymywać informację w sposób pośredni, w formie zindywidualizowanej strony internetowej, czy też dostępu do centrum obsługi klienta. Te formy można uznać z niekompatybilne, gdyż klient nie posiadający dostępu do internetu może skorzystać z centrum obsługi klienta, jak również klient korzystający z internetu może uzyskać w tym centrum również dodatkowe informacje. Dane przedstawione w internecie mogę być dużo bardziej szczegółowe niż te prezentowane na samym urządzeniu pomiarowym czy też w rachunku za energię elektryczną. Powstaje jednak pytanie, która z tych metod jest najskuteczniejsza.

Badając preferencje konsumentów w innych państwach zauważono pewne charakterystyczne podobieństwa (Tab.3). Generalnie preferowanymi formami uzyskiwania informacji przez konsumentów były: bezpośrednie informacje z licznika oraz rachunek za energię elektryczną. W mniejszym zakresie konsumenci byli zainteresowani pozostałymi formami przekazu. Aczkolwiek internetu nie można tutaj całkowicie bagatelizować, konsumenci nie uznali go za szczególnie preferowane źródło przekazu informacji o zużyciu energii. Z tego badania wynika zatem, iż szczególna uwaga powinna być położona na te dwa preferowane źródła przekazu, gdyż skłonność odbiorców do zmiany zachowań na bardziej efektywne jest zależna od ich preferencji.

Tabela 3: Preferowane metody komunikacji zwrotnej (wybór))

Bandane państwa	**Informacja na liczniku (wyświetlaczu)**	**Dokładny rachunek**	**Zindywidualizowane strony internetowe**	**Call center**
Finlandia	68%	46%	34%	10%
Norwegia	54%	29%	32%	10%
Szwecja	49%	28%	39%	5%
Dania	58%	29%	41%	10%
Holandia	39%	25%	23%	10%
Francja	57%	53%	28%	9%
Niemcy	61%	66%	32%	5%
Wielka Brytania	59%	61%	30%	20%
Hiszpania	50%	73%	29%	23%
Portugalia	22%	32%	18%	5%
Średnia	**55%**	**57%**	**30%**	**11%**

Źródło: *Logica CMG, based on TNS/ Future foundation research*, 2007 [za:] ESMA: European Smart Metering Guide, Energy Efficiency and the Customers, 2008

Wybór systemu informowania konsumentów może wpłynąć na wielkość oszczędności w zużyciu energii oraz wynikających z tego korzyści dla konsumentów. Jak wynika z badań[9], informacja zwrotna uzyskiwana przez odbiorcę bezpośrednio z licznika prowadzi do oszczędności rzędu 5-15%, natomiast dla informacji uzyskiwanej pośrednio prowadzi do oszczędności do 10%. Te wielkości mogą się różnić w zależności od sposobu prezentacji informacji i ich dostępności. Informacja uzyskiwana bezpośrednio ma przede wszystkim znaczenie dla modelowania konsumpcji urządzeń włączanych niecyklicznie, np.: czajnik bezprzewodowy, pralka, lodówka, podczas gdy informacja uzyskiwana z rachunkiem za energię pozwala na modelowanie konsumpcji urządzeń załączanych cyklicznie, np.: bojler na wodę czy też ogrzewanie

[9] ESMA: *European Smart Metering Guide, Energy Efficiency and the Customers*, 2008

elektryczne. Dlatego też słusznym wydaje się połączenie kilku metod przekazywania informacji[10].

Kolejnym czynnikiem wpływającym na zmianę zachowań odbiorcy, z powodu zakresu dostępu do informacji jest trwałość efektu wynikającego z oszczędzania. Trwałość tego efektu zależy przede wszystkim od chęci zmiany własnych przyzwyczajeń przez odbiorców. Często odbiorcy uczestniczący w badaniu w większym zakresie zachowują się w sposób zmniejszający zużycie energii, niż po zakończeniu badania (tzw. efekt Hawthorna). W przypadku braku dodatkowych bodźców, po okresie próbnym, charakteryzującym się większą efektywnością zużycia energii, zużycie może powrócić do modelu początkowego. Istotną przesłanką wpływającą na skłonność do oszczędzania są przyzwyczajenia. Konieczne wydaje się zatem podejmowanie działań, które te przyzwyczajenia będą zmieniały w określonym kierunku. Konieczne może być w związku z tym udzielanie dodatkowej pomocy czy tez informacji odbiorcom celem ukazywania korzyści i możliwości w tym zakresie. Czynnikami mającymi znaczenie dla większej skłonności do zmiany przyzwyczajeń są: (1) świadomość roli efektywności w aspekcie globalnym, (2) wykształcenie, (3) bieżąca interakcja z dostawcą energii, (4) świadomość możliwości wynikających z nowej technologii. Istotną przesłanką wpływającą na skłonność do zmiany przyzwyczajeń, a tym samym na trwałość zachowań są korzyści, jakie odbiorca może z tego tytułu uzyskać. Korzyści powinny mieć charakter mierzalny dla odbiorcy i wynikać wprost z danego modelu konsumpcji, ażeby odbiorca był motywowany do tego rodzaju działań. Być może rachunki za energię elektryczną mogłyby zawierać czytelne wyliczenie korzyści.

Reasumując rolę informacji zwrotnej, konsument powinien mieć jasny kanał przekazu informacji o swojej konsumpcji, najlepiej połączenie kilku kanałów przekazu. Powinien mieć możliwość porównania jej z własną konsumpcja historyczną, jak również z konsumpcją podobnej grupy konsumentów. Konsument powinien widzieć korzyści wynikające ze zmiany swoich przyzwyczajeń. Wytycznie konsumentowi pewnego celu w zakresie konsumpcji może być dodatkowym bodźcem.

[10] Patrz także: Darby S.: *The effectiveness of feedback on energy consumption, a review for DEFRA of the literature on metering, billing and direct displays*, Environmental Change Institute Uniwersity of Oxford, 2006.

4.4. Rozwój rynku konkurencyjnego

Kolejnym czynnikiem wpływającym na zmianę zachowań odbiorców energii elektrycznej, w wyniku wprowadzenie inteligentnego systemu opomiarowania jest rozwój rynku konkurencyjnego energii. Począwszy od dnia 1 lipca 2007 r. wszyscy konsumenci w Polsce mają prawo wyboru i zmiany dostawcy energii elektrycznej.

Większość państw członkowskich Unii Europejskiej dokonała tego kroku wcześniej, umożliwiając wszystkim konsumentom zmianę dostawcy. Skutki tego są jednak różne. Jak pokazują doświadczenia tych państw, odsetek konsumentów zmieniających dostawcę energii po liberalizacji różni się między poszczególnymi państwami. Istnieją również różnice między poszczególnymi grupami konsumentów (duże przedsiębiorstwa, przedsiębiorstwa małe i średnie, osoby fizyczne). Wśród osób fizycznych w pierwszym okresie po liberalizacji dostawcę zmieniło między 5% a 30%, natomiast wśród przedsiębiorstw odsetek ten był wyższy i wynosił między 10% a 30%[11]. Doświadczenia państw w największym stopniu zliberalizowanych, jak Wielka Brytania pokazują, iż proces ten okazał się korzystny dla całej gospodarki, gdzie w przeciągu ostatnich lat ceny hurtowe energii elektrycznej spadły o 40%, ceny dla odbiorców przemysłowych oraz przedsiębiorstw spadły o 20-25%, zaś dla odbiorców końcowych o 8%[12]. Precyzyjne opomiarowanie jest narzędziem umożliwiającym taką zmianę.

Liberalizacja rynku jest przede wszystkim korzystna dla odbiorcy. Będzie on mógł wybrać dostawcę spośród wszystkich przedsiębiorstw działających na rynku. Będzie mógł to uczynić zgłaszając się do niego bezpośrednio albo przez pośrednika. W państwach, w których taka możliwość już funkcjonuje, konsument może zmienić dostawcę listownie, telefonicznie, jak również za pośrednictwem internetu. Dostawca energii ma określony czas na uregulowanie wszelkich formalności związanych ze zmianą. Warunkiem niezbędnym do zmiany dostawcy jest rozliczenie się z poprzednim dostawcą. Szybkość tego rozliczenia zależy właśnie od posiadania urządzeń pomiarowych, w oparciu o które można w szybki sposób sprawdzić zużycie energii na dany konkretny dzień. Tutaj wprowadzenie systemu inteligentnego opomiarowania przyspiesza i zwiększa efektywność tego procesu. Świadomość odbiorcy, iż szybko może zmienić dostawcę będzie dodatkowym czynnikiem wpływającym na chęć dokonania tej zmiany. Należy liczyć się

[11] Por. Dietl M., Zinoecker R, Błoński J.: *O skutecznym zarządzaniu cenami na zliberalizowanym rynku energetycznym*, Raport Instytutu Sobieskiego nr 25/2007, s. 11.
[12] http://www.ure.gov.pl/index.php?dzial=40&id=648#2)).na dzień 2.03.2008

z tym, że racjonalny konsument nie będzie zmieniał dostawcy, jeżeli wiązać się to będzie z nadmiernymi utrudnieniami. Szybki dostęp do danych pomiarowych zwiększa efektywność tego procesu.

Wraz z rozwojem rynku pojawiać się będą usługi pakietowe. Oznacza to, że można będzie kupić u jednego dostawcy np. energię elektryczną i gaz. Takie usługi pakietowe, jak wskazują doświadczenia innych państw mogą być tańsze niż kupowanie tych towarów u różnych dostawców. W państwach, w których poziom liberalizacji i konkurencji na rynku jest szczególnie wysoki, sprzedaż energii jest łączona z różnymi innymi usługami, jak ofertami wycieczek zagranicznych, usług telekomunikacyjnych, usług telewizyjnych, biletów lotniczych, itd. Faktyczna ocena korzyści przy zmianie dostawcy będzie szczególnie trudna w przypadku tego rodzaju usługach dodatkowych. Korzyści będą bardziej zindywidualizowane i uzależnione od szeregu dodatkowych kryteriów. Trudne jest oszacowanie na ile wprowadzenie systemu inteligentnego opomiarowania zużycia przełoży się na określoną wielkość korzyści. Uznać należy, iż będzie czynnikiem wpływającym na większą aktywność odbiorcy na konkurencyjnym rynku, co przełoży się na bardziej efektywne działanie mechanizmów rynkowych, w konsekwencji powodując otrzymywanie przez tego odbiorcę najlepszej cenowo i jakościowo oferty.

Na ile wprowadzenie inteligentnego systemu opomiarowania wpłynie na większą aktywność konsumentów na rynku zależy również od samej struktury tego rynku. Jak pokazują przykłady z innych państw członkowskich Unii Europejskiej, różna struktura rynku wpływała na konkurencję między producentami oraz stopień fluktuacji odbiorców. Występujący w tych państwach poziom zmiany dostawcy energii wahał się w niektórych grupach odbiorców między 5% a 30%. Dla przykładu rynki całkowicie zliberalizowane z dużą ilością dostawców, jak rynek brytyjski oraz rynek nordycki charakteryzują się wysokim stopnie fluktuacji odbiorców oraz wysokim poziomem konkurencji między producentami. W momencie podjęcia politycznej decyzji całkowitego otwarcia rynku w Wielkiej Brytanii, rynek złożony początkowo z 14 dostawców energii elektrycznej oraz 2 dostawców gazu rozrósł się do 60 dostawców konkurujących ze sobą o klienta[13]. Odmiennie wyglądają rynki tych państw, w których jest kilku

[13] Patrz także: http://www.energylinx.co.uk na dzień 2.03.2008

dostawców energii, jak np. rynek hiszpański. Na takich rynkach brak jest faktycznej konkurencji a stopień fluktuacji odbiorców jest niski.

Z tego względu, dominacja na rynku małej liczby podmiotów, często pionowo zintegrowanych może ograniczać faktyczną konkurencję na rynku. Dodatkowo, ograniczenia w dostępie do sieci przesyłowych i dystrybucyjnych z uwagi na ograniczenia techniczne tą konkurencję na rynku dodatkowo ogranicza. W chwili obecnej nie jest do końca znana struktura rynku polskiego. Sektor elektroenergetyczny, pomimo skoncentrowania dużej ilości mocy w kilku przedsiębiorstwach, ich konkurenci posiadają możliwości skutecznej konkurencji na rynku to dawać może realne korzyści odbiorcom.

Konkurencyjny rynek energii elektrycznej daje określone korzyści odbiorcom energii, które pośrednio związane są ze stworzeniem nowej struktury opomiarowania i jasnego i niezakłóconego dostępu do danych pomiarowych przez wszystkie zainteresowane podmioty na rynku. Korzyści te dotyczyć będą po pierwsze, większej różnorodności cen w różnych segmentach rynku. Ceny zależeć będą od wielu wskaźników: zużycia energii, dobowego momentu konsumpcji energii, warunków płatności, przewidywalności dobowej zmiany zużycia energii. Zależeć one będą również od polityki konkretnego przedsiębiorcy w stosunku do określonych grup klientów, zlokalizowanych w różnych częściach Polski. Po drugie możliwe będzie jasne i przejrzyste porównywanie cen i ofert. W społeczeństwie globalnym, informacja stanowi ważny element procesu decyzyjnego konsumentów. Rynek konkurencyjny zapewnia pewien poziom obiektywizmu w dostępie do informacji. Porównywanie ofert różnych producentów energii stanowi element tego systemu. Poddając analizie systemy działające w innych państwach, można podzielić je na trzy grupy. W jednych, organizacje publiczne, jak np. federacje konsumentów, zapewniają wiarygodne metody porównywania ofert. Przykładem takiego systemu jest internetowe porównywanie cen i ofert funkcjonujące w Wielkiej Brytanii. W innych państwach, niezależne podmioty prywatne tworzą możliwości porównywania cen i ofert, zazwyczaj również z wykorzystaniem internetu. Producenci energii tworzą również własne serwisy informacyjne, które jednak mogą być stronnicze. W każdym z tych systemów podstawą jest możliwość jednoznacznego, opomiarowania oraz łatwy dostęp do indywidualnych profili zużycia odbiorców. Po trzecie, korzyści wynikać będą z większej indywidualizacji strategii pozyskiwania klienta przez wytwórców energii i dostawców. Klienci zostaną podzieleni na bardziej dochodowych i perspektywicznych, o których będzie odbywała się bardziej intensywna

walka oraz pozostałych. W pewnych grupach odbiorców dostawca będzie mógł oczekiwać na wyższą marże niż w innych. Koszt pozyskania klientów z niektórych grup może okazać się zbyt wysoki w stosunku do ich konsumpcji i wynikających z niej zysków. Wydaje się, że taką mało perspektywiczną grupą, zwłaszcza w pierwszej fazie liberalizacji mogą być emeryci i renciści. Pomimo tego, iż są oni stabilnym i pewnym kontrahentem, ich rachunki za energię są relatywnie niskie, co przy wysokim koszcie ich pozyskania może okazać się mało rentowne. Koszt pozyskania klienta zależeć będzie również od jego solidności jako płatnika, gdyż to zwiększa ryzyko jego obsługi przez konkretnego przedsiębiorcę.

Rozwój rynku konkurencyjnego jest czynnikiem wpływającym na zmianę zachowań odbiorców. Odbiorca staje się świadomym uczestnikiem tego rynku. Musi odpowiadać na składane u oferty i kalkulować koszty i korzyści wynikającej z własnych działań oraz własnego zużycia energii. Ażeby mechanizmy rynku konkurencyjnego zaistniały musi być zapewniony jasny i przejrzysty dostęp do danych pomiarowych odbiorców. Jakiekolwiek opóźnienia czy trudności w tym dostępie powodują mniejszą skuteczność mechanizmów rynkowych. Istnienie mechanizmów rynkowych wpływa na zachowanie odbiorców, którzy stają się aktywnym uczestnikami tego rynku. Aby rynek zaistniał, dwie przesłanki techniczne musza być spełnione. Po pierwsze, muszą być wiarygodne i ścisłe dane o zużyciu energii przez danego odbiorcę. Po drugie, musi istnieć system nieskrępowanego dostępu do tych danych.

4.5. Wnioski

W ocenie Ekspertów, cztery grupy przesłanek będą miały znaczenie dla zmiany zachowań konsumentów w związku z wprowadzeniem systemów inteligentnego opomiarowania. Należeć do nich będą: rosnące koszty energii elektrycznej, wzrastająca świadomość społeczna, informacja zwrotna o zużyciu energii i rozwój rynku konkurencyjnego. Ilościowe oszacowanie wpływu tych przesłanek na zachowanie odbiorcy jest trudne i zależy w istocie od każdorazowej sytuacji na rynku.

Można wysnuć jednakże przypuszczenie, że zasadniczym czynnikiem wpływającym na zmianę zachowań odbiorcy będzie cena energii elektrycznej. W sytuacji, gdy wysokość rachunków za energię elektryczną przekroczy akceptowalny przez danego konsumenta poziom, podejmie on z całą pewnością działania o charakterze oszczędnościowym. Dotyczy to w

szczególności konsumenta socjalno-bytowego, gdyż przedsiębiorstwa w większym zakresie biorą pod uwagę rachunek ekonomiczny. Konsument socjalno-bytowy bierze go pod uwagę zasadniczo jedynie w sytuacji braku akceptacji dla jego wysokości. Wtedy wprowadzenie dywersyfikacji cen spowoduje oczekiwane trendy w zakresie efektywności konsumpcji.

W tym zakresie informacja zwrotna otrzymywana przez odbiorcę będzie stanowiła ważny element ułatwiający zmianę jego zachowań konsumpcyjnych. Bez tej informacji zmiana trendów w modelowanym przez nas kierunku jest raczej nierealna. Wydaje się również, iż pozostałe czynniki w mniejszym zakresie wpływać będą na zmianę zachowań odbiorców. Będą one szczególnie istotne dla świadomych i wykształconych konsumentów, zwłaszcza tych którzy wprowadzając nowe rozwiązania kierują się głównie przesłankami pozaekonomicznymi.

Należy dodatkowo podkreślić, iż istotny la zmiany zachowań odbiorcy jest sam model rynku. Jeżeli rynek zachowuje się w sposób konkurencyjny, takie zachowanie jest niejako narzucane odbiorcom. W przypadku braku bodźców tego rodzaju, przeciętny odbiorca nie ma wystarczających argumentów dla zmiany swojego zachowania.

5. ANALIZA ZACHOWAŃ KONSUMENTÓW W POLSCE NA PODSTAWIE PRZEPROWADZONYCH BADAŃ STATYSTYCZNYCH

Badania statystyczne prowadzone były w pierwszej połowie kwietnia 2008 r. na reprezentatywnej grupie odbiorców socjalno-bytowych, w liczbie 500 oraz przedsiębiorstwach w liczbie 270. Ankietowani pochodzili z terenu całego kraju. Celem badania była analiza obecnych zachowań konsumentów oraz potencjalne możliwości ich zachowania w przyszłości. Zadawane konsumentom pytania dotyczyły również kwestii o charakterze światopoglądowym, związanych z niniejszym raportem. Wyniki tych badań są szczególnie istotne dla dokonania pełnej analizy w raporcie końcowym. Całość badania stanowi Załącznik 2,3,4,5,6 do niniejszego raportu.

5.1. Przedsiębiorcy

Badanie prowadzone było na reprezentatywnej grupie 270 przedsiębiorstw, działających zarówno w branży produkcyjnej, jak i nieprodukcyjnej. Większość badanych firm działa na rynku dłużej niż 10 lat i ma terytorialny zakres działania obejmujący więcej niż obszar województwa. Próba przedsiębiorstw dobrana była w taki sposób, aby pokazać generalne trendy w zakresie: skłonności do oszczędzania, świadomości możliwych zachowań, ich kosztów, korzyści oraz wpływu o charakterze globalnym.

Jak wynika z badania, przedsiębiorcy są w niewielkim stopniu zmotywowani do dokonywania oszczędności kosztem organizacji pracy przedsiębiorstwa. Przykładem w tym zakresie była możliwość ograniczenia zużycia energii w godzinach między 12-14, poprzez np.: wprowadzenie rotacyjnej obowiązkowej przerwy obiadowej dla pracowników. Przedsiębiorcy bez względu na wzrost kosztów energii elektrycznej o 20%, 50% czy też 100%, nie byliby skłonni zmieniać swoich zachowań konsumpcyjnych. Około 80% z nich nie próbowałoby zmieniać własnych zachowań na bardziej efektywne kosztowo. Potwierdzeniem tego jest pytanie dotyczące możliwości przeniesienia części produkcji na godziny nocne, pod warunkiem mniejszego o 10%, 25%, 50%, czy też 75% kosztu zakupu energii elektrycznej w tych godzinach. Okazało się, że brak jest również w tym zakresie motywacji do zmiany organizacji pracy przedsiębiorstwa. Nawet 75% obniżenie ceny energii w okresie nocnym generowało ponad 60% odpowiedzi negatywnych, co do skłonności zmiany zachowań konsumpcyjnych. Ciekawy

jest jednak sukcesywny wzrost odpowiedzi ‘nie wiem’, który może świadczyć o faktycznej możliwości zmiany zachowań w tym zakresie. Zmiana ta musiałaby rodzić, jak się wydaje istotne korzyści dla przedsiębiorców. Podobnie, jeśli chodzi o korzystanie z funkcji stand-by dla pracy urządzeń. Około połowy przedsiębiorstw nie wyłącza całkowicie sprzętu, pozostawiając go w tej funkcji. Ciekawe jest to, iż około połowy ankietowanych nie ma zamiaru całkowitego wyłączania urządzeń z funkcji stand-by nawet, jeśli się wiązałoby to z oszczędnościami. Z powyższych pytań wnioskować można, iż w chwili obecnej ceny energii elektrycznej są na tyle akceptowalnym kosztem funkcjonowania przedsiębiorstwa, iż nie stanowi on przesłanki do zmiany zachowań. Elastyczność kosztowa zużycia jest niewielka.

Sposób informowania przedsiębiorców o ich charakterystyce zużycia oraz jego kosztach nie ma większego znaczenia. Ankietowanym przedsiębiorstwom zostały przedstawione trzy możliwości: uzyskiwanie dokładnych informacji bezpośrednio z licznika, poprzez zalogowanie się do indywidualnego profilu na stronie www lub kontakt z centrum obsługi klienta oraz rachunek za prąd. Ankietowani przedsiębiorcy nie wybrali wyraźnie żadnej z proponowanych trzech opcji. Każda z nich w podobnym zakresie wpływała na modelowanie ich zachowania. Najbardziej zachęcająca okazała się jednak metoda kontaktu i dostarczania informacji za pośrednictwem rachunku za prąd (48,7% dla przedsiębiorstw produkcyjnych i 47,9% dla przedsiębiorstw nieprodukcyjnych). Najmniej atrakcyjna zaś metoda polegająca na zalogowaniu się do indywidualnego profilu na stronie www lub kontakt z centrum obsługi klienta (42,2% z obu grup). Ta tendencja jest zbieżna z tendencjami występującymi w innych poddanych badaniu państwach. Na uwagę zasługuje jednakże bardzo mała preferencja, każda z metod jest w podobnym zakresie preferowana. Oznaczać to może brak faktycznej świadomości, co do potencjalnych korzyści, zarówno z otrzymywania informacji zwrotnej, jak i „utrudnień” w dostępie do informacji źródłowej.

Przedsiębiorcy są podzieleni, czy przedstawianie im szczegółowych informacji o charakterystyce zużycia wpłynie na ich skłonność do oszczędzania. Co prawda większość (średnio ok. 47%) opowiedziała się, że nie będzie to miało znaczenia, jednakże znacząca liczba przedsiębiorców (średnio ok. 45%), uznała, iż może być to dla nich ważne źródło informacji pozwalającej na większą efektywność zużycia energii. Fakt, iż przedsiębiorcy w ok. 67%

otrzymują rachunki za energię elektryczną w cyklach miesięcznych nie ma również większego wpływu na wzrost ich świadomości w chwili obecnej.

Ciekawe są wyniki badania X1. Przedsiębiorcom zadano pytanie, czy byliby zainteresowani partycypowaniem w kosztach nowego licznika, który umożliwiłby im modelowanie ich zużycia energii i przez to zapewnienie większej efektywności zużycia. Z branży produkcyjnej 54,5% zaś nie produkcyjnej 51,4% przedsiębiorstw wyraziło zainteresowanie takim współfinansowaniem.

Należy uznać, iż istnieje zainteresowanie świadczeniem przez podmioty zewnętrzne, np.: OSD usług energetycznych, mających na celu zdalne sterowanie maszynami, czy też procesami produkcyjnymi. Podstawą przyjęcia takiej oferty na świadczenie tego rodzaju usług są korzyści, na jakie mógłby liczyć ten podmiot. Domniemywać należy, co nie wynika wprost z tego pytania, że takie zarządzanie nie wpływałoby negatywnie na organizację pracy przedsiębiorstwa. Oszczędności musiałyby wynosić między 20% a 50% dla aktywacji takiej usługi. Wydaję się, że grupa prawie 30% odpowiedzi pozytywnych może być istotną wielkością dla spłaszczania profili zużycia.

Generalnie jednak, poddając analizie zapatrywania przedsiębiorców, co do możliwość skorzystania z odpłatnych/nieodpłatnych porad w zakresie możliwości większego oszczędzania energii, prawie 40% respondentów nie widzi potrzeby otrzymywania tego rodzaju usług. Porównując to z prawie 30% odpowiedzi twierdzących, ze strony branży produkcyjnej, przy uwzględnieniu charakterystyki dobranych do badania podmiotów, można wysnuwać przypuszczenie, że istotną przesłanką może być wysokość rachunku za energię elektryczną. Jeżeli jego wysokość jest akceptowalna, przedsiębiorcy nie są skłonni do dokonywania dalszych oszczędności.

Ankietowanym przedsiębiorcom zadano również trzy pytania (S1, S2, S3), które miały ocenić poziom ich świadomości, co do znaczenia ich zachowań dla ochrony środowiska w ogólności. Pytania te miały pokazać, czy istnieje wiedza wśród przedsiębiorców o wpływie ich zachowania na ochronę środowiska, czy istnieje skłonność do zmiany zachowań, jeżeli miałyby one wpływ na ochronę środowiska. W opinii Ekspertów, istnieje znaczny potencjał dla działań

efektywnościowych, przy uwzględnieniu wzrostu świadomości przedsiębiorców, co do faktycznego wpływu takich działań na ochronę środowiska.

Analizując możliwości działania rynku konkurencyjnego, zadano konsumentom kilka pytań (pytania serii C), które miały ocenić poziom ich świadomości, co do ilości podmiotów konkurujących na rynku, ich ofert, jak również przesłanek mających wpływ na zmianę dostawcy energii. Generalnie przedsiębiorcy nie mają świadomości, od jakich podmiotów, poza obecnymi dostawcami mogą nabywać energię. Znajomość różnych przedsiębiorstw energetycznych wynika bardziej z terytorialnego rozproszenia ankietowanych przedsiębiorców niż z ich pogłębionej wiedzy.

Pomimo dużego zainteresowania ideą zmiany sprzedawcy energii, brak jest wiedzy o alternatywnych ofertach. Ciekawe jest jednak, iż już oszczędność na rachunku za prąd rzędu 10% jest atrakcyjna dla przedsiębiorców, powodując zainteresowanie zmianą sprzedawcy.

Powyższe badania, oprócz potwierdzenia trendów występujących w innych państwach, uwzględniają pewną specyfikę lokalną. Wynika ona przede wszystkim z małej świadomości w zakresie możliwej aktywności na rynku konkurencyjnym oraz metod zwiększania efektywności energetycznej. Jednocześnie istnieje potencjał dla modelowania zużycia energii w kierunku jego większego dostosowania do potrzeb sieciowych. Konieczne jest jednak, aby dodatkowe działania ponoszone w tym względzie przez konsumentów dawały mu jednoznacznie określone korzyści ekonomiczne.

5.2. Odbiorcy socjalno - bytowi

Badaniu ankietowemu poddane zostało 500 gospodarstw domowych. Zastosowano kilka kryteriów agregowania danych, z których podstawowym był dochód przypadający na gospodarstwo.

Z przeprowadzonych badań wynika, że odbiorcy mają znaczącą ilość sprzętów AGD na wyposażeniu gospodarstw domowych. Różnice w wielkości dochodów na gospodarstwo domowe w małym stopniu mają odzwierciedlenie w sprzęcie AGD, który jest na wyposażeniu.

Dotyczy to również urządzeń energochłonnych, takich jak elektryczny podgrzewacz na wodę czy też bojler elektryczny. Modelowanie ich pracy jest ważne zarówno dla oszczędności kosztów gospodarstw domowych, jak dla bilansowania całego systemu. Patrząc na przyszłe inwestycje gospodarstw domowych, istotne wydają się zakupy zmywarek i wiatraków. Ich nieprzewidywalna z punktu widzenia systemu praca wymagać będzie dodatkowych zachęt dla konsumentów w celu dostosowania ich modeli konsumpcji do potrzeb całego systemu. Dodatkowo, chęć zakupu komputerów wymagać będzie działań edukacyjnych w kierunku zachęcania do całkowitego ich wyłączania i rezygnacji ze stosowania opcji stand-by.

Z danych wynika, iż jest mały odsetek odbiorców, którzy ogrzewają mieszkanie z wykorzystaniem energii elektrycznej. Porównując to z danymi z innych państw można wysnuć przypuszczenie, że w przypadku gospodarstw domowych może być mała elastyczność modelowania zużycia energii, gdyż ogrzewanie elektryczne i podgrzewanie elektryczne wody były jednymi z największych odbiorników dużej konsumpcji energii elektrycznej, których działanie można było modelować. W przypadku braku dużej ilości gospodarstw domowych ogrzewanych z wykorzystaniem energii elektrycznej, możliwości znaczącego ograniczania kosztów są również ograniczone.

Analizując zachowania odbiorców dotyczące używania sprzętów AGD wykazujących się dużą energochłonnością, nie ma tutaj jednolitego modelu zachowania. Prawie 40% konsumentów używa tych sprzętów nieregularnie i aż 25% w godzinach największego szczytu. Różnice między dochodami konsumentów w tym zakresie nie mają raczej dużego znaczenia. Konsumenci są jednakże równo podzielenie pomiędzy tymi, którzy w przypadku tańszej ceny za prąd w określone dni (np.: niedziele), zmienia swoje zachowania konsumpcyjne, ażeby wykorzystać niższe ceny, a tymi, dla których nie będzie to miało znaczenia. W tym wypadku również dochody konsumentów nie mają znaczenia dla modelowania zachowań konsumenta. Dużo korzystniej z punktu widzenia tego badania wynika skłonność do przesuwania używania niektórych urządzeń z godzin (16.00 – 21.00) o wyższych cenach na godziny o niższych cenach. Konsumenci wykazują duże zainteresowanie tego rodzaju rozwiązaniami i to już przy oszczędności rzędu 20%.

Sposób informowania gospodarstw domowych o ich charakterystyce zużycia energii o oraz jego kosztach nie ma większego znaczenia. Ankietowanym gospodarstwom domowym zostały przedstawione trzy możliwości: uzyskiwanie dokładnych informacji bezpośrednio z licznika, poprzez zalogowanie się do indywidualnego profilu na stronie www lub kontakt z centrum obsługi klienta oraz rachunek za prąd. Ankietowani, podobnie jak przedsiębiorcy nie wybrali wyraźnie żadnej z proponowanych trzech opcji. Każda z nich w podobnym zakresie wpływała na modelowanie ich zachowania. Najbardziej zachęcająca okazała się jednak metoda kontaktu i dostarczania informacji za pośrednictwem rachunku za prąd. Najmniej atrakcyjna zaś metoda polegająca na zalogowaniu się do indywidualnego profilu na stronie www lub kontakt z centrum obsługi klienta. Ta tendencja jest zbieżna z tendencjami występującymi w innych poddanych badaniu państwach. Na uwagę zasługuje jednakże bardzo mała preferencja, każda z metod jest w podobnym zakresie preferowana. Oznaczać to może brak faktycznej świadomości, co do potencjalnych korzyści, zarówno z otrzymywania informacji zwrotnej, jak i „utrudnień" w dostępie do informacji źródłowej. Dodatkowo, konsumenci socjalno-bytowi, w odróżnieniu od przedsiębiorców nie są zainteresowani dopłacaniem do bardziej zaawansowanych technologicznie liczników.

Większa, w porównaniu z przedsiębiorcami jest również skłonność konsumentów do zachowań ograniczających zużycie energii elektrycznej. Większość z nich ma świadomość energochłonności systemu stand-by oraz jest skłonna nie korzystać z tego systemu. Wynikające z tego korzyści finansowe są dla nich dodatkową zachętą.

Zastanawiający jest brak chęci ze strony konsumentów do korzystania z doradztwa, również bezpłatnego, służącego ograniczaniu zużycia energii i ograniczaniu wynikających z tego tytułu kosztów. Może wynikać to z rodzaju przekazu, jakiego oczekują odbiorcy. Być może, nie jest im potrzebny przekaz, który będzie pokazywał możliwości i korzyści całego systemu, ale prosty pokaz pokazujący ile zaoszczędzą, jeżeli włączą określony sprzęt w określonej godzinie. Doradztwo może być natomiast utożsamiane przez konsumentów z bardziej globalnym podejściem do problemu. Wydaje się, iż w tym zakresie rekomendowany powinien być prosty przekaz pokazujący konkretne korzyści ze ściśle określonych zachowań.

Równocześnie konsumenci wykazują się dużą świadomością dotyczącą procesów globalnych i swojego wpływu na te procesy. To może być istotnym elementem kampanii zwiększających ich świadomość w skali mikro.

Jak wynika z analizy aktywności konsumentów na rynku konkurencyjnym, odbiorcy nie mają dużej wiedzy o swoich uprawnieniach i mechanizmach tego rynku. Wiedza konsumentów w zakresie ofert innych konkurujących z jego sprzedawcą energii jest również ograniczona. Konsumenci nie widzą również potrzeby zmiany dotychczasowego sprzedawcy energii elektrycznej. Porównując to z chęcią zmiany sprzedawcy w sytuacji uzyskania realnych korzyści finansowych, można snuć przypuszczenie, że brak jest wiedzy i świadomości po stronie konsumentów, co do potencjalnych korzyści i możliwości jakie niesie rynek konkurencyjny.

Podsumowując, należy zauważyć, iż zachowania konsumentów socjalno-bytowych kształtują się również w trendach innych państw, jednakże widać wyraźnie brak świadomości po stronie konsumentów. Można przypuszczać, iż zwiększenie ich świadomości połączone z pokazaniem ich rzeczywistych korzyści oraz jasnych reguł postępowania może doprowadzić do pożądanego efektu w zakresie zmiany profilu zużycia energii oraz zwiększenia efektywności tego zużycia.

Podsumowanie i rekomendacje

Z przedstawionych powyżej analiz dotyczących wpływu wymiany urządzeń pomiarowych na systemy inteligentnego opomiarowania na otoczenie społeczno gospodarcze, w szczególności na poprawę efektywności zużycia energii przez odbiorców, wynika szereg istotnych wniosków, które są podstawą do zawartych przez Ekspertów rekomendacji.

Po pierwsze, istnieje szereg przesłanek potwierdzających konieczność wymiany obecnego systemu opomiarowania na bardziej nowoczesny. Obecny system, oparty w dużej mierze na licznikach indukcyjnych nie daje wystarczających informacji zarówno dla samych odbiorców energii, jak i dla pozostałych uczestników rynku elektroenergetycznego. Nie pozwala on zatem na pełne wykorzystanie wszystkich możliwości, jakie daje konkurencyjny rynek energii elektrycznej. Rekomendowane jest zatem przez Ekspertów wprowadzenie nowych, bardziej zaawansowanych technologicznie rozwiązań w zakresie systemu opomiarowania zużycia energii.

Po drugie, poddając analizie profil obecnej konsumpcji odbiorców na średnim i niskim napięciu, można zauważyć pewne charakterystyki, mające znaczenie dla struktury całego rynku. Analiza wykazała, iż konsumpcja energii elektrycznej w przeliczeniu na odbiorcę wzrasta i uśrednia się w obrębie kraju. Zaobserwować można pewne prawidłowości w profilach tej konsumpcji. W rozbiciu dobowy, obserwujemy występowanie znacznych różnic w konsumpcji w różnych godzinach doby. Występowanie tzw. „szczytów" i „dolin" jest widoczne na pokazanych profilach konsumpcji. Dodatkowo, konsumpcja w ujęci rocznym charakteryzuje się sezonową zmiennością. Te różnice mają istotne znaczenie dla funkcjonowania całego systemu elektroenergetycznego. Duże różnice w dobowym i rocznym rozłożeniu konsumpcji rodzą istotne dodatkowe koszty, które są przenoszone na odbiorców. Rodzą one również zagrożenie w zakresie bezpieczeństwa energetycznego kraju, w ujęciu wewnętrznym. Konieczne jest zatem zaproponowanie działań, które doprowadzą do dobowego wyrównania zużycia energii elektrycznej. Rekomendowanym działaniem w tym zakresie jest wprowadzenie przynajmniej 24 godzinnego taryfowania, połączonego z dywersyfikacją cen w różnych godzinach doby. System ten może być połączony z zaproponowaniem tzw. taryfy socjalnej obejmującej określona ilość zużywanej energii, powyżej której będą normalne rynkowe ceny. Technicznym elementem

umożliwiającym wprowadzenie takich rozwiązań jest system inteligentnego opomiarowania (SM).

Po trzecie, dla zwiększenia bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego konieczne jest również modelowanie zachowań odbiorców energii w kierunku zwiększenia ich efektywności zużycia energii. Szereg czynników ma wpływ na zachowania odbiorców. Podstawowymi czynnikami jest świadomość oraz koszty. Pokazanie odbiorcom energii możliwości, jakie daje system, w zakresie większej oszczędności ich zużycia, połączone z pokazaniem realnych korzyści, jakie mogą z tego tytułu uzyskać jest w opinii Ekspertów bodźcem dla zmiany ich zachowań. Takie możliwości może dać system inteligentnego opomiarowania zużycia energii, umożliwiający zwrotną transmisję danych. Taki też system rekomendują Eksperci. Działania podmiotów zarządzających systemem elektroenergetycznym powinny stymulować zachowania użytkowników tego systemu do zachowań mających wpływ na poprawę efektywności energetycznej. Efektywności rozumianej jako obniżenia kosztów dostarczania energii, poprawy jakości dostaw energii i poprawy bezpieczeństwa jej dostaw. Wymiana układów pomiarowych może być jednym z elementów poprawy tej efektywności i powinna przynieść korzyści przede wszystkim końcowym użytkownikom systemu elektroenergetycznego.

Po czwarte, zarówno dla zachowań odbiorców, jak i dla zachowań pozostałych uczestników rynku istotny jest sam model systemu opomiarowania. Nie przesądzając modelu tego rynku, powinien on umożliwić odbiorcom energii aktywny udział w tym rynku. Ich dane pomiarowe dotyczące zużycia energii elektrycznej powinny być podstawą otrzymywania przez nich ofert ze strony konkurujących ze sobą sprzedawców. Te dane powinny być dostępne dla zainteresowanych podmiotów w formie umożliwiającej przygotowanie takich ofert. Powinny być one na tyle precyzyjne, ażeby mogły być podstawą do analizy kosztowej dla sprzedawców energii. Istnienie niezależnego operatora pomiarów, który pełniłby rolę w zakresie zbierania i przetwarzania danych pomiarowych, przy pozostawieniu całej infrastruktury w zakresie opomiarowania przy OSD jest możliwym z punktu widzenia tego raportu rozwiązaniem.

Po piąte, jak wynika z przedstawionych analiz, zachowanie się odbiorców ma kluczowe zaznaczenie dla pracy systemu elektroenergetycznego. Nie ma możliwości szybkiego i taniego zainwestowania w źródła wytwórcze, wiec należy zredukować obciążenie zarówno ilościowo jak

i jakościowo. Ograniczenie różnicy bilansowej powoduje ograniczenie mocy szczytowej o ok. 360 MW. i zmniejsza konieczność produkcji energii elektrycznej o 2 210 GWh co stanowi ok. 2% produkcji krajowej. Wprowadzenie system inteligentnego opomiarowania spowodowałoby oszczędności w sumie tytułu w zużyciu energii o ok. 10% tj. ok11 210 GWh rocznie. Dodatkowo, wyrównywanie profili do stanu idealnego dla KSE, czyli pasma, na bazie wykorzystania średnich mocy w 2007 roku, jak również zużycia odbiorców finalnych na poziomie 112 103 GWh, wiąże się z potencjalnym maksymalnym przesunięciem 4,56% ilości energii sprzedanej odbiorcom finalnym, tj. ca 5.115,9 GWh.

Po szóste, analizując model funkcjonowania rynku, pojawiają się poniższe konkluzje. Model funkcjonowania rynku energii zakłada tworzenie grup bilansowych niezależnie od miejsca przyłączenia użytkownika systemu elektroenergetycznego. Do zadań Operatorów Systemów Dystrybucyjnych należy dokonanie pomiarów zużycia energii przez odbiorców i przekazanie danych pomiarowych do podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie oraz do Operatora Systemu Przesyłowego (OSP) prowadzącego Rynek Bilansujący. Zgodnie z IRiESP dane te należy przekazywać codziennie za dobę poprzednią dla każdej godziny. Prowadzący Rynek Bilansujący jak i podmioty odpowiedzialne za bilansowanie odbiorców nie wnikają czy dane pochodzą z rzeczywistych pomiarów czy też są szacunkowo określane na podstawie standardowych krzywych obciążeń.

W przypadku standardowych krzywych obciążeń nie będzie możliwości dokonania korekt godzinowych tak, jak w przypadku odczytów z liczników elektronicznych, choćby odczytanych po miesiącu czy dwóch, lecz tylko korekta ilościowa za cały okres między odczytami. Przedsiębiorstwa sprzedające energię klientom rozliczanym za pomocą standardowych krzywych obciążeń otrzymają zapłatę za sprzedaną energię nie ponosząc kosztów odchyleń, a koszty rynku bilansującego wynikające z różnicy pomiędzy rzeczywistym zużyciem a zgłoszonymi szacunkowymi danymi pomiarowymi poniosą odbiorcy, którzy pozostaną klientami przedsiębiorstwa pełniącego rolę sprzedawcy z urzędu. Wynika to ze sposoby bilansowania energii. Od ilości energii, która wpłynęła do sieci OSD odejmuje się w każdej godzinie ilość energii pobranej przez pozostałe grupy bilansujące. Różnica stanowi ilość energii, jaką operator określa dla przedsiębiorstwa pełniącego rolę sprzedawcy z urzędu. Koszty ponoszone są niezależnie czy wielkość jest niedoszacowania czy przeszacowana. Dokładne

oszacowanie wartości jest w praktyce niemożliwe mimo bardzo dokładnego opracowania standardowych krzywych obciążeń. Wykorzystanie standardowych krzywych obciążeń zdaniem Ekspertów jest sprzeczne z zasadą uczciwości w rozliczeniach i zasadą dotychczas stosowaną na rynku energii mówiącą, że ten kto powoduje koszty winien je pokryć. Inny system rozliczania powinien być zastosowany. Inteligentne systemy opomiarowania mogą umożliwić wprowadzenie bardziej uczciwych systemów.

Po siódme, ceny infrastruktury, w szczególności samych systemów opomiarowania obniżają się. W państwach, które pierwsze otworzyły rynek energii, ceny układów pomiarowych blokowały jego funkcjonowanie. Dla przykładu w Finlandii ceny układu pomiarowego ze zdalną transmisją kształtowały się na poziomie 2000 Marek Fińskich tj. 1000 Euro. Dzisiaj układ z transmisją danych i komunikacją z licznikiem kosztuje ok. 100 Euro. Licznik elektroniczny pamiętający godzinowe zużycie odbiorcy, który można odczytać w dowolnym czasie jest w cenie licznika indukcyjnego. Państwa te dzisiaj w sposób programowy wymieniają liczniki na elektroniczne ze zdalnym odczytem. Nie tylko Włochy, które wymieniły prawie wszystkie, ale również Finlandia, Szwecja czy Hiszpania budują systemy liczące setki tysięcy liczników odchodząc od standardowych krzywych obciążeń. Ten kierunek rozwoju rynku opomiarowania wydaje się rozwiązaniem, które powinna wdrożyć również Polska.

Po ósme, inteligentne systemy opomiarowania są istotne dla OSD. Taryfy dystrybucyjne budowane są na podstawie uzasadnionych kosztów ponoszonych przez operatorów systemów dystrybucyjnych. Obniżenie kosztów dostaw energii prowadzi do obniżenia stawek opłat dystrybucyjnych. Obniżenie wielkości różnicy bilansowej (strat technicznych, nielegalnego poboru), czy ograniczenie strat związanych z kradzieżami infrastruktury prowadzi do obniżenia kosztów dostaw energii. Wyrównanie krzywej zapotrzebowania krajowego systemu elektroenergetycznego poprzez likwidację szczytów obciążenia ogranicza straty techniczne gdyż są one zależne od kwadratu prądu płynącego sieciach. Zdalny odczyt to również ograniczenie kosztów związanych z zatrudnieniem odczytujących te układy. Inną grupą kosztów są koszty finansowe, które można ograniczyć poprzez sprawną windykację oraz stosowanie systemów przedpłatowych. Równomierny rozkład obciążenia powoduje również ograniczenie mocy wytwórczych a zatem ogranicza koszty wytwarzania, co z kolei ma wpływ na ceny energii. Zmniejszenie stawek dystrybucyjnych, zatwierdzanych w procesie taryfowania,

niepodlegającym rynkowi konkurencyjnemu, pozostawia większy zakres do gry konkurencyjnej w części rynkowej sprzedaży energii elektrycznej. Zmiana tych proporcji może być stymulatorem rozwoju rynku[14]. System inteligentnego opomiarowania wpłynie na ograniczenie kosztów różnych uczestników rynku, w szczególności OSD. Wykazane korzyści wydaje się, iż umożliwią finansowanie projektu wymiany urządzeń pomiarowych na systemy inteligentnego opomiarowania w ramach obecnych kosztów OSD, a docelowo spowodować mogą obniżenie taryf OSD.

Podsumowując, jak to przedstawia poniższy rysunek, korzyści z wprowadzenia systemu inteligentnego opomiarowania są widoczne na wszystkich etapach dostarczania energii. Suma tych korzyści przekłada się pośrednio na korzyści dla konkretnego konsumenta. Dodatkowo, ma on możliwość modelowania swoich zachowań w sposób bardziej efektywny. Z tego względu, w opinii Ekspertów wdrożenie systemu inteligentnego opomiarowania powinno być rekomendowane.

[14] Jeżeli zostaną wydzielone jednostki grafikowe bilansujące OSD, a będzie to od 1.01.2009 r., OSD poniesie koszty niezbilansowania wynikające ze stosowania standardowych profili. Koszty OSD z tego tytułu w skali kraju to rząd 50 mln zł. (ENERGA ponosi ok. 10 mln rocznie mając 17% rynku) Jest to dodatkowy argument do wprowadzenia systemu inteligentnego opomiarowania. Koszt ten można dodać do kosztów ponoszonych przez OSD.

Rysunek 27. Korzyści ze stosowania systemów AMM[15]

[15] Carlo Drago – IBM, *Automated Meter Management,* Gdańsk, 30 marzec 2006

Bilans korzyści z wprowadzenia systemu inteligentnego opomiarowania przedstawia poniższe zestawienie

Rysunek 28. Bilans korzyści

Podmiot	Korzyści	wielkość
Odbiorcy	Obniżenie cen dostaw energii	5%
	Dostosowanie taryf do indywidualnych zapotrzebowań grup klientów	
	Dokładność rozliczeń za pobraną energię	
	Ograniczenie zużycia energii (oszczędności)	10%
	Uproszczone procedury zmiany sprzedawcy	
	Poprawa jakości dostaw energii i jakości parametrów energii	
Sprzedawcy	Ułatwienie pozyskania nowego klienta	
	Łatwiejsza obsługa klientów	
	Ochrona przychodów	
OSD	Ograniczenie różnicy bilansowej	315 mln
	Ograniczenie strat wynikające z kradzieży infrastruktury energetycznej	20 mln
	Ułatwione zakupy i logistyka układów pomiarowych	
	Uproszczona legalizacja układów pomiarowych	45 mln
	Ograniczenie zleceń w terenie	270 mln
	Łatwiejsza obsługa klientów	
	Ochrona przychodów	
	Ograniczenie kosztów RB wynikających ze stosowania standardowych profili zużycia	50 mln
KSE	Poprawa bezpieczeństwa energetycznego KSE	
	Poprawa pracy Rynku Bilansującego	
	Ograniczenie mocy szczytowej	360 MW

Załącznik nr 1

Przegląd aktualnego stanu techniki i zastosowań w Europie tradycyjnych i nowych technik przesyłu danych w systemach AMR i AMM

A. System Telegestore w ENEL (Włochy)[16]

Enel Distribuzione jest spółką zajmującą się wytwarzaniem, przesyłem i dystrybucją energii elektrycznej oraz dystrybucją gazu. Spółka jest notowana na giełdzie od 1999. Enel działa głównie na rynku europejskim, posiada również inwestycje w Ameryce Północnej i Południowej. Dysponuje 42 GW generowanej mocy i posiada 30 milionów odbiorców energii elektrycznej.

Od roku 1990 Enel eksperymentował z systemami AMR używającymi linii niskiego napięcia do komunikacji z licznikami. Doświadczenia techniczne i ekonomiczne zebrane w instalacjach pilotażowych pozwoliły firmie przedstawić plan zbudowania systemu automatycznego zarządzania licznikami wszystkich klientów podłączonych do linii niskiego napięcia. Ponadto, bazując na obecnych cenach i regulacjach, mają one zagwarantować zwrot inwestycji w ciągu 5 lat.

[16] Adam Babś, Łukasz Kajda, Tomasz Samotyjak, Jacek Świderski, Marcin Tarasiuk, *Przygotowanie wdrożenia systemu zdalnego zarządzania układami pomiaru energii oraz opracowania wytycznych stosowania różnych technik transmisji danych do odczytu liczników energii elektrycznej*, Gdańsk, lipiec 2006

Rys.2. Zwrot z inwestycji we Włoszech

Głównym zadaniem projektu było poprawienie relacji z klientami, uczynienie ich prostszymi i bardziej przejrzystymi oraz bardziej elastycznymi. Realizacja projektu miała również podnieść efektywność i wydajność spółki. Projekt rozpoczął się w czerwcu 2000 r. W wyniku jego realizacji miał powstać zdalny system zarządzania pomiarami, który używałby linii niskiego napięcia do transmisji danych w połączeniu z publiczną siecią telekomunikacyjną. W wyniku realizacji projektu powstał system Telegestore zawierający system AMR i system zarządzania klientem.

a) Statystyka projektu:

- wymieniono 30 mln. liczników,
- zainstalowano 350 tys. koncentratorów,
- uruchomiono zdalne zarządzanie 25 mln. liczników,
- zaangażowano w projekt ponad 15 tys. ludzi na 3 kontynentach,
- 650 firm zaangażowanych w instalację liczników,
- 5 firm montujących liczniki,
- 50 dostawców części do liczników,

b) Opis systemu Telegestore:

Głównymi funkcjami systemu są: zdalny odczyt liczników, zdalne zarządzanie umową (np. zmiana taryfy, załączenie, wyłączenie), zdalny nadzór nad siecią niskiego napięcia (jakość, bilans energii). System Telegestore składa się z liczników, koncentratorów, modemów i systemu centralnego. Elektroniczne liczniki energii elektrycznej posiadają zintegrowane funkcje pomiarowe, wyłącznik obwodu oraz moduł komunikacyjny PLC. Liczniki zostały zaprojektowane przez Enel z pomocą zewnętrznych projektantów. Liczniki są produkowane przez zakontraktowane fabryki, które zapewniają wysoką wielkość produkcji przy małym procencie błędów. Liczniki zostały opracowane zgodnie z międzynarodowymi standardami (CEN 61036, CEN 61268). System centralny *Automated Meter Management* (AMM) automatycznie zbiera i wysyła dane z/do koncentratorów i zarządza systemem. AMM uwzględnia specyficzne cechy komunikacji PLC (szumy i zakłócenia silnie zależą od obciążenia o różnych porach dnia i nocy). AMM umożliwia przekazanie danych do innych systemów technicznych, handlowych i back-office.

Rys.3. System Telegestore w ENEL (Włochy)

c) Kluczowe cechy systemu Telegestore:

- pomiar energii czynnej i biernej,
- automatyczny odczyt liczników,
- dzienniki zdarzeń,
- zdalne załączanie/wyłączanie,
- detekcja kradzieży,
- detekcja nieuprawnionej manipulacji przy liczniku,
- przekazywanie informacji do klienta,
- możliwość użytkowania liczników jako przedpłatowe,
- zarządzanie zapotrzebowaniem na moc,
- monitorowanie poziomu jakości usługi dla indywidualnego klienta,
- potencjalne możliwości wprowadzenia dodatkowych usług dla rynku energii.

System Telegestore umożliwia klientowi osiągnięcie następujących korzyści:

- na wyświetlaczu licznika klient może odczytać informacje o zużytej energii, taryfie, umowie, cenie za energie i pobieranej aktualnie z sieci mocy,
- klient monitorując na bieżąco swoje zużycie energii może regulować swoje zużycie tak, aby płacić niższe rachunki,
- fakturowanie bazuje na pomiarach odczytanych na dzień wyliczenia faktury,
- elastyczna struktura taryf z możliwością modulacji dziennej, tygodniowej, miesięcznej i związanej z porą roku i elastycznym okresem rozliczenia,
- zredukowany czas oczekiwania na zmianę umowy,
- ograniczone do minimum wizyty pracowników spółki u klienta,
- brak błędów odczytu liczników, zredukowana liczba reklamacji i sporów.

Dodatkowo wprowadzenie systemu Telegestore przyniosło następujące korzyści dla samej spółki:

- większość operacji jest wykonywana automatycznie, co prowadzi do wzrostu wydajności operacyjnej,
- zastosowanie automatycznego odczytu liczników i zarządzania umowami zredukowało koszty bieżące przedsiębiorstwa,
- duża zamówiona liczba liczników pozwoliła zredukować koszty pojedynczego licznika dużo poniżej kosztów innych liczników elektronicznych dostępnych na rynku,
- zredukowano straty energii związane z przyczynami technicznymi i zminimalizowano kradzieże,
- dokładniejsza prognoza zużycia i optymalizacji zakupu energii,
- osiągnięto wyższy poziom zadowolenia klienta.
- podniesiono jakość usług świadczonych na sieci niskiego napięcia, monitorowane jest zaopatrzenie w energię i ewentualne przerwy.

B. Systemy AMR w MVV Energie (Niemcy)[17]

MVV Energie AG jest jedną z wiodących w Niemczech firm działających na rynku energii. MVV Energie zaopatruje odbiorców w energię elektryczną, gaz, energię cieplną i wodę oraz zajmuje się wywozem śmieci. Firma działa zarówno na rynku niemieckim, jak i w innych krajach europejskich. MVV Energie występuje jako udziałowiec w miejskich spółkach użyteczności publicznej w Niemczech, Czechach i Polsce. Firma inwestuje również w odnawialne źródła energii koncentrując się na wytwarzaniu energii z biomasy, wykorzystywaniu energii wiatrowej i energii słonecznej. MVV Enegie AG jest od 1999 roku notowana na giełdzie. Obecnie ponad 1000 dużych przemysłowych odbiorców obsługiwanych przez MVV Energie jest wyposażonych w systemy AMR dla liczników energii elektrycznej, ciepła i gazu.

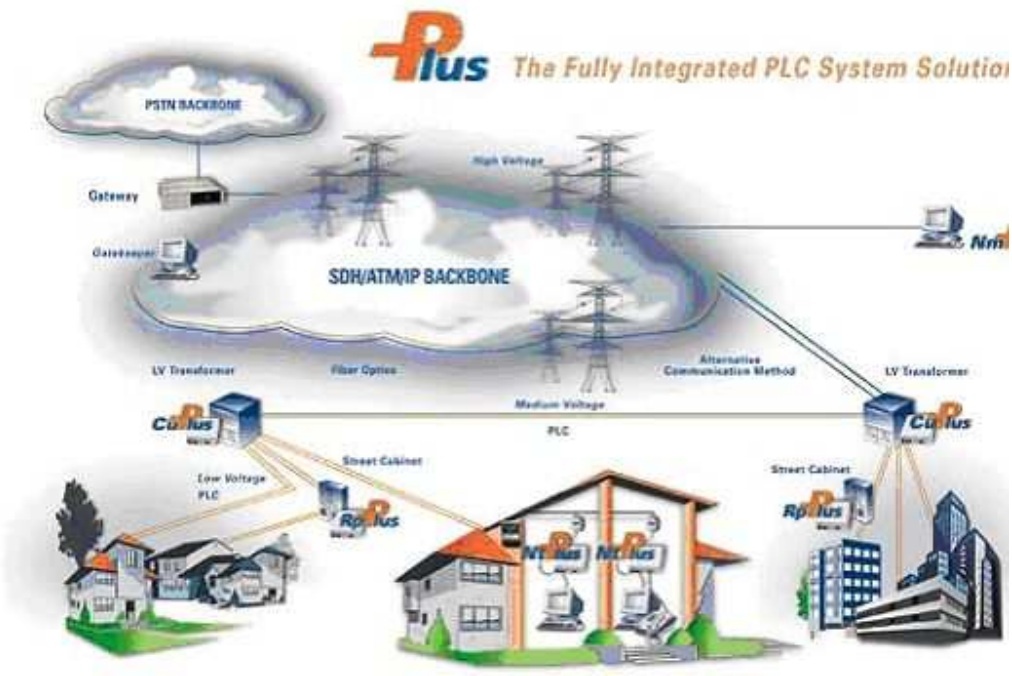
[17] Adam Babś, Łukasz Kajda, Tomasz Samotyjak, Jacek Świderski, Marcin Tarasiuk, *Przygotowanie wdrożenia systemu zdalnego zarządzania układami pomiaru energii oraz opracowania wytycznych stosowania różnych technik transmisji danych do odczytu liczników energii elektrycznej*, Instytut Energetyki o/Gdańsk, Gdańsk, lipiec 2006

Dane z tych systemów są ściągane do systemu centralnego w MVV Energie za pomocą połączeń PSTN lub GSM CSD. Połączenie odbywa się raz dziennie w nocy, do systemu centralnego przesyłane jest około 50 parametrów od każdego odbiorcy. Pierwsze próby systemu AMR dla odbiorcy masowego miały miejsce w 1997 roku w Stutensee niedaleko Karlsruhe w Niemczech. W ramach instalacji pilotażowej do systemu AMR podłączono 50 klientów. Wszystkie liczniki (elektryczności, ciepła, wody) zostały dołączone za pomocą magistrali M-Bus do kontrolera w budynku. Dane były transmitowane do systemu centralnego za pomocą modemu przewodowego i linii PSTN. Z instalacji pilotażowej zostały wyciągnięte następujące wnioski:

- odczyt jest szybki i pozbawiony błędów,
- dane są prezentowane w formie odpowiedniej do dalszej elektronicznej obróbki,
- zdalny odczyt redukuje koszty utrzymania personelu, unika się niepotrzebnego naruszania prywatnej sfery klientów i umożliwia instalację liczników w trudno dostępnych miejscach,
- możliwe są częste odczyty, co redukuje problemy przy zmianie lokatora lub zmianie taryfy,
- dzięki częstym odczytom możliwe jest prowadzenie statystyk, które mogą być użyte jako bazowe dane do optymalizacji sieci.

W 2001 roku zaczęto w MVV Energie używać łączności bezprzewodowej GSM CSD do odczytu danych od prywatnych odbiorców, a od roku 2004 zaczęto stosować technologię GSM GPRS. Również w 2001 roku MVV Energie razem z PPC AG uruchomił instalację pilotażową odczytu liczników przy wykorzystaniu technologii PLC. Wykorzystano szerokopasmowe rozwiązanie PLC oferowane przez firmę Main.net. Firma Main.net oferuje rozwiązanie oparte na szerokopasmowej łączności PLC pod nazwą handlową *Plus Platform*. Platforma ta oprócz takich usług szerokopasmowych jak dostęp do internetu czy telefon może być zastosowana również do systemów AMR. Jedną z aplikacji oferowanych do zarządzania systemem AMR jest *AmrPlus*. Może on również integrować rozwiązania innych producentów AMR stanowiąc dla nich platformę do przesyłania danych. Rozwiązanie firmy Main.net wykorzystuje do przesyłu danych w technologii PLC sieci niskiego napięcia i sieci średniego napięcia.

Rys. 4. Systemy AMR w MVV Energie (Niemcy)



1

NmPlus –zarządzanie, monitorowanie i diagnostyka sieci.

CuPlus – Koncentrator instalowany w stacji transformatorowej niskiego napięcia, posiada funkcje routera.

RpPlus – Regenerator instalowany w szafkach ulicznych.

NtPlus – Urządzenie będące końcówką sieci, może być wyposażone w następujące interfejsy komunikacyjne: 10BaseT, RS232, POTS, USB

C. Systemy AMR w Iberdrola (Hiszpania)[18]

Iberdola, jest hiszpańskim przedsiębiorstwem użyteczności publicznej z ponad 16 milionami klientów na całym świecie. Przedsiębiorstwo to zajmuje się wytwarzaniem i dystrybucją energii

[18] Adam Babś, Łukasz Kajda, Tomasz Samotyjak, Jacek Świderski, Marcin Tarasiuk -Przygotowanie wdrożenia systemu zdalnego zarządzania układami pomiaru energii oraz opracowania wytycznych stosowania różnych technik transmisji danych do odczytu liczników energii elektrycznej, Instytut Energetyki o/Gdańsk, Gdańsk, lipiec 2006

elektrycznej oraz dostarczaniem gazu i innych rodzajów usług klientom końcowym. Iberdola jest przedsiębiorstwem z siedzibą w Hiszpanii, gdzie znajduję się większość jej rynku zbytu. Ich kluczową działalnością nadal jest dystrybucja energii elektrycznej. Obecnie większość liczników energii elektrycznej jest odczytywana ręcznie, zwłaszcza tam gdzie liczniki są zgromadzone w pomieszczeniach licznikowych. W ten sposób obsługa ma ułatwiony ręczny odczyt liczników.Pomimo to, zainteresowanie Iberdoli systemami AMR ma długą historię. Już w 1991 roku Iberdola rozpoczęła testowanie różnych technologii i zdobyła na tym polu interesującą wiedzę. Co więcej, firma jest obecnie mocno zaangażowana w szerokopasmową technologię PLC i zamierza wykorzystać nowo powstałą sieć telekomunikacyjną to świadczenia nowych usług dla swoich klientów. Pierwsze doświadczenia Iberdoli z technologią PLC miały swój początek w 1991 r w Zarauz (Hiszpania) przy projekcie badawczo-rozwojowym. Opracowany i testowany system nazywał się STAM i był dostarczony przez hiszpańską firmę Ikusi. Niestety istniejące wyposażenie nie spełniało minimalnych wymagań Iberdoli. W 1992 r. hiszpańskie Ministerstwo Przemysłu i Energii zaakceptowało projekty *Gestor de Zona* oraz *Unidad Tarifaria* jednym z celów tych projektów był system AMR dla liczników. Projekty miały być prowadzone przez dwie firmy: Alcatel i Ikusi. Projekty te nigdy nie osiągnęły założonych celów, częściowo z powodów Alcatela, który wycofał się z tej inicjatywy.

W 1996 roku Iberdola rozwinęła system AMR wykonany jako próbny w Zarauz. System po rozbudowie objął 3.300 klientów i 8 stacji transformatorowych. System ten nazywa się SAD („Sistema de Automatizacion de Distribucion”) i jest zorientowany na funkcje AMR. System wykorzystuje technologię PLC i transmisję danych w paśmie *A Cenelec* (9 do 95 kHz).System ten był udoskonalany w kolejnych latach i po osiągnięciu zadowalających rezultatów zaimplementowany w nowych lokalizacjach: Logrono, Bilbao, Madrycie, Valldolid, Caceres i Valencii.

Krótka charakterystyka systemu

W pierwszej implementacji systemu użyto przystawek impulsowych zliczających liczbę obrotów tarczy liczników mechanicznych zamontowanych w polu. Impulsy były zliczane urządzeniach elektronicznych dołączonych do liczników. Dostawcami liczników były: Ferraris, Metrega, Landis+Gyr i Schlumberger.

Do transmisji danych z liczników do stacji transformatorowej użyto wąskopasmowej komunikacji PLC (pasmo *A Cenelec*) i osiągnięto prędkość transmisji 4.800 bps. W stacjach transformatorowych znajdują się urządzenia sprzęgające wyposażone w modem PSTN zapewniające łączność z komputerem centralnym. System centralny zapewnia następujące funkcje:

- zdalny odczyt liczników,
- odczyt i przechowywanie profili obciążenia (15 minutowe),
- wykrywanie kradzieży,
- lokalne funkcje bilingowe,
- zdalne odłączanie odbiorcy,
- zdalna kontrola zakontraktowanej mocy,
- wysyłanie wiadomości do klientów,
- zdalna i lokalna kontrola obciążenia.

Iberdola jest również zaangażowana w inne inicjatywy związane z systemami AMR w środowisku prywatnych dużych użytkowników. Na przykład w 2003 roku Iberdola pomogła Zarządowi Portu w Valencii we wdrożeniu małego systemu AMR używającego wąskopasmowej komunikacji PLC. Firmą, która wykonywała system, był Telvent, a dostarczycielem rozwiązań PLC był Echelon.

D. Zdalny odczyt liczników odbiorców komunalnych VATTENFALL[19]

Konsorcjum Energo-Moc, ABC System Consulting, AIUT przeprowadziło testy skuteczności odczytów i oddało do użytku pilotażowy system zdalnego odczytu na terenie GZE S.A. W systemie, obejmującym kilkuset odbiorców, zastosowano 6 typów liczników trzech producentów, w tym liczniki z łącznikiem umożliwiającym zdalne wyłączenie dopływu energii.

[19] Adam Babś, Łukasz Kajda, Tomasz Samotyjak, Jacek Świderski, Marcin Tarasiuk, *Przygotowanie wdrożenia systemu zdalnego zarządzania układami pomiaru energii oraz opracowania wytycznych stosowania różnych technik transmisji danych do odczytu liczników energii elektrycznej*, Instytut Energetyki o/Gdańsk, Gdańsk, lipiec 2006

Do celów transmisji danych zastosowano połączenie różnych technik: przewodowej PLC, interfejs szeregowy RS485 i bezprzewodowej: radio i sieć GSM (transmisja GPRS i CSD). Odczyty dokonywane są co 15 minut z możliwością godzinowej i dobowej agregacji danych. System zdalnego odczytu zarządzany jest przez oprogramowanie CBO-AMR (Centralna Baza Odczytowa - wersja AMR) które umożliwia m.in. monitoring zużycia, bilansowanie stacji nN, analizę profilu zużycia odbiorcy, prognozowanie, eksport danych do systemu billingowego.

E. Zdalny odczyt liczników odbiorców w Holandii[20]

W Holandii wdrażany jest Artykuł 13 *Dyrektywy 2006/32/WE* Parlamentu Europejskiego. Pierwszym wymogiem jest, aby dostawcy przedstawiali rachunki za rzeczywiste zużycie przy zmianie adresu i dostawcy i tu taj wymóg jest aby 98% takich operacji odbywała się przy odczycie do stanu rzeczywistego. Jednocześnie monitorowani są dostawcy aby wypełnili te normę w roku 2007 dostawcy jako przyczynę niewykonania wskazali OSD jako winnych nie przekazania danych pomiarowych w terminie. Regulator badał umowy i procedury przekazywania danych oraz wezwał OSD do wyjaśnienia przyczyn i przedstawienia programów naprawczych. Jednocześnie urząd zaczął monitorować rozlicznie klientów do stanów rzeczywistych w okresach 2 miesięcznych. Operatorzy odpowiedzialni za dostarczanie danych pomiarowych, aby sprostać tym wymaganiom, wdrażają systemy zdalnej akwizycji danych dla całej Holandii.

F. Zdalny odczyt liczników odbiorców w Danii[21]

Liczniki danych godzinowych są zainstalowane u większości klientów w jednej z największych duńskich spółek sieciowych, NESA, liczącej około 500.000 klientów. NESA instaluje je stopniowo i proces ten zakończy w 2010. Kilka innych spółek przyjęło ten sam kierunek.

[20] http://www.dte.nl/engels/news_publications/30_pressreleases/press_2007/0735_NMa_more_energy_companies_send_out_bills_on_time.asp z dnia 12.03.2008

[21] http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/VTT_Metering_requirements_and_load_profile_systems_1223-25-2005.pdf z dnia 12.03.2008

Sydvest Energi dla 156000 klientów zainstalowano nowe liczniki do końca 2007. Energi Fionia zdecydował się zainstalować AMR dla wszystkich 83000 klientów w latach 2005 - 2012. Odense Energi zainstalował nowy system pomiarowy w 6000 mieszkaniach. Wszyscy klienci będą mieć nowe liczniki w określonych ramach czasowych. Spółki duńskie planują wprowadzić powszechnie w życie AMR w ciągu następnych pięciu lat. W przyszłości pomiary godzinowe poboru energii ze względu na godzinowy model rynku obejmą cały rynek energii. Włączenie w rynek energii elastycznego zapotrzebowania odbiorców wymaga wysłania sygnałów sterujących jak również rejestrowania co godzinę ich zużycia. Wprawdzie systemy pomiarowe tanieją, ale nie wiadomo, czy oprogramowanie do obróbki danych będzie tanieć. Dzieje się tak ponieważ ilość mierzonych danych będzie się bardzo zwiększać

Problemy we wdrażaniu systemów

W trakcie wdrażania w życie napotkano na kilka technicznych problemów. DERA (duński Regulator) dostrzegał następujące problemy:

- Problemy komunikacji między różnymi systemami IT (różne oprogramowanie) używanymi przez różne spółki,
- Informacja przekazywana między spółkami była w kilku przypadkach opóźniona z powodów nieporozumień dotyczących wymagań technicznych,
- Mając do czynienia z technicznymi problemami czasem wymieniano informację ręcznie.

Stan bieżący duńskich spółek sieciowych dostarczających odczyty wygląda następująco:

- 68 % danych poprawnych,
- 10 % błędnych,
- 22 % brakuje.

Firma Rybak & Lorenz przygotowała sprawozdanie dla DERA o powodach błędnych odczytów. Według sprawozdania głównymi powodami problemów są – ogólnie rzecz biorąc – nnieodpowiednia wiedza o systemach IT oraz nieodpowiedni priorytet dla zadania.

G. Zdalny odczyt liczników odbiorców w Finlandii[22]

Szacuje się, że w Finlandii w roku 2004 roku około 70000 punktów pomiarowych połączonych zostało z systemów AMR. To jest trochę ponad 2 % punktów pomiarowych (całkowita liczba 3.1 miliona). Jednakże liczba ta wzrasta szybko z powodu wielu projektów AMR. W latach 2005-2007 wszyscy klienci Vattenfall w liczbie 360000 w Finlandii powinni dysponować już zdalnym odczytem. Firmy Vattenfall i TeliaSonera Finlandia zawarły ramowe długoterminowe porozumienie współpracy. Firma TeliaSonera będzie instalować nowe liczniki energii u fińskich odbiorców Vattenfalla i będzie odpowiedzialna za usługę odczytów opartą o modem GSM, utrzymanie systemu i inne funkcje związane z systemem. Porozumienie zawarto na 15 lat, a całkowita wartość kontraktu wynosi 100 milionom € (około 280 €/punkt pomiarowy). Fortum zaczął projekt AMR, który ma objąć 1,3 milionów klientów w AMR. E.ON w Finlandii na jesień 2005 przyłączył około 28000 punktów AMR w Espoo. Następnym krokiem będzie wzrost liczby punktów AMR do 40000. W Joensuu E.ON wszyscy klienci będą w systemie AMR do 2009r.

Kainuun Energia ma około 30000 klientów w AMR i wszyscy tj. ok. 50000 klientów będzie mieć AMR do końca 2008. W Helsingin Energia zainstalowano około 25000 punktów w AMR do końca 2006. Następnym krokiem będzie zainstalowanie AMR całych Helsinkach (ponad 300000 punktów). Również inni operatorzy OSD zainwestowali albo mają plany by zainwestować w wielki system AMR. Przykładami są tu: Turku Energia dla 23000 punktów, Tampereen Sähkölaitos dla 125000 punktów do 2010) oraz Valkeakosken Energia 11500 punktów).

[22] http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/VTT_Metering_requirements_and_load_profile_systems_1223-25-2005.pdf z dnia 12.03.2008

H. Zdalny odczyt liczników odbiorców w Szwecji[23]

W kwietniu 2005 w przybliżeniu u 500 000 klientów zainstalowało systemy AMR. Opierając się na wymaganiu miesięcznego odczytu wszystkich klientów od 1 lipca 2009 kilku OSD skupiło swoja uwagę na technologii AMR stwierdzając, że odwiedzanie każdego finalnego odbiorcy, każdego miesiąca, będzie zbyt kosztowne dla OSD. Z powodu ograniczonego wzrostu w kosztach dla godzinowych odczytów wobec miesięcznego odczytu, kilku OSD ogniskuje się na godzinowym odczycie wszystkich końcowych klientów. Głównym tego powodem mają być przygotowane przyszłe nowe wymagania dotyczące pomiarów. Innym ważnym powodem wzrostu zainteresowania wprowadzaniem w życie pomiarów godzinowych jest sama technologia, która staje się bardziej dojrzała i odpowiednio bardziej godna zaufania w porównaniu do wcześniejszych systemów, które były powodem kilku problemów z danymi. W oparciu o wymagania dla miesięcznego odczytu, kilku szwedzkich OSD współpracuje nad rozwiązaniami miesięcznego odczytu. Ta współpraca, zwana SAMS (Svenska Mätsamarbetet), obejmuje ponad 1,1 miliona końcowych klientów. SAMS ma następujące cele:

- Użytkownik skierowany rozwój technologii,
- Określenie wspólnej polityki,
- Korzystanie ze wspólnych instalacji, baz danych itp.,
- Efekt skali – lepsza cena, silniejszy partner do negocjacji.

SAMS zawarły porozumienie w ramach umowy ze sprzedawcą (TubenTeknik AB3) otwartej technologii i sprzętu komputerowego, niezależnego czołowego systemu zbierania danych godzinowych. Ten nowy system zastąpi wszystkie inne systemy sprzedawcy odbiorcy końcowego. Trzy grupy porozumienia współpracują zakupu wdrożenia tego otwartego systemu. SAMS zawarły też porozumienie w ramach umowy z czterema sprzedawcami sprzętu komputerowego w zakresie wdrożenia systemu AMR. Analiza inwestycji dla Mälarenergi Elnät

[23] http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/VTT_Metering_requirements_and_load_profile_systems_1223-25-2005.pdf z dnia 12.03.2008

AB4 przedstawia różne rozwiązania dotyczące automatycznego mierzenia spełniającego nowe wymagania godzinowych i miesięcznych pomiarów. Prowadzone są analizy, kiedy taka inwestycja powinna być wykonana, czy Mälarenergi powinien wykonać projekt sam czy zlecić jego wykonanie na zewnątrz, a także którą część systemu AMR wybrać i jaki jest koszt dla kompletnego systemu AMR. Wyniki tej analizy wskazują, że Mälarenegi zainwestuje 5-8 MSEK/rok podczas całego projektu (15 lat). Większa część inwestycji składa się z sprzętu komputerowego (50%). Koszty dla logistyki (25%), utrzymania. Koszty eksploatacyjne (20 %) są też ważne. Zabudżetowane koszty dla inwestycji to 1500-1950 SEK/punkt pomiarowy, zależnie od wybranych AMR systemów.

I. Zdalny odczyt liczników odbiorców w Norwegii[24]

Po wprowadzeniu pomiaru z profilem godzinowym dla klientów końcowych z rocznym zużyciem większym niż 100.000 kWh, około 60% całego zużycia energii w Norwegii będzie mierzona z profilem godzinowym. Około 4 % z wszystkich istniejących punktów pomiarowych (całkowita liczba 2,5 milionów) jest mierzony z profilem godzinowym. Obecna dyskusja dotycząca wprowadzania AMR na rynku energii skupia się na prowadzeniu w życie pomiaru godzinowego wszystkich odbiorców. Są jeszcze różnice dotyczące odpowiedzialności za pokrycie kosztów inwestycji. Jesienią 2005 roku przeprowadzona została ankieta wśród norweskich OSD. 113 ze 130 spółek odpowiedziało na kwestionariusze, co dało reprezentatywny wynik 86,9 %. 10 ze 113 OSD wykonało w pełnej skali wprowadzenie w życie automatycznego pomiaru, czytanego w ich sieci i dodatkowo 18 (z 113) OSD miało takie plany. W ankiecie OSD był pytany o preferowany rozkład czasu dla różnych grup klientów końcowych. Pomiary godzinne i tygodniowe były najczęściej występującymi odpowiedziami. Pomiar godzinny jest wybrany „do standaryzacji" wszystkich klientów, którzy mają zainstalowaną technologię AMR (niezależnie od ich rocznego zużycia). Z drugiej strony, pomiar tygodniowy jest wybrany ze względu na to, by mieć wartości pomiaru odpowiedni do możliwości dla

[24]http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/VTT_Metering_requirements_and_load_profile_systems_1223-25-2005.pdf z dnia 12.03.2008

tygodniowych zmian systemowych i okresowych pomiarów drobnego odbioru. OSD były pytane o koszta instalacji AMR od jesieni 2005. Odpowiedzi wykazały znaczne różnice, jednak przeciętne koszty rozwoju (koszty łączne dla inwestycji i rozwoju) wyniosły 2000-5000 NOK na punkt pomiarowy. Koszty operacyjne rocznie wyniosły 100-500 NOK na punkt pomiarowy. Pośród OSD, które miały plany wprowadzania w życie pełnej skali AMR, oczekiwane całkowite koszty inwestycji wyniosły 1800-3500 NOK na punkt pomiarowy, zaś wartość średnia wynosiła 2160 NOK. Przewidywano, iż koszty wyniosą od 20 do 500 NOK na punkt pomiarowy rocznie.Wartość średnia wyniosła 177 NOK na punkt pomiarowy rocznie.Koszty AMR były zależne od różnych czynników, m.in.:

- Różne technologie
- Geograficzne czynniki (geograficzna koncentracja albo rozrzut odbiorców)
- Różnice między OSD (procedury nabywania i kompetencje negocjacji ze sprzedawcami)

Powszechny trend jest taki, że koszty AMR spadają. Nastąpił spadek ceny końcowej z 5000 NOK w 1994 do 1000-2800 NOK w 1996 i 500-1600 NOK na początek roku 2000.

J. Porównanie działań w wybranych krajach europejskich[25]

Główne różnice w systemach pomiarowych różnych krajów Europy to:

- Różna definicja punktu pomiarowego ID to różne wymagania dla obligatoryjnego godzinowego pomiaru, które są oparte o różne jednostki: wielkość rocznego zużycia energii; jednak ogólnie próg jest zbliżony.
- Koszty obligatoryjnego godzinowego pomiaru są w Finlandii opłacane przez klienta, a w innych krajach przez Operatora

---

25 http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/VTT_Metering_requirements_and_load_profile_systems_1223-25-2005.pdf z dnia 12.03.2008

- Częstość odczytów będzie różna w przyszłości (np. w Szwecji odczyty miesięczne od roku 2009)
- Wybór czasu instalacji AMR jest różny - w Szwecji najszybszy, inni pozostają kraje pozostają w tyle w tym zakresie.
- Koszty dużej skali AMR instalacji są zmniejszone, porównywalne z kosztami indywidualnych instalacji i liczba klientów AMR wzrasta bardzo szybko w różnych krajach.
- Siłą napędową instalacji AMR są częściowo malejące koszty systemu i częściowo korzyści systemów AMR dla Operatora.

Przynajmniej następujące korzyści mogą być zidentyfikowane:

Z punktu widzenia Operatora:

- Oszczędności w liczniku elektronicznym w porównaniu z ręcznym czytaniem (1 do 12 razów/przez rok zależnie od taryfy); koszty ręcznego czytania zależą od dostępności i odległości;
- Oszczędności porównano z ręcznym odczytem w przypadku zmiany miejsca zamieszkania;
- Oszczędności wynikające z danych mierzonych i danych szacowanych;
- Biling staje się prostszy, występuje mniej korekt, reklamacji, sporów sądowych;
- Obsługa klientów staje się łatwiejszą z powodu zmniejszania skarg;
- Operacje w sieci dystrybucyjnej (obliczenia, ilość i wybór czasu inwestycji) stają się dokładniejsze;
- Łatwiejsza jest lokalizacja awarii sieci dystrybucyjnej;
- Łatwiejszy jest dostęp do informacji co do przerw zasilania i jakości energii elektrycznej.
- Możliwe jest rozwijanie nowej jakości usług (na przykład informacja do klientów o przerwie zasilania , kontrola odbioru , bezpieczeństwo i usługi, alarm).

Z punktu widzenia sprzedawcy:

- Biling może być oparty o faktyczną konsumpcję: mniej finansowych kosztów / ryzyka dla sprzedawcy;
- Mniejsze ryzyko i koszty z powodu dokładniejszej prognozy;
- Zmniejsza się niepewność na końcowym wyniku biznesu;
- Godzinowe pomiary umożliwią opracowanie lepszego cennika na energię elektryczną;
- Sprzedawcy mogą zaoferować cennik zależny od miejsca poboru.

Z punktu widzenia klienta:

- Bardziej dokładny i jasny biling (bez konieczności prognozowania i późniejszego korygowania faktur);
- Możliwości otrzymania przez klienta lepszej oferty od sprzedawcy.
- Możliwości w oszczędzaniu energii. To jest dużo bardziej skuteczne, jeżeli dane o konsumpcji są dostępne dla klienta w czasie rzeczywistym. Opóźnione sprzężenie zwrotne połączone z brakiem pomiarów utrudnia znalezienie powodów energochłonności. Nawet kiedy powód jest znaleziony, działania korygujące działania są opóźnione.

Na podstawie powyższych korzyści AMR, wzrasta liczba Operatorów instalujących AMR dla wszystkich klientów.

Załącznik nr 2 i 3

Ankiety pokazujące zachowania przedsiębiorstw

Ankiety w załączonych formatach Excel

Załącznik nr 4 i 6

Ankiety pokazujące zachowania odbiorców socjalno - bytowych

Ankiety w załączonych formatach Excel