

Fundacja Fundusz Współpracy (FFW)
Urząd Regulacji Energetyki (URE)

Analiza Końcowa

do projektu

„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

„PROJEKT URE”



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



DORADZAMY WIELKIM JUTRA



INSTYTUT
SOBIESKIEGO

Doradztwo Gospodarcze DGA

Nadzór merytoryczny		
<i>imię i nazwisko</i>	<i>Stanowisko:</i>	<i>podpis:</i>
<i>Andrzej Głowacki</i>	<i>Prezes Zarządu</i>	
<i>Janusz Wiśniewski</i>	<i>Wiceprezes Zarządu</i>	
<i>Tomasz Kwiecień</i>	<i>Dyrektor</i>	
Koordynator Projektu		
<i>imię i nazwisko</i>	<i>Stanowisko:</i>	<i>podpis:</i>
<i>Daniel Borkowski</i>	<i>Senior Ekspert</i>	
Konsultanci		
<i>imię i nazwisko</i>	<i>stanowisko:</i>	
<i>Joanna Mazurkiewicz</i>	<i>Konsultanci</i>	
<i>Piotr Majchrzak</i>		
<i>Waldemar Kałuża</i>	<i>Eksperci</i>	
<i>Przemysław Zaleski</i>		

Instytutu Sobieskiego

Nadzór merytoryczny		
<i>imię i nazwisko</i>	<i>Stanowisko:</i>	<i>podpis:</i>
<i>Paweł Szałamacha</i>	<i>Prezes Zarządu Instytutu</i>	
<i>Robert Zajdler</i>	<i>Sobieskiego</i>	
	<i>Koordynator merytoryczny</i>	
Koordynator Projektu		
<i>imię i nazwisko</i>	<i>Stanowisko:</i>	<i>podpis:</i>
<i>Aleksandra Przegalińska</i>	<i>Członek Zarządu Instytutu</i>	
	<i>Sobieskiego</i>	
Konsultanci		
<i>imię i nazwisko</i>	<i>stanowisko:</i>	
<i>Marek Gała</i>	<i>Eksperci</i>	
<i>Jacek Białecki</i>		
<i>Jarosław Goncerz</i>		
<i>Mieczysław Wrocławski</i>		
<i>Tomasz Chmał</i>		
<i>Robert Zajdler</i>		

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 3
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

Spis treści

Spis treści	3
1. Wstęp. Metodologia Badania	6
1.1. Cel opracowania	6
1.2. Zakres merytoryczny	6
1.3. Podstawy informacyjne	8
2. Geneza projektu	9
3. Korzyści wprowadzenia projektu	11
3.1. Korzyści dla odbiorców.....	11
3.1.1. Dostosowanie taryf do indywidualnych zapotrzebowań grup klientów	11
3.1.2. Dokładność rozliczeń za pobraną energię	12
3.1.3. Ograniczenie zużycia energii	12
3.1.4. Uproszczone procedury zmiany sprzedawcy	12
3.1.5. Potencjalna poprawa efektywności zużycia energii elektrycznej.....	13
3.2. Poprawa jakości dostaw energii i parametrów energii.....	14
3.3. Korzyści dla sprzedawców	14
3.4. Korzyści dla OSD.....	15
3.5. Ograniczenie kosztów udziału w rynku bilansującym.....	16
3.6. Konkluzje.....	18
4. Obecny stan urządzeń i systemów pomiarowych	19
4.1. Charakterystyka i zestawienie zainstalowanych liczników.....	19
4.2. Istniejące modele akwizycji, przetwarzania oraz zarządzania danymi pomiarowymi.....	24
4.3. Charakterystyka systemów pomiarowo-rozliczeniowych	27
5. Wykonalność i organizacja projektu	30
5.1. Rozwiązania techniczne i charakterystyka rekomendowanych urządzeń	30
5.2. Zakres funkcjonalności systemów zdalnej akwizycji danych pomiarowych	30
5.3. Rekomendowane standardy wymiany danych rynkowych	32
5.4. Rozwiązania technologiczne w zakresie systemów pomiaru, zdalnej akwizycji oraz zarządzania danymi pomiarowymi, urządzeniami pomiarowymi oraz infrastrukturą komunikacyjną	32
5.5. Organizacja procesu wymiany urządzeń pomiarowych	33
5.5.1. Działania przygotowawcze oraz etapy wdrażania inteligentnego systemu pomiarowego	33
5.6. Harmonogram wdrażania inteligentnego systemu pomiarowego	38
6. Koszty i źródła finansowania projektu.....	43

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 4
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

6.1.	<i>Projekcja nakładów i kosztów wymiany urządzeń pomiarowych</i>	43
6.2.	<i>Analiza porównawcza nakładów i kosztów łącznych oraz w rozbiciu na poszczególne przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące zadania OSD</i>	45
6.3.	<i>Analiza wrażliwości</i>	47
6.4.	<i>Sposób sfinansowania operacji wymiany urządzeń pomiarowych</i>	50
7.	Czynniki prawne	52
7.1.	<i>Niezależny operator. Relacje prawne w stosunku do beneficjentów systemu</i>	52
7.1.1.	<i>Niezależny operator w prawie UE</i>	52
7.1.2.	<i>Założenia proponowanego modelu</i>	53
7.1.3.	<i>Struktura systemu opomiarowania</i>	54
7.1.4.	<i>Zarządzenia danymi pomiarowymi</i>	54
7.1.5.	<i>Wzmocnienie pozycji Prezesa URE w związku z wprowadzeniem nowych układów pomiarowych</i>	55
7.1.6.	<i>Wzmocnienie Ministra Gospodarki</i>	56
7.1.7.	<i>Wzmocnienie Prezesa Głównego Urzędu Miar</i>	56
7.1.8.	<i>Wzmocnienie Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów</i>	57
7.2.	<i>Finansowanie projektu poprzez taryfy dystrybucyjne</i>	57
7.3.	<i>Kwestia pomocy publicznej</i>	57
8.	Warianty rozwiązań zmierzających do wzmocnienia roli Regulatora na sektorze energii	58
8.1.	<i>Powody wzmocnienia roli regulatora</i>	58
8.2.	<i>Koncepcja DSDR i NOP</i>	59
8.2.1.	<i>Ogólny zarys rozwiązania</i>	59
8.2.2.	<i>Funkcje i zadania NOP</i>	63
8.2.3.	<i>Obowiązujące uwarunkowania prawne i propozycje zmian</i>	64
8.2.4.	<i>Uwarunkowania techniczne</i>	65
8.2.5.	<i>Miejsce i zadania OSD</i>	69
8.2.6.	<i>Zasady udostępniania danych</i>	71
8.2.7.	<i>Harmonogram i etapy wprowadzania NOP</i>	72
8.2.8.	<i>Wady i zalety proponowanego wariantu</i>	77
9.	Analiza SWOT	78
9.1.	<i>Zarys metodologii podejścia do analiz</i>	78
9.2.	<i>Identyfikacja słabych i mocnych stron oraz szans i zagrożeń</i>	80
9.3.	<i>Podsumowanie analizy SWOT</i>	82
10.	Podsumowanie	85

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 5
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

Wykaz rysunków:

Rysunek 1: Graficzne przedstawienie liczby liczników zainstalowanych u poszczególnych OSD	20
Rysunek 2: Zestawienie procentowego udziału liczników elektronicznych u poszczególnych OSD	22
Rysunek 3. Aktualna infrastruktura teleinformatyczna OSD.....	28
Rysunek 4: Schemat organizacyjny projektu budowy inteligentnego systemu pomiarowego	34
Rysunek 5: Wpływ korekty założonego wskaźnika strat handlowych na efekty wdrożenia.....	47
Rysunek 6. Wpływ korekty wskaźnika wzrostu na efekty wdrożenia	48
Rysunek 7. Wpływ korekty jednostkowych cen nakładów inwestycyjnych na efekty wdrożenia	49
Rysunek 8. Wymagana infrastruktura teleinformatyczna OSD	66
Rysunek 9 Centralny System Monitorowania Procesów Rynkowych	68
Rysunek 10: Harmonogram realizacji	76

Wykaz tabel:

Tabela 1: Analiza zbioru danych OSD wg stanu na dzień 31 grudnia 2007 roku.	19
Tabela 2: Klasyfikacja grup taryfowych	22
Tabela 3: Zestawienie liczby liczników podlegających wymianie w latach 2008-2017.....	23
Tabela 4: Zestawienie danych dotyczących rozwiązań komunikacyjnych zastosowanych w przypadku odbiorców posiadających teletransmisję danych pomiarowych do OSD.....	26
Tabela 5: Harmonogram realizacji inteligentnego systemu pomiarowego	39
Tabela 6: Tempo wymian liczników energii elektrycznej w etapie wdrożeniowym.....	41
Tabela 7: Analiza zbioru danych OSD wg stanu na dzień 31 grudnia 2007 roku.	44
Tabela 8: Liczba odbiorców V grupy przyłączeniowej w przeliczeniu na stacje transformatorowe średniego napięcia wg stanu na dzień 31 grudnia 2007 roku.....	44
Tabela 9: Straty sieciowe, technicznie uzasadnione i handlowe na SN i nN w 2007 roku.....	44
Tabela 10. Nakłady inwestycyjne na wdrożenie SM dla wysokiego i średniego napięcia przypadające na pojedynczego odbiorcę w modelu AMR [zł/szt].	46
Tabela 11. Nakłady inwestycyjne na wdrożenie SM dla niskiego napięcia przypadające na pojedynczego odbiorcę w wariantcie bazowym w modelu AMR [zł/szt].	46
Tabela 12. Nakłady inwestycyjne na wdrożenie SM dla niskiego napięcia przypadające na pojedynczego odbiorcę w modelu AMM [zł/szt].....	46
Tabela 13: Zmiana wskaźnika strat handlowych w poszczególnych wariantach konstruowania taryf dystrybucyjnych	48
Tabela 14: Zmiana współczynnika wzrostu w poszczególnych wariantach konstruowania taryf dystrybucyjnych	49
Tabela 15: Zmiana cen nakładów w poszczególnych wariantach konstruowania taryf dystrybucyjnych.....	50
Tabela 16: Zestawienie danych podlegających standaryzacji	63
Tabela 17: Wybrane ryzyka projektu wymiany urządzeń pomiarowych	83

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 6
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

1. Wstęp. Metodologia Badania

1.1. Cel opracowania

Niniejsze opracowanie jest prezentacją wyników badań przeprowadzonych na zlecenie Fundacji Fundusz Współpracy i Urzędu Regulacji Energetyki przez konsorcjum tworzone przez Doradztwo Gospodarcze DGA S.A. i Instytut Sobieskiego oraz powołanych ekspertów w ramach projektu Transition Facility „Wzmocnienie nadzoru regulatora nad sektorem energii” nr ref. PL2005/017-488.02.04.01. Projekt realizowany był w okresie od stycznia do lipca 2008 roku.

Głównym celem prac było przeprowadzenie analizy technicznej, kosztowej, prawnej i społeczno - ekonomicznej instalacji elektronicznych urządzeń pomiarowych ze zwrotną transmisją danych u odbiorców na wysokim, średnim i niskim napięciu oraz rozpatrzenie możliwości wydzielenia Niezależnego Operatora Pomiarów. Ogólne cele projektu to zbadanie potencjalnego wpływu projektu na przygotowanie do efektywnego funkcjonowania rynku energii elektrycznej. Szczegółowym celem projektu było opracowanie działań wspomagających regulatora w przygotowaniach do aktywizacji popytowej strony rynku energii elektrycznej poprzez stymulowanie odbiorców do uczestnictwa w tym rynku. Realizację przyjętych założeń umożliwiło przeprowadzenie studium wykonalności składającego się z czterech raportów oraz analizy końcowej, stanowiącej podsumowanie prac:

- Raport 1 – techniczny;
- Raport 2 – kosztowy;
- Raport 3 – prawny;
- Raport 4 – społeczno – ekonomiczny;
- Analiza Końcowa (stanowiąca niniejszy dokument).

Ponadto na potrzeby organizacyjne zostały przygotowane raporty: Raport Wstępny przedstawiający plan i harmonogram realizacji projektu, natomiast Raport Końcowy zostanie przygotowany na zakończenie projektu.

1.2. Zakres merytoryczny

Raport 1 zawiera analizę technicznych rozwiązań umożliwiających wprowadzenie systemu inteligentnego opomiarowania zużycia energii elektrycznej. Przeprowadzone prace obejmowały zebranie danych o obecnie stosowanych urządzeniach pomiarowych oraz charakterystykach użycia energii przez poszczególne grupy odbiorców, analizę dostępności rozwiązań technologicznych niezbędnych do przeprowadzenia powszechnej wymiany urządzeń pomiarowych u odbiorców oraz analizę warunków technicznych i opracowanie harmonogramu wymiany.

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 7
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

Analizę systemów zdalnej akwizycji, przetwarzania i zarządzania danymi pomiarowymi (AMM) oraz wymagań koniecznych dla osiągnięcia określonego zakresu funkcjonalności infrastruktury komunikacyjnej przeprowadzono z wykorzystaniem danych rynkowych. Przedstawiono również organizację procesu wdrażania inteligentnego systemu pomiarowego.

Raport 2 obejmuje analizę całkowitych kosztów wymiany urządzeń pomiarowych. Celem raportu było opracowanie wariantowej analizy całkowitych kosztów wymiany urządzeń pomiarowych, ich możliwego podziału między OSD, sprzedawców energii i odbiorców oraz wskazanie możliwości sfinansowania przedsięwzięcia, jak również przedstawienie propozycji harmonogramu wymiany urządzeń pomiarowych i oszacowania wpływu przedsięwzięcia na realizację celów poprawy efektywności energetycznej. Analizę kosztów sporządzono wg danych na 31 grudnia 2007 roku.

Raport 3 stanowi analiza prawna wykonalności przedsięwzięcia z uwzględnieniem prawa własności urządzeń pomiarowych, perspektywy wprowadzenia niezależnego operatora pomiarów oraz możliwych do zastosowania programów taryfowych. Dokument ten wskazuje na podstawowe kwestie prawne i sposób ich interpretacji oraz postulowane zmiany legislacyjne w Unii Europejskiej. Ponadto zaproponowano rozwiązania prawne, tworzące strukturę systemu opomiarowania zużycia energii elektrycznej oraz dotyczące własności urządzeń i danych pomiarowych. Dokonano analizy polskich przepisów prawnych w zakresie: procedury przyłączenia do sieci, dostarczania i pomiaru zużycia energii elektrycznej, własności urządzeń pomiarowych oraz zmian legislacyjnych w zakresie specyfikacji urządzeń pomiarowych. Następnie przedstawiono prawne aspekty wymian układów pomiarowych, koncentrując się w szczególności na wskazaniu rozwiązań w największym stopniu zapewniających urzeczywistnienie rynku konkurencyjnego, spełniających jednocześnie kryterium efektywności ekonomicznej i technicznej, akceptowalności społecznej oraz zobowiązań wynikających z Dyrektywy 2006/32/WE. Wskazano przy tym sposoby wprowadzania nowych układów pomiarowych.

Analiza prawna objęła dodatkowo postulowane wzmocnienie pozycji Regulatora wskutek wprowadzenia nowych technologii opomiarowania systemu energetycznego oraz kwestie wprowadzenia niezależnego podmiotu odpowiedzialnego za obsługę urządzeń pomiarowych. Osobnymi zagadnieniami było wskazanie kierunków różnicowania taryf oraz unifikacji profili zużycia stosowanych przez OSD.

Raport 4 poświęcony jest analizie wpływu przedsięwzięcia na otoczenie społeczno-gospodarcze. Celem opracowania było wskazanie źródeł potencjalnej poprawy efektywności zużycia energii w wyniku wyposażenia odbiorców w elektroniczne liczniki z rejestracją zużycia i wdrożenia interaktywnych metod zarządzania zużyciem energii. Dla realizacji celu, w pierwszej kolejności dokonano charakterystyki grup odbiorców energii elektrycznej oraz opisu standardowych charakterystyk zużycia energii elektrycznej dla odbiorców na średnim i niskim napięciu. Następnie przeanalizowano czynniki wpływające na zmiany zachowań odbiorców oraz oszacowano skutki przedsięwzięcia dla uczestników rynku.

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 8
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

1.3. Podstawy informacyjne

Podstawą sporządzenia raportów były dane statystyczne pozyskane od 18 przedsiębiorstw energetycznych, wykonujących zadania operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD):

1. ENEA Operator Sp. z o.o.
2. ENERGA-Operator S.A.
3. EnergiaPro Koncern Energetyczny S.A.
4. Energoserwis Kleszczów Sp. z o.o.
5. ENION S.A.
6. ESV S.A.
7. LUBZEL Dystrybucja Sp. z o.o.
8. ŁZE Dystrybucja Sp. z o. o.
9. PKN ORLEN S.A.
10. POLENERGIA S.A.
11. RWE Stoen Operator Sp. z o.o.
12. RZE Dystrybucja Sp. z o.o.
13. Vattenfall Distribution Poland S.A.
14. Zakład Energetyczny Łódź - Teren S.A.
15. ZEB Dystrybucja Sp. z o.o.
16. ZEORK Dystrybucja Sp. z o.o.
17. ZEW-T Dystrybucja Sp. z o.o. (OSD nie przedstawił danych do projektu).
18. ZKE Dystrybucja Sp. z o.o.

Z uwagi na poufność informacji w ramach niniejszej analizy nie posługujemy się nazwami poszczególnych OSD, a jedynie prezentujemy dane zagregowane przez oznaczenie OSD numerem porządkowym X. Podana powyżej kolejność nie znajduje odzwierciedlenia w dalszych częściach niniejszego opracowania.

Kwestionariusz zawierał pytania dotyczące danych statystycznych charakteryzujących typowe profile obciążeń stosowane przez poszczególnych OSD. Szczegółowe pytania kwestionariusza dotyczyły: rodzaju grupy taryfowej, wyodrębnienia zasilania jednofazowego i trójfazowego w obrębie danej grupy, typowych przebiegów dobowych z podziałem na dni robocze, soboty, niedziele i dni świąteczne dla każdego miesiąca w roku, typów zainstalowanych urządzeń pomiarowych z wyszczególnieniem daty ich produkcji i roku ostatniej legalizacji.

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 9
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

Ponadto zebrano dane dotyczące liczby odbiorców, liczby liczników, ilości energii dostarczonej w 2007 roku, mocy umownej i mocy przyłączeniowej, liczby stacji transformatorowych SN i nN oraz strat sieciowych, technicznie uzasadnionych i handlowych na SN i nN w 2007 roku.

Należy zauważyć, że dane źródłowe pozyskane na potrzeby niniejszego opracowania od operatorów systemów dystrybucyjnych, w wielu przypadkach były niekompletne bądź budziły wątpliwości, co do prawidłowego ich ujęcia. W takich przypadkach, bazując na posiadanej wiedzy i doświadczeniu, została dokonana weryfikacja informacji (w możliwym zakresie), bądź stosownych szacunków, wskazując w zestawieniach pozycje, których to dotyczyło.

Drugim źródłem informacji były badania ankietowe przeprowadzone w pierwszej połowie kwietnia 2008 roku na reprezentatywnej grupie 500 odbiorców socjalno-bytowych oraz 270 przedsiębiorstw. Ankietowani pochodzili z terenu całego kraju. Celem badania była analiza zarówno obecnych zachowań konsumentów, jak i potencjalnych możliwości zamiany ich zachowania w przyszłości. Kwestionariusz zawierał również pytania dotyczące świadomości potencjalnych korzyści, jakich można oczekiwać w wyniku modelowania zachowań konsumenckich. Analiza zachowań konsumentów została przedstawiona w załączniku 1 (szczegółowy opis badania został przedstawiony w Raporcie 4).

Kolejne źródło informacji stanowiły wyniki badań przeprowadzonych przez URE, PTPiREE oraz informacje publikowane na stronach PSE-Operator S.A.

W trakcie prac nad całym projektem przeprowadzono też szereg konsultacji z przedstawicielami URE jak również z innymi ekspertami rynku energii.

2. Geneza projektu

Na szczycie Rady Europejskiej w marcu 2007 roku przyjęto, że do 2020 roku wszystkie kraje Unii Europejskiej muszą razem spełnić cele określone jako „3 x 20”, czyli:

- 1) zmniejszenie emisji CO₂ o 20%,
- 2) zwiększenie udziału energii ze źródeł odnawialnych do 20%,
- 3) zwiększenie efektywności energetycznej o 20% do 2020 roku.

Spełnienie trzeciego kryterium w znacznym zakresie zależy będzie od podjęcia działań na rzecz oszczędzania energii.

W dniu 5 kwietnia 2006 roku decyzją Parlamentu Europejskiego i Rady została przyjęta Dyrektywa 2006/32/WE w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych, uchylająca Dyrektywę Rady 93/76/EWG. Celem niniejszej dyrektywy jest m.in. opłacalna ekonomicznie poprawa efektywności końcowego wykorzystania energii w państwie członkowskim poprzez określenie celów, mechanizmów, zachęt i ram instytucjonalnych, finansowych oraz prawnych. Dyrektywa ta określa również

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 10
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

cel indykacyjny w zakresie oszczędności w wysokości 9% do 2016 roku, oraz cel pośredni w wysokości 2% do roku 2010. Krajowy Plan Poprawy Efektywności Energetycznej zakłada, że osiągnięcie tychże celów nastąpi poprzez wykorzystanie mechanizmów rynkowych, w minimalnym stopniu wspieranych finansowaniem budżetowym. Główną rolę wyznaczono środkom horyzontalnym tj. systemowi białych certyfikatów oraz kampaniom informacyjnym, szkoleniom i edukacji w zakresie poprawy efektywności energetycznej. Ponadto założono realizację celów wg zasady najmniejszych kosztów, m.in. poprzez pełne wykorzystanie istniejących mechanizmów i infrastruktury organizacyjnej.

Wskazana poprawa efektywności energetycznej ma się dokonać poprzez zwiększenie efektywności końcowego wykorzystania energii dzięki zmianom technologicznym i gospodarczym oraz zmianom zachowań.

Poprawie efektywności energetycznej w sektorze przemysłu służyć ma m.in. rozwijanie systemu zarządzania energią i systemu audytów energetycznych w przemyśle. Istotne zmiany w zakresie zwiększenia efektywności energetycznej mają się dokonać również poprzez zmianę zachowań gospodarstw domowych, jak również podejmowanie działań zmierzających do ograniczania ilości zużywanej energii.

Warunkiem koniecznym dla zwiększenia efektywności energetycznej odbiorców finalnych i modyfikacji ich zachowań jest pełna, dostępna informacja o rzeczywistym zużyciu energii oraz możliwościach aktywnego jego ograniczania. Pierwszym krokiem dla spełnienia tego warunku jest zainstalowanie w systemie energetycznym instrumentów pomiarowych umożliwiających generowanie i dostęp do wymienionych informacji. Badania podjęte w ramach niniejszego projektu stanowią wstępną fazę wdrożenia tego typu rozwiązań.

Drugim dokumentem, stanowiącym kanwę realizacji niniejszego projektu, jest przedstawiony 19 września 2007 roku przez Komisję Europejską tzw. Trzeci pakiet liberalizacyjny rynku energetycznego Unii Europejskiej. Celem wprowadzenia dodatkowych regulacji, uzupełniających dotychczasowe przepisy stymulujące liberalizację rynku energetycznego, było zapewnienie wszystkim klientom, zarówno indywidualnym jak i przemysłowym, stałych korzyści z liberalizacji rynku, ułatwienia wchodzenia na rynek energii nowym firmom oraz utrzymanie bezpieczeństwa zasilania. Proponowane przez KE kierunki działań koncentrują się przede wszystkim na następujących problemach:

- 1) rozdzielenia własnościowego produkcji i przesyłu energii elektrycznej i gazu zarówno przedsiębiorstw unijnych, jak i pochodzących z krajów trzecich, posiadających udział w sieciach (temat nadal w dyskusji, według ostatnich doniesień prasowych nie zrezygnowano z tego warunku),
- 2) propozycji ustanowienia agencji do spraw współpracy krajowych organów regulacji energetyki w celu ułatwienia rozwiązywania problemów sieci transgranicznych,
- 3) wzmocnienia Regulatorów krajowych,

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 11
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

- 4) promowania współpracy i inwestycji transgranicznych, a także ułatwienia w transgranicznym handlu energią,
- 5) zwiększenia możliwości wzajemnej pomocy państw członkowskich w przypadku zagrożenia dostaw energii.

Nowy pakiet ma na celu zapewnienie efektywnej konkurencji i wzmocnienia pozycji konsumentów. Silnie akcentowane są również działania mające na celu zwiększenie przejrzystości rynku i dostępu do niezbędnych informacji. Dotyczyć mają one przede wszystkim danych o dostępnych mocach sieci przesyłowych i możliwości ich zwiększenia, o stratach i zakłóceniach funkcjonowania systemu. Zakłada się też udostępnienie szerszego zakresu informacji dotyczących prognoz popytu i podaży, a Komisja Europejska rozważa także wprowadzenie odpowiednich zasad przejrzystości dla handlu energią. Niniejszy projekt wpisuje się w tak zakreślony obszar funkcjonalny.

Celem projektu jest stworzenie warunków do efektywnego funkcjonowania rynku energii, a w szczególności wsparcie Regulatora w przygotowaniach do aktywizacji popytowej strony rynku energii poprzez stymulowanie aktywności odbiorców na tym rynku. Zadaniem badawczym jest określenie technicznych możliwości wprowadzenia systemu zdalnego opomiarowania energii elektrycznej, oszacowanie kosztów i opłacalności projektu, zidentyfikowanie korzyści ekonomicznych i społecznych oraz otoczenia prawnego i koniecznych dostosowań prawnych.

3. Korzyści wprowadzenia projektu

3.1. Korzyści dla odbiorców

Główną korzyścią wprowadzenia zdalnego opomiarowania będzie możliwość świadomego zarządzania zużyciem energii elektrycznej przez odbiorców (DSM) i ich aktywnego uczestnictwa w rynku. Czynnikiem aktywizującym stronę popytową będzie zarówno możliwość zindywidualizowania taryf, zmniejszenie kosztów operacyjnych zmiany sprzedawcy, jak i możliwość modyfikowania zachowań związanych z poborem energii i zwiększaniem efektywności wykorzystania energii elektrycznej.

3.1.1. Dostosowanie taryf do indywidualnych zapotrzebowań grup klientów

Zastosowanie liczników z godzinową rejestracją zużycia ma na celu umożliwienie dostosowania taryf do indywidualnych potrzeb klientów. Wprowadzenie zdalnego opomiarowania pozwoli sprzedawcom na minimalizowanie odchyleń między planowanym a rzeczywistym zużyciem energii, a tym samym minimalizowanie kosztów niezbilansowania, przenoszonych obecnie na odbiorców końcowych. Obniżenie kosztów niezbilansowania wpłynie zatem na obniżenie cen sprzedaży energii.

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 12
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

3.1.2. 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, a także otrzymywaniem przejrzystej informacji o charakterystyce własnego zużycia i wynikających z tego kosztach.

Obecny system cyklicznych odczytów zużycia energii powoduje powstawanie niedogodności wynikających 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 dostawców energii i trudności płatnicze u osób o niskich dochodach, dla których może to być powodem niemożności utrzymania płynności finansowej (tzw. pułapka zadłużeniowa).

3.1.3. Ograniczenie zużycia energii

Faktury wystawiane w okresach krótszych i na podstawie faktycznego zużycia, zwiększą motywację do oszczędzania energii. Odczyt w cyklu sześciomiesięcznym lub dwunastomiesięcznym, wystawienie prognozy na następne miesiące i korygowanie następnej prognozy powoduje, że klient ewentualne oszczędności może zauważyć dopiero po dwóch latach, o ile nie nastąpi wzrost cen energii a sam klient będzie cały czas zachowywał reżim technologiczny. Tak długi okres dochodzenia do rezultatów własnych działań efektywnościowych powoduje zniechęcenie i utratę zaufania do przedsiębiorstwa energetycznego. Doświadczenia krajów Europy Zachodniej wskazują, że wprowadzenie inteligentnego odczytu danych pomiarowych w cyklu godzinowym umożliwi uzyskanie oszczędności na poziomie 6-10%. Podobnej skali oszczędności można oczekiwać w Polsce.

3.1.4. Uprozczone procedury zmiany sprzedawcy

Ograniczenie częstotliwości zmiany sprzedawcy spowodowane jest koniecznością dokonania odczytu wskazań układu pomiarowego w celu rozliczenia dotychczasowego sprzedawcy i określenia stanu początkowego dla nowego sprzedawcy.

Obecnie zakłada się, że maksymalny okres przeprowadzenia procedury zmiany sprzedawcy wyniesie 30-dni, jeśli jest zainstalowany licznik indukcyjny (pierwsza zamiana sprzedawcy i odbiorca posiada umowę kompleksową) oraz 14-dni, jeśli jest zainstalowany licznik elektroniczny z możliwością zdalnego odczytu (kolejna zmiana sprzedawcy). 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.

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

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 13
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

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, skrócenie procedury zmiany sprzedawcy, otrzymanie ścisłych danych pomiarowych w krótkim czasie oraz faktyczny udział klienta w rynku konkurencyjnym jako podmiotu.

3.1.5. Potencjalna poprawa efektywności zużycia energii elektrycznej

Wymiana urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych na liczniki elektroniczne ze zdalną transmisją danych oraz możliwością zarządzania popytem umożliwi sprzedawcom wprowadzenie wzbogaconych ofert cenowych (powstanie większa ich różnorodność), co w konsekwencji może wpłynąć na wzrost aktywności odbiorców, przejawiający się racjonalizacją zużycia energii i poprawą efektywności jej użytkowania.

Odnosząc się do obszaru maksymalnych oszczędności związanych z poprawą efektywności energetycznej związanej z wyrównywaniem profili odbiorców, należy zauważyć, że wyrównywanie profili do stanu idealnego dla KSE, czyli pasma, na podstawie wykorzystania średnich mocy w 2007 roku, jak również zużycia odbiorców finalnych na poziomie 115 615,3 GWh (wg danych z OSD tyle wyniosła ilość dostaw w 2007 roku), potencjalnie wiąże się z max przesunięciem 4,56% ilości energii sprzedanej odbiorcom finalnym, tj. 5 272,1 GWh (szczegółowy opis i wykresy zostały zamieszczone w Raportach 2 i 4).

Szczegółowa analiza profili odbiorców na niskim napięciu została wykonana na podstawie wyników badań PTPIREE, które wyszczególniały i analizowały główne profile odbiorców oraz danych o zużyciu energii przez poszczególne grupy odbiorców w 2007 roku. Główną grupę odbiorców wśród gospodarstw domowych stanowi profil A. Wyliczając różnice tego profilu do stanu idealnego dla KSE, czyli pasma, uzyskano potencjalnie maksymalne przesunięcie 8,8% ilości energii, tj. ca 2 540 GWh. Dodatkowo przeanalizowano też maksymalne oczekiwane zmiany profili dla gospodarstw domowych, na podstawie różnic profilu zużycia powyżej przedstawianego profilu A, czyli typowego odbiorcy z grupy G11, tj. rozliczanego w jednej strefie, z odbiorcą z profilu B, tj. odbiorcy z grupy G12, wyposażonego w licznik dwustrefowy, bez ogrzewania elektrycznego. Zmiana profilu dla gospodarstw domowych z profilu A na profil B wiązałaby się z przesunięciem max 5,13% ilości energii, tj. 1 486 GWh. Analizując maksymalne potencjalne zmiany profili dla przedsiębiorstw na niskim napięciu, zastosowano porównanie profili zużycia powyżej przedstawianego profilu F, czyli odbiorcy z grupy C11 jednostrefowego lokalu usługowego wg badań PTPIREE z profilem idealnym, tj. zużyciem wg pasma.

Wyrównywanie profili do stanu idealnego dla KSE, czyli pasma, dla przedsiębiorstw na niskim napięciu potencjalnie wiąże się z przesunięciem max 12,76% ilości energii, tj. 2 768 GWh. Podobnie jak dla profilu A, oszacowano maksymalne oczekiwane zmiany profili dla przedsiębiorstw na bazie różnic profilu zużycia powyżej przedstawianego profilu F, czyli odbiorcy z grupy C11 jednostrefowego lokalu usługowego wg

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 14
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

badan PTPiREE z profilem G, tj. podobnym choc rozliczanym dwustrefowo odbiorca (szczyt i pozaszczyt). Wyniki analiz przedstawiaja Raporty 2 i 4. Zmiana profilu dla pozostalych odbiorcow na niskim napieciu z profilu F (jednostrefowego; instalacje trójfazowe) na profil G (dwustrefowy z podziałem na szczyt i pozaszczyt) wiązałyby się z przesunięciem max 4,38% ilości energii, tj. 948 GWh.

3.2. Poprawa jakości dostaw energii i parametrów energii

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. 2 000 zł na odbiorcę, a wprowadzanie urządzeń u wybranych klientów 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 czasu 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.

3.3. Korzyści dla sprzedawców

Przedsiębiorstwa handlowe, znając rzeczywisty profil zużycia energii przez klienta, mogą skonstruować odpowiednią taryfę, dostosowaną do indywidualnych potrzeb danej grupy konsumentów. Informacje takie umożliwiają również racjonalizację zużycia energii, poprzez odpowiednie ukształtowanie struktury stawek taryfowych i zmiany techniczno-organizacyjne (audyty zasilania procesów technologicznych oraz powierzenie sterowania pracą urządzeń).

Precyzyjne zakupy energii, dostosowane do rzeczywistego profilu zużycia odbiorcy, ograniczą koszty rynku bilansującego (RB) dla sprzedawców, likwidując tym samym bariery wejścia na rynek dla małych przedsiębiorstw obrotu. Wprowadzenie zdalnego opomiarowania umożliwi sprzedawcom indywidualne rozliczanie kosztów niezbilansowania dużych odbiorców. Jednocześnie, sprzedawcy, z względu na posiadaną

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 15
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

infrastrukturę i kompetencje, będą mogli świadczyć usługi prognozowania zużycia energii dla dużych odbiorców przemysłowych.

Zdalne opomiarowanie umożliwi też precyzyjną kalkulację ryzyka związanego z występowaniem przerw awaryjnych, kształtujących koszty bilansowania oraz dokładne określenie jakości sieci.

Kolejną korzyścią wynikającą z wprowadzenia liczników elektronicznych jest rozwój wirtualnych systemów przedpłatowych dla obiektów wynajmowanych (lokale mieszkalne, lokale usługowe) lub użytkowanych czasowo (domki letniskowe, lokale gastronomiczne w miejscowościach letniskowych). Systemy przedpłatowe stosowane są również przy dostawach dla "odbiorców wrażliwych ekonomicznie".

3.4. Korzyści dla OSD

Do korzyści z zainstalowania nowych urządzeń pomiarowych dla OSD zaliczyć należy: ograniczenie różnicy bilansowej, ograniczenie strat wynikających z kradzieży infrastruktury technicznej, a także kradzieży energii. Uzyskanie tych korzyści będzie możliwe dzięki monitorowaniu i kontroli przepływu energii z obszarów stacji transformatorowych. Szacuje się, że zmniejszenie różnicy bilansowej z tytułu ograniczenia kradzieży energii wyniesie 3% (w przybliżeniu jest to równowartość pracy jednego 200 MW bloku przez cały rok). 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.

Elektroniczne liczniki wyposażone w możliwość zdalnego odczytu zracjonalizuje i ograniczy koszty OSD związane z udziałem w rynku bilansującym. Wydzielenie na rynku bilansującym Jednostek Grafikowych OSD, poprzez które poszczególni operatorzy dokonywać będą zakupu energii na pokrycie różnicy bilansowej oraz potrzeb własnych planowane jest na 1 stycznia 2009 roku. Aby możliwe było zawarcie korzystnych kontraktów na zakup energii ze sprzedawcami i ograniczenie kosztów udziału OSD w rynku bilansującym konieczne jest efektywne planowanie zapotrzebowania godzinowego JG_{BI} oraz maksymalne skrócenie okresu końcowego rozliczenia na rynku bilansującym. Analiza zasad funkcjonowania rynku energii w Polsce prowadzi do wniosku, że optymalnym rozwiązaniem, z punktu widzenia OSD byłoby zakończenie rozliczeń godzinowych i przekazanie przez OSD do OSP danych pomiarowo-rozliczeniowych dla wszystkich Miejsc Dostarczania Energii w sieci dystrybucyjnej dla doby N najpóźniej w dobie N+4. Takie rozwiązanie całkowicie wyeliminowałoby koszty związane z błędami planowania godzinowego poboru energii przez odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej ponoszone przez OSD. Ze względu na niewielki obecnie udział liczników odczytywanych zdalnie w ogólnej liczbie liczników zainstalowanych, podejmowane będą przez OSD z pewnością próby wypracowania tymczasowych metod ograniczenia kosztów udziału w rynku bilansującym. Jednak jedynym rozwiązaniem, które może przyczynić się do osiągnięcia racjonalnego

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 16
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

poziomu tych kosztów jest modernizacja układów pomiarowych energii elektrycznej i rozbudowa systemów zdalnego ich odczytu.

Innymi korzyściami płynącymi z wprowadzenia systemu zdalnego opomiarowania jest minimalizacja strat energii w licznikach indukcyjnych i większa dokładność pomiarów. Zwiększenie dokładności pomiarów umożliwi np. rejestrację poboru energii przez urządzenia pozostające w trybie gotowości (stand-by). Pozwoli to np. na opomiarowanie energii pobieranej w szczycie wieczornym, a więc w strefie najwyższych kosztów wytwarzania, przez biurowce, w których zakończono pracę, a komputery pozostają włączone w pozycji stand-by.

Innymi źródłami korzyści jest ograniczenie kosztów legalizacji układów pomiarowych. Koszty te ograniczyć można głównie w procesie legalizacji wtórnej, wykorzystując procedurę legalizacji statystycznej, polegającą na testowaniu reprezentatywnej grupy liczników i na tej podstawie dokonania legalizacji pozostałych liczników.

Ponadto, układy zdalnego opomiarowania pozwalają na ograniczenie kosztów zleceń w terenie i obsługi klientów, zastępując tradycyjny, cykliczny odczyt liczników, elektroniczną transmisją danych pomiarowych.

Nowa generacja liczników elektronicznych umożliwia też wprowadzenie układów umożliwiających zdalne wstrzymywanie energii elektrycznej. Rozwiązanie to może stanowić narzędzie windykacyjne w postępowaniu wobec odbiorców, których należności uległy przeterminowaniu oraz upłynął dodatkowy termin zapłaty, wyznaczony wraz z zagrożeniem wypowiedzenia umowy. Układy zdalne umożliwiają też stosowanie środków prewencyjnych obejmujących wprowadzanie ograniczeń. Szczegółowe podsumowanie korzyści wprowadzenia nowych urządzeń pomiarowych zawiera Raport 4.

3.5. Ograniczenie kosztów udziału w rynku bilansującym

Wydzielenie na rynku bilansującym tzw. Jednostki Grafikowej (JG_{BI}), poprzez którą OSD dokonywał będzie zakupu energii na pokrycie strat związanych z dystrybucją energii w sieci dystrybucyjnej oraz potrzeb własnych, powinno nastąpić najpóźniej do 1 stycznia 2009 roku. Poprzez JG_{BI} domykany będzie bilans energii na rynku bilansującym w obszarze sieci dystrybucyjnej. W każdej godzinie doby rozliczeniowej różnica, między energią wprowadzoną do sieci dystrybucyjnej z podstawowego i rozszerzonego obszaru rynku bilansującego, a sumą energii, którą OSD przekaże do operatora sieci przesyłowej jako energię rzeczywistą dla odbiorcy końcowego, zostanie uwzględniona w rozliczeniach na rynku bilansującym, jako energia rzeczywista jednostki grafikowej bilansującej.

Obecnie, ze względu na brak opomiarowania umożliwiającego rejestrację danych godzinowych energii dostarczanej użytkownikom należącym do II, III oraz IV grupy przyłączeniowej, którym energia dostarczana jest na podstawie umów kompleksowych zawartych przez Sprzedawcę z Urzędem, powstaje konieczność

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA
Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 17
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

opracowania i wdrożenia zasad i procedur umożliwiających transparentne i jednolite w skali kraju określanie wartości godzinowych energii rzeczywistej. W praktyce, wydzielenie JG_{BI} oznacza konieczność przekazywania przez OSD do OSP danych pomiarowo-rozliczeniowych odbiorców końcowych energii.

Modernizacja układów pomiarowych energii elektrycznej oraz zdalny odczyt danych pomiarowych pozwolą na przekazanie odpowiedzialności za bilansowanie finalnych odbiorców energii i zmniejszenie kosztów ponoszonych przez OSD.

Zakładamy, że wartości godzinowe pobranej przez odbiorców energii elektrycznej będą planowane i przekazywane przez OSD Sprzedawcom z Urzędu w dobie N-1. Następnie w dobie N+1, OSD przekazując dane pomiarowo-rozliczeniowe do OSP dokona agregacji danych pomiarowo-rozliczeniowych dla odbiorców finalnych wykorzystując:

- rzeczywiste dane pomiarowe odbiorców opomiarowanych licznikami z rejestracją danych godzinowych,
- planowany pobór odbiorców V grupy przyłączeniowej oraz standardowe profile zużycia, wyznaczając wartości godzinowe dla odbiorców końcowych nieopomiarowanych licznikami z rejestracją godzinową,
- planowane i przekazane sprzedawcom w dobie N-1 dane godzinowe dla finalnych odbiorców energii II, III i IV grupy przyłączeniowej, których układy pomiarowe nie rejestrują wartości godzinowych.

Rozliczenie przeprowadzone w cyklu podstawowym, przenosić będzie koszty wymienionych powyżej błędów na Jednostkę Grafikową Bilansującą OSD. W kolejnych cyklach korekty rozliczeń na rynku bilansującym, w miarę pozyskiwania przez OSD (operatora pomiarów) danych rzeczywistych, możliwe będzie korygowanie danych dla poszczególnych miejsc dostarczenia energii.

W rekomendowanym rozwiązaniu przewidujemy, że kosztami rynku bilansującego wynikającymi z niedokładności profili standardowych oraz niedokładności planowania przez OSD grafików godzinowego poboru energii przez odbiorców II - IV grupy przyłączeniowej, których układy pomiarowe nie rejestrują danych godzinowych, obciążany będzie OSD. Koszty te, przenoszone byłyby następnie w taryfie dystrybucyjnej na odbiorców energii odpowiedzialnych za ich powstanie.

Przedstawione rozwiązanie pozwala nie tylko na przenoszenie rzeczywistych kosztów rynku bilansującego, wynikających z niedostosowania układów pomiarowych do obowiązujących wymagań, na podmioty odpowiedzialne za ich modernizację. Umożliwia ponadto bardziej precyzyjne określenie odpowiedzialności OSD i uczestników rynku bilansującego za realizację procesów rynkowych. To z kolei, w dłuższej perspektywie, pozwoli na uzyskanie większej niezależności OSD i rzeczywiste rozdzielanie działalności dystrybucyjnej i handlowej oraz stanowić będzie ekonomiczny impuls dla modernizacji układów pomiarowych i rozbudowy systemów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej.

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA
Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 18
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

3.6. Konkluzje

Z analiz dotyczących wpływu wymiany urządzeń pomiarowych na systemy inteligentnego opomiarowania wywieranych na otoczenie społeczno-gospodarcze, a w szczególności na poprawę efektywności zużycia energii przez odbiorców wynika szereg wniosków.

Po pierwsze, analiza zachowania odbiorców korzystających z układów pomiarowych o większej liczby stref wskazuje na potencjalne możliwości zmian zużycia energii elektrycznej przez gospodarstwa domowe. Udostępnienie informacji o różnicowaniu cen energii w ciągu doby skłaniać może do użytkowania odbiorników o większej mocy w godzinach niższych cen energii. Rekomendowanym działaniem jest wprowadzenie systemu taryfowania wykorzystującego dywersyfikację cen w różnych godzinach doby. System ten może być połączony z systemem pomocy społecznej dla odbiorców wrażliwych ekonomicznie.

Po drugie, obecny system, oparty w dużej mierze na licznikach indukcyjnych, nie daje wystarczających informacji zarówno odbiorcom energii jak i pozostałym uczestnikom rynku elektroenergetycznego. Nie pozwala on zatem na pełne wykorzystanie wszystkich możliwości, jakie daje konkurencyjny rynek energii elektrycznej. Wobec powyższego, rekomendowane jest wprowadzenie nowych, bardziej zaawansowanych technologicznie rozwiązań w zakresie systemu opomiarowania zużycia energii.

Po trzecie, zarówno dla zachowań odbiorców, jak i dla zachowań pozostałych uczestników rynku, istotny jest sam model systemu opomiarowania. Powinien on przede wszystkim umożliwić odbiorcom energii aktywny udział w tym rynku. Ich dane pomiarowe dotyczące zużycia energii elektrycznej powinny być podstawą otrzymywania ofert ze strony konkurujących ze sobą sprzedawców. Te dane powinny być dostępne dla zainteresowanych podmiotów w formie umożliwiającej przygotowanie takich ofert. Powinny one być przy tym na tyle precyzyjne, ażeby mogły być podstawą do analizy kosztowej dla sprzedawców energii.

Po czwarte, dla realizacji celu poprawy efektywności energetycznej, istotne jest modelowanie zachowań odbiorców energii. Bodźcem dla zmiany zachowań konsumentów jest wskazanie możliwości, jakie daje system w zakresie większej oszczędności zużycia energii, połączone z szacunkiem realnych korzyści powstających z tego tytułu. Takie możliwości daje system inteligentnego opomiarowania zużycia energii, umożliwiający zwrotną transmisję danych. Działania podmiotów zarządzających systemem elektroenergetycznym powinny stymulować zachowania użytkowników tego systemu do zachowań mających wpływ na poprawę efektywności energetycznej. Wymiana układów pomiarowych może być jednym z elementów poprawy tej efektywności i powinna przynieść korzyści przede wszystkim końcowym użytkownikom systemu elektroenergetycznego.

Po piątę eliminacja strat handlowych może przynieść w przybliżeniu oszczędności na poziomie równoważnym pracy jednego 200 MW bloku przez cały rok.

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA
Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 19
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

4. Obecny stan urządzeń i systemów pomiarowych

Dane dotyczące urządzeń pomiarowych zainstalowanych u odbiorców zostały opracowane na podstawie informacji otrzymanych od osiemnastu operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD), w tym czternastu wyodrębnionych z dawnych spółek dystrybucyjnych. Z tej czternastki tylko ZEW-T nie dostarczył żadnych danych. W ogólnych rozważaniach liczba liczników przewidzianych do wymiany została potraktowana jako całkowita liczba urządzeń pomiarowych zainstalowanych u danego OSD.

W Raporcie 1 zawarto podsumowanie badań typowych charakterystyk obciążenia odbiorców energii elektrycznej przesłanych przez OSD. Na podstawie informacji przekazanych przez przedsiębiorstwa energetyczne realizujące zadania OSD, możliwe było przeprowadzenie całościowego podsumowania danych dotyczących liczby urządzeń pomiarowych odczytywanych w sposób zdalny w sieciach dystrybucyjnych należących do poszczególnych OSD. W funkcji grup taryfowych oraz wyszczególnionej własności urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych dokonano zestawienia informacji dotyczących liczby liczników energii elektrycznej odczytywanych zdalnie. Uzyskane od OSD informacje odnoszących się do zainstalowanych urządzeń pomiarowych, typowych profili obciążeń oraz metod i kryteriów ujednoczenia profili obciążeń zostały szczegółowo przedstawione w Raporcie 1.

4.1. Charakterystyka i zestawienie zainstalowanych liczników

Przeprowadzone badania pozwoliły na zgromadzenie danych dotyczących urządzeń pomiarowych zainstalowanych w systemie energetycznym oraz o stanie wdrożeń systemów zdalnego odczytu danych pomiarowych pochodzących z odczytów liczników energii elektrycznej zainstalowanych na obszarze działania OSD. Dane ogólne prezentuje tabela 1, zaś informacje o liczbie liczników indukcyjnych i elektronicznych, zainstalowanych na obszarach poszczególnych OSD w podziale na grupy taryfowe odbiorców prezentuje tabela 2.

Tabela 1: Analiza zbioru danych OSD wg stanu na dzień 31 grudnia 2007 roku.

	Wyszczególnienie	Liczba odbiorców [szt.]	Liczba liczników [szt.]		Ilość energii dostarczonej w 2007 roku [MWh]	Moc umowna [MW]	Moc przyłączeniowa [MW]
			łącznie	w tym 1-fazowe			
Grupy taryfowe	Razem grupy taryfowe A, B, C2, C1 i G	16 022 595	16 105 743	9 277 614	115 445 217	119 213,611	148 776,752
	Grupa A Odbiorcy na WN	284	1 429	-	25 514 449	5 792,253	8 343,217
	Grupa B Odbiorcy na SN	29 028	58 730	-	39 283 460	13 050,825	15 331,461
	Grupa C2 Odbiorcy na nN	44 967	66 364	-	7 829 296	4 112,886	5 153,124
	Grupa C1 Odbiorcy na nN	1 542 923	1 571 767	356 763	13 818 458	17 487,156	21 901,025
	Grupa G Odbiorcy na nN	14 405 393	14 407 453	8 920 851	28 999 554	78 770,490	98 047,925

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

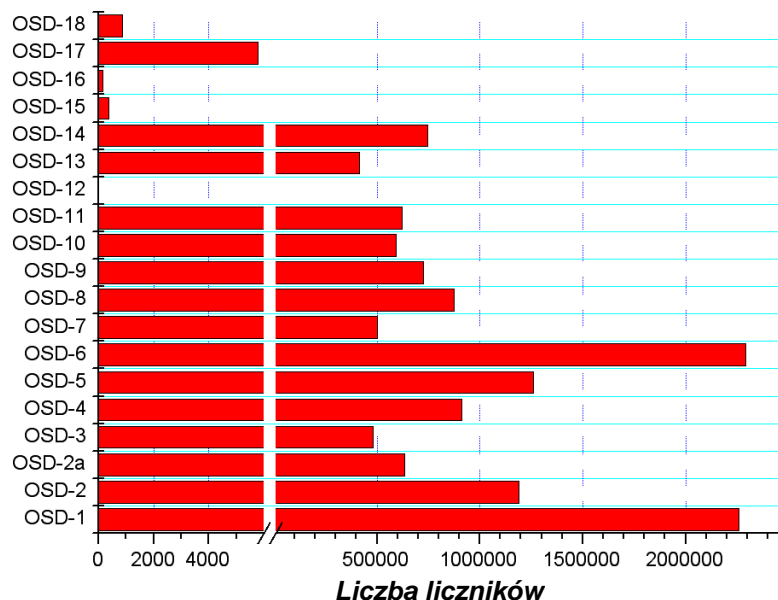
Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 20
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

Źródło: Raport 1

Charakterystyka urządzeń pomiarowych została dokonana w odniesieniu do tych liczników, których cechy i parametry techniczne można było ustalić na podstawie otrzymanych danych. Pominięto również liczniki posiadające cechy legalizacyjne nadane przed 1983 rokiem. Prezentowane dane dotyczą urządzeń pomiarowych, które posiadają cechy legalizacyjne nadane w latach 1983-2007 (25 lat). Łączna liczba sklasyfikowanych w ten sposób liczników energii elektrycznej wynosi 10 701,3 tys. szt., w tym liczników indukcyjnych 9 986,1 tys. szt., co stanowi 93,3%, a liczników statycznych (elektronicznych) 715,1 tys. szt. co stanowi 6,7% wszystkich sklasyfikowanych urządzeń pomiarowych.

Graficzne przedstawienie liczby urządzeń pomiarowych zainstalowanych u poszczególnych OSD zaprezentowane zostało na rysunku 1. Całkowita ich liczba, z uwzględnieniem liczby liczników przewidzianych do wymiany, wynosi 13 511,9 tys. szt. Na podstawie analizy statystycznej dotyczącej liczby liczników zainstalowanych u wszystkich OSD stwierdzono, iż wartość średnia liczby liczników zainstalowanych u pojedynczego OSD wynosi 794,8 tys. szt., natomiast mediana 620,7 tys. szt.

Rysunek 1: Graficzne przedstawienie liczby liczników zainstalowanych u poszczególnych OSD



Źródło: Raport 1

Dane dotyczące urządzeń pomiarowych zainstalowanych u odbiorców zostały generalnie podzielone na dwie grupy: indukcyjne liczniki energii elektrycznej (z organem ruchomym) oraz statyczne liczniki energii elektrycznej (elektroniczne) – wewnątrz tej grupy ujęte zostały także liczniki z liczydłem

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA
Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 21
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

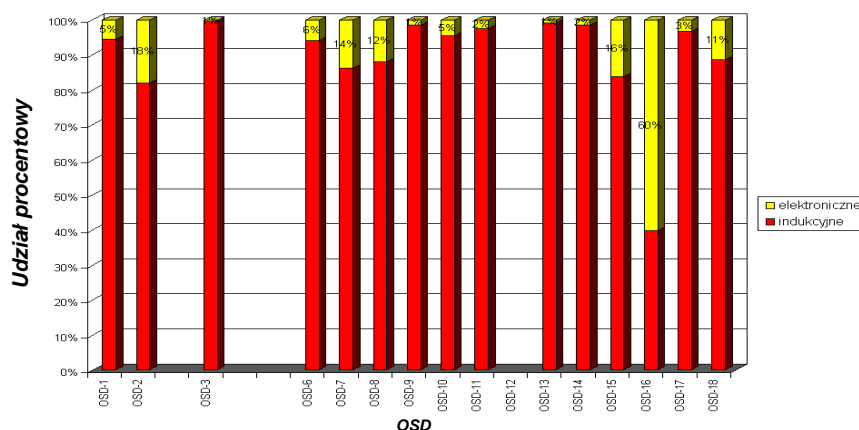
elektromechanicznym. W przypadku pierwszej grupy informacja o zużytej/pobranej energii elektrycznej jest przechowywana i wskazywana za pomocą liczydła mechanicznego, w drugim zaś przypadku prezentowana jest na wyświetlaczu LCD, a przechowywana w pamięci licznika. Poniżej na rysunku 2 prezentujemy zestawienie procentowego udziału liczników elektronicznych.

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 22
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

Rysunek 2: Zestawienie procentowego udziału liczników elektronicznych u poszczególnych OSD



Źródło: Raport 1

Ze względu na fakt, że wielu OSD, oprócz powszechnie stosowanych grup taryfowych, stosuje również odrębne indywidualne grupy taryfowe, po analizie ich taryf, przyjęta została następująca klasyfikacja, mająca na celu przyporządkowanie ich do najbliższej im odpowiadających powszechnie stosowanych grup taryfowych.

Tabela 2: Klasyfikacja grup taryfowych

Grupa przyłączeniowa Grupa taryfowa	II Axx		III Bxx		IV C2x		V C1x		G1x	
	Indukcyjne	Statyczne	Indukcyjne	Statyczne	Indukcyjne	Statyczne	Indukcyjne	Statyczne	Indukcyjne	Statyczne
OSD										
OSD-1	8	26	6407	2454	58224	5677	179957	23111	1888486	91882
OSD-2	16	91	3891	2416	4095	4069	109226	31213	857582	176412
OSD-3	8	17	1240	303	2222	217	49855	262	426703	1973
OSD-6	60	165	2460	3244	3389	6422	184800	16433	1964704	107913
OSD-7	3	2	1972	727	1973	477	34491	9724	395728	58259
OSD-8	41	20	2860	823	5643	2166	48181	15076	713749	85960
OSD-9	1916	644	19826	6855	16494	1158	76008	1525	601013	44
OSD-10	16	31	3069	861	5970	1411	55896	3076	500787	21687
OSD-11	0	4	582	729	963	890	51654	6291	552445	7184
OSD-13	13	0	876	107	1071	472	36013	809	373013	1989
OSD-14	24	32	2395	771	2764	429	68055	3019	660838	7134
OSD-15	0	2	0	8	30	31	18	19	209	0
OSD-16	0	0	13	48	19	23	31	24	0	0
OSD-17	0	0	0	15	0	61	219	36	5377	82
OSD-18	0	0	4	3	52	36	197	4	511	55
SUMA:	2105	1034	45595	19364	102909	23539	894601	110622	8941145	560574

Źródło: Raport 1

Sumaryczny udział liczników w poszczególnych grupach przyłączeniowych/taryfowych w odniesieniu do wszystkich OSD wykazuje bardzo duże zróżnicowanie, wynikające bezpośrednio z liczby podmiotów odbiorczych o określonym zapotrzebowaniu na moc.

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA
Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 23
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008		Projekt URE

Analiza procentowego udziału liczby liczników w grupach taryfowych pozwala zauważyć duże zróżnicowanie tych wartości dla poszczególnych OSD, wynikające z charakteru danego OSD, stopnia uprzemysłowienia obszaru jego działalności, czy liczby odbiorców. Szczegółowe dane dotyczące liczby zainstalowanych urządzeń pomiarowych, indukcyjnych i elektronicznych w głównych grupach taryfowych, w odniesieniu do poszczególnych OSD zestawiono w Raporcie 1. Szczegółowy wykaz liczników zainstalowanych w poszczególnych grupach taryfowych wg kryterium liczby faz oraz typów licznika zawiera Raport 1.

Synteza dotycząca oszacowania liczby liczników przewidzianych do wymiany w latach 2008 – 2017 w poszczególnych grupach taryfowych obejmuje także uwzględnienie danych od dwóch OSD, którzy przekazali informacje dotyczące tylko liczby wymian legalizacyjnych w grupach taryfowych na lata 2008 – 2017, bez podania informacji, jakich rodzajów liczników te wymiany dotyczą. Kompleksowe zestawienie oszacowania liczby liczników podlegających wymianie legalizacyjnej w latach 2008-2017 zostało ujęte w tabeli 3 oraz przedstawione graficznie w Raporcie 1.

Tabela 3: Zestawienie liczby liczników podlegających wymianie w latach 2008-2017

	Grupa taryfowa					OSD2a	RAZEM
	Axx	Bxx	C2x	C1x	G1xx		
2008	238	3938	8281	48840	497768	22474	581539
2009	180	5178	10862	69487	776322	22125	884154
2010	194	5796	11875	91501	1111608	63751	1284725
2011	126	852	1124	82880	1041237	45327	1171546
2012	488	8669	13084	92957	1014498	55543	1185239
2013	494	10044	13701	104099	1140824	41616	1310778
2014	392	8934	14881	119340	1161320	44776	1349643
2015	213	6141	12873	127671	1004527	32782	1184207
2016	13	442	1036	68075	684445	28415	782426
2017	0	297	216	76197	668785	29761	775256
RAZEM	2338	50291	87933	881047	9101334	386570	10509513

Źródło: Raport 1

Na podstawie otrzymanych zestawień oraz analiz udziału poszczególnych rodzajów urządzeń pomiarowych można stwierdzić, iż przeważający udział mają urządzenia pomiarowe energii czynnej jednofazowe. Ich udział w całkowitej liczbie liczników, w odniesieniu do wszystkich grup taryfowych wynosi 59% i jest determinowany w głównej mierze przez strukturę urządzeń pomiarowych zainstalowanych w grupie taryfowej G1x, gdzie stosunek zainstalowanych urządzeń pomiarowych jednofazowych do trójfazowych wynosi 62%.

Oszacowane na podstawie zestawień dat ostatnich legalizacji urządzeń pomiarowych liczby liczników przeznaczonych do wymiany w latach 2008 – 2017, wykazują ponad 100% wzrost liczby wymian legalizacyjnych w roku 2010 w stosunku do roku 2008 i utrzymywanie się przez kolejnych 5 lat do roku 2015

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA
Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 24
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

liczby wymian legalizacyjnych na średnim poziomie 1,25 mln na rok, a w dalszych latach na poziomie około 800 tys. Analogiczny trend wymian legalizacyjnych dotyczy grupy taryfowej G1x, gdzie średnia liczba wymian legalizacyjnych w latach 2010 – 2015 wynosi 1,08 mln na rok.

W grupie taryfowej C1x obserwuje się do roku 2015 liniowy trend narastający wymian legalizacyjnych o przyroście 10 tys. na rok. Podobną, narastającą tendencję wymian, można zaobserwować w grupie przyłączeniowej C2x (przyrost o 800 szt. rocznie) oraz Bxx (przyrost o 650 szt. rocznie). W grupie Axx nie można jednoznacznie określić trendu wymian legalizacyjnych, natomiast szczyt liczby wymian legalizacyjnych przypada na lata 2012-2013.

Analiza struktury zainstalowanych urządzeń pomiarowych wykazuje, iż w grupie taryfowej Axx oraz Bxx istnieje najwyższy odsetek elektronicznych urządzeń pomiarowych (30 %) i są to głównie liczniki umożliwiające pomiar energii czynnej i biernej, pozwalające rejestrować profil mocy oraz wyposażone w interfejsy umożliwiające zdalny odczyt ich zawartości. Najmniejszy odsetek liczników elektronicznych (5,9 %) występuje w grupie taryfowej G1x, gdzie większość stanowią liczniki jednofazowe energii czynnej z rejestracją profilu mocy (56%).

Ponieważ dane dotyczące roku produkcji urządzeń pomiarowych dostarczyły tylko trzy OSD posiadające najmniejszą liczbę odbiorców oraz których struktura zainstalowanych urządzeń pomiarowych odbiega znacznie od średniej dla wszystkich OSD, nie można określić na tej podstawie struktury wiekowej zainstalowanych urządzeń pomiarowych.

4.2. Istniejące modele akwizycji, przetwarzania oraz zarządzania danymi pomiarowymi

Poniżej prezentujemy opis rozwiązań komunikacyjnych zastosowanych w przypadku odbiorców posiadających teletransmisję danych pomiarowych do/z systemu każdego z operatorów OSD

W oparciu o informacje przekazane przez przedsiębiorstwa energetyczne realizujące zadania OSD, możliwe było przeprowadzenie całościowego podsumowania danych dotyczących ilości urządzeń pomiarowych odczytywanych w sposób zdalny w sieciach dystrybucyjnych należących do poszczególnych OSD.

W funkcji grup taryfowych oraz wyszczególnionej własności urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych dokonano zestawienia w tabeli 6 informacji dotyczących liczby liczników energii elektrycznej odczytywanych zdalnie. Tamże również zostały zaprezentowane informacje o całkowitej liczbie modułów komunikacyjnych zainstalowanych u poszczególnych OSD z zachowaniem podziału na urządzenia należące do OSD oraz moduły będące własnością odbiorców.

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 25
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

Jak wynika z przedstawionego zestawienia, przeważająca część istniejących rozwiązań komunikacyjnych wykorzystuje technologię GPS/GPRS. Wykorzystywane są w tym celu następujące moduły komunikacyjne: ANDRA, CU-Gx, CU-Px, ELSTER DM600, Gtm-t, Skalar GSM oraz ZoINET.

Zdecydowanie rzadziej stosowane są rozwiązania komunikacyjne bazujące na PSTN. Wyróżnić można następujące moduły, realizujące komunikację z wykorzystaniem tej technologii: CU-Mx oraz ELSTER DM 100.

Spotykane są również rozwiązania w zakresie przekazywania danych pomiarowych w postaci załączników do listów elektronicznych. Funkcją taką pełnią urządzenia eMejler, które mogą współpracować zarówno z modemami PSTN, jak również z urządzeniami GSM/GPRS.

Na potrzeby lokalnego łączenia z wykorzystaniem wyjść impulsowych, w licznikach energii elektrycznej układów pomiarowo-rozliczeniowych podstawowych oraz rezerwowych stosowane są moduły komunikacyjne: CU-B1 i Ex-IMP.

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 26
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

Tabela 4: Zestawienie danych dotyczących rozwiązań komunikacyjnych zastosowanych w przypadku odbiorców posiadających teletransmisję danych pomiarowych do OSD

OSD	Wielcy odbiorcy oraz odbiorcy biznesowi										Mali odbiorcy		Całkowita liczba liczników energii odczytywanych zdalnie			
	Liczniki energii elektrycznej odczytywane zdalnie					Moduły komunikacyjne					Liczniki e.e. odczytywane zdalnie					
	Należące do odbiorców					Należące do odbiorców					Należące do OSD					
	Grupa Ax	Grupa Bx	Grupa C2x	Razem	liczba	Grupa Ax	Grupa Bx	Grupa C2x	Razem	liczba	Najczęściej występujące	Grupa C1x		Grupa C2x	Razem	
1	23	541	9	573	2	11	3	16	393	CU-G20, G20, P20, P22(GSM) (135 szt.), CU-M20, M-22 (56 szt.)	14	Gfm-t (11 szt.), PTSN (2 szt.)	0	23	23	612
2	111	1120	68	1299	22	306	47	375	710	PSTN (151 szt.), P22 (120 szt.)	552	ANDRA (288 szt.), eMajer (72 szt.)	600	2689	3289	4963
3	91	1259	3	1353	17	40	62	119	577	CU-P22 (202 szt.), CU-B2 (161 szt.)	53	CU-P22 (40 szt.), CU-G 1 (25 szt.)	9	44	53	1525
4	12	125	0	137	0	0	37	37	75	MKI (32 szt.), UPK (27 szt.)	47	CU-P2X (45 szt.), Moxa (2 szt.)	0	0	0	174
5	4	42	0	46	0	0	0	0	20	-	0	-	0	0	0	46
6	0	32	11	43	0	0	8	8	33	Mki-sm (19 szt.), Skalar GSM (8 szt.)	3	Skalar GSM (3 szt.)	0	0	0	51
7	7	17	0	24	0	0	164	164	11	-	156	-	0	10	10	198
8	27	192	0	219	0	0	0	0	161	G22 (20 szt.), METCOM3 (20 szt.)	-	-	20	0	20	239
9	125	576	6	707	103	784	2140	3027	707	CU-Bx (332 szt.), CU-Mxx (PTSN) (207 szt.)	3027	CU-Pxx (GPRS) (1250 szt.), CU-Gxx (HSCSD) (785 szt.)	0	0	0	3794
10	30	122	0	152	4	7	0	11	133	CU-P22 (33 szt.), CU-B22 (33 szt.)	4	Ex-IMP (4 szt.)	0	0	0	163
11	0	10	0	10	14	0	15	29	2	Gfm-t (2 szt.)	0	Gfm-t (2 szt.), CU-P22 (1 szt.)	81	0	81	120
12	3	4	0	7	0	0	0	0	7	-	-	-	0	0	0	70
13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	0	102	0	102	0	6	55	61	90	CU-B4+ (13 szt.)	97	CU-P22 (93 szt.), CU-B2 (2 szt.)	48	133	181	344
15	2	4	0	6	4	7	0	11	2	LZW-MWS (1 szt.), LZW-PWE 40I (1 szt.)	6	PTS 714 (2 szt.), LZW-MWS (2 szt.)	14	0	14	31
16	0	0	0	0	0	0	39	39	0	-	1	ZOLNET KLIENT (1 szt.)	0	0	0	39
17	0	0	0	0	0	41	0	41	0	-	21	Ex-IMP Elkomech (12 szt.), Numeron (9 szt.)	0	0	0	41
18	0	9	3	12	0	0	0	0	12	ELSTER DM100 (4 szt.), ELSTER DM600 (4 szt.)	14	-	0	0	0	12
Razem	435	4155	100	4690	166	1202	2570	3938	2933	-	3984	-	772	2899	3617	12299

Źródło: Raport 1

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA
Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 27
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

Na podstawie informacji przesłanych przez poszczególnych OSD na potrzeby realizacji Projektu dokonano całościowego zestawienia informacji o stanie wdrożeń systemów zdalnego odczytu danych pomiarowych pochodzących z odczytów liczników energii elektrycznej zainstalowanych na obszarze działania kilku OSD. Należy zwrócić uwagę na problemy z wdrożeniami co zostało szczegółowo opisane w Raporcie 1.

4.3. Charakterystyka systemów pomiarowo-rozliczeniowych

Systemy pomiarowo-rozliczeniowe eksploatowane obecnie przez OSD były wdrażane w latach 1999-2001 w związku z uruchomieniem rozliczeń dobowo-godzinowych na rynku bilansującym. W pierwszym okresie swojego funkcjonowania obejmowały one graniczne układy pomiarowe sieci dystrybucyjnej w podstawowym obszarze Rynku Bilansującego. Z czasem do systemów pomiarowo-rozliczeniowych włączane były układy pomiarowe wytwórców przyłączonych do sieci 110kV, a w przypadku tych OSD, na terenie których pojawiali się odbiorcy TPA, również i liczniki tych odbiorców. Aktualną infrastrukturę teleinformatyczną OSD przedstawia rysunek 3.

System akwizycji danych pomiarowych to system zdalnego odczytu danych pomiarowych z układów wyposażonych w urządzenia rejestrujące dane o okresie uśredniania 15 min oraz system akwizycji inkasenckiej, obejmujący tradycyjny odczyt liczników indukcyjnych oraz elektronicznych nie wyposażonych w urządzenia teletransmisyjne.

System przetwarzania danych pomiarowych umożliwia weryfikację, substytucję oraz agregację źródłowych danych pomiarowych do postaci danych pomiarowo-rozliczeniowych. W obecnie stosowanych rozwiązaniach obejmuje on wyłącznie dane źródłowe pochodzące z systemu automatycznej akwizycji zdalnej. Dane źródłowe pochodzące z akwizycji inkasenckiej trafiają bezpośrednio do systemu bilingowego.

Mimo planowanego wydzielenia OSD, w strukturach dawnych spółek dystrybucyjnych istnieje jeden system bilingowy obsługujący odbiorców korzystających z umowy kompleksowej oraz odbiorców TPA¹. Ze względu na ograniczoną liczbę odbiorców, których punkty poboru energii wyposażone są w urządzenia włączone do systemu zdalnego odczytu, systemy bilingowe z reguły nie posiadają interfejsów do systemów przetwarzania danych pomiarowych.

Serwery FTP służą do wymiany danych z punktów granicznych sieci dystrybucyjnej między sąsiednimi OSD, a w poszczególnych przypadkach również do udostępniania danych odbiorcom korzystającym z zasady TPA oraz ich sprzedawcom. Dane pomiarowe na serwerach FTP wystawiane są w postaci plików tekstowych (*.dat), wg formatu opracowanego przez PTPIREE w roku 2000.

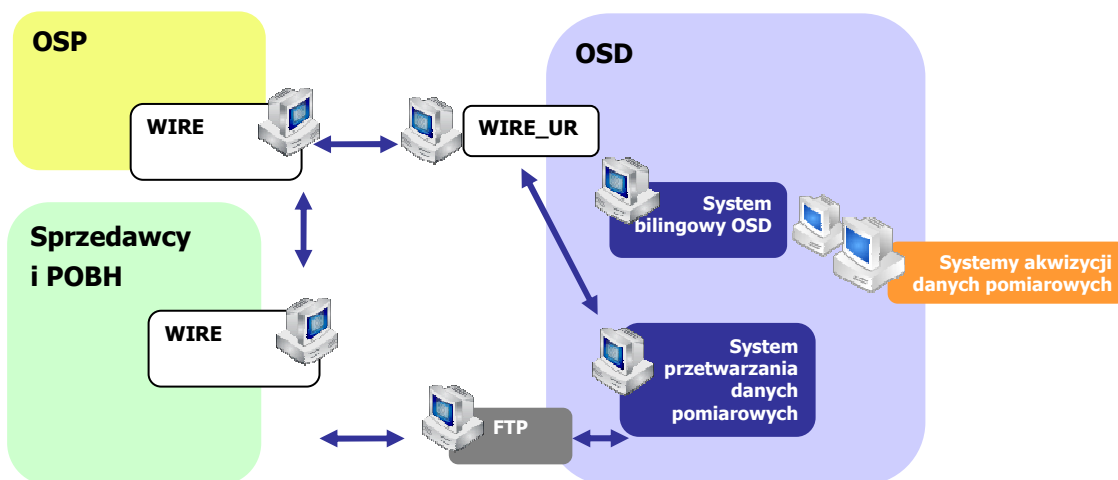
¹ Wymagania związane z przestrzeganiem programu zgodności oraz ochroną danych sensytywnych spełnione są na poziomie aplikacji przy wykorzystaniu modułów dystrybucji uprawnień, przez ograniczenie dostępu do poszczególnych tzw. jednostek rozliczeniowych

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA
Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 28
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008		Projekt URE

System WIRE to system wymiany informacji o rynku energii. Systemy wykorzystywane przez wszystkich uczestników rynku bilansującego do wymiany informacji z operatorem systemu przesyłowego. System umożliwia przekazywanie informacji handlowych, konfiguracyjnych, pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych oraz raportów rozliczeniowych rynku bilansującego wg standardów opracowanych przez OSP.

Rysunek 3. Aktualna infrastruktura teleinformatyczna OSD



Systemy wymiany informacji

Wymiana informacji między OSP a uczestnikami rynku bilansującego realizowana obecnie jest poprzez system WIRE² uruchomiony w roku 2000. OSD (z nielicznymi wyjątkami³) do wzajemnej wymiany danych pomiarowych oraz udostępniania ich sprzedawcom i odbiorcom wykorzystują serwery FTP, pocztę elektroniczną lub dokumenty papierowe⁴. Z wyjątkiem obowiązujących w całym kraju, plików tekstowych (*.dat) w formacie opracowanym przez PTPiREE w roku 2000, wszystkie pozostałe dokumenty nie są zestandaryzowane (indywidualne rozwiązania obowiązują na obszarach poszczególnych OSD).

Taka sytuacja uniemożliwia wdrożenie przez sprzedawców systemów IT, które automatyzowałyby procesy wymiany danych z OSD oraz wprowadzenie nadrzędnego systemu, który pozwalałby na efektywny nadzór

² SOWE – (system operatywnej współpracy z elektrowniami) w przypadku JWCD

³ Vattenfall Dystrybucja <https://platforma.vattenfall.pl> oraz ZEB-Dystrybucja <https://pwi.dystrybucja.zeb.com.pl>

⁴ W wielu przypadkach (z wyjątkiem OSD wymienionych powyżej) wymiana informacji w procedurze zmiany sprzedawcy oparta jest na dokumentach papierowych, nawet w przypadku wdrożenia systemów IT obsługujących proces

Opracowanie:	Doradztwo Gospodarcze DGA SA
Tytuł:	Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 29
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

i monitorowanie procesów rynkowych oraz import danych pomiarowych z LSPR⁵ do systemu Niezależnego Operatora Pomiarów.

Układy pomiarowe energii elektrycznej

Załącznik do rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 roku w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego określa wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych:

- zainstalowanych w sieci o napięciu 110 kV i wyższym (odbiorcy I i II grupy przyłączeniowej) – układy pomiarowe powinny realizować co najmniej pomiar energii czynnej i biernej w dwóch kierunkach,
- służących do rozliczania oraz potwierdzania ilości energii wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii,

Kategoria	Sn [MVA]	Klasa przekładników pomiarowych	Układ podstawowy		Układ rezerowy		Odczyt w LSPR OSD
			Czynna	Bierna	Czynna	Bierna	
1	≥ 30	2 x 0,2	0,2	1	0,2	1	+
2	< 1 ; 30)	0,5	0,5	3	0,5	3	+
3	< 1	0,5	1	3	–		+

- pomiarowo-rozliczeniowych URD III, IV, V i VI grupy przyłączeniowej,

Moc	Roczne zużycie energii	Przekładniki pomiarowe		Liczniki				Pamięć	Synchronizacja czasu	Transmisja danych	
				P - R		P - K					
[MW]	[GWh/R]	P - R	P - K	czynna	bierna	czynna	bierna				
≥ 30	≥ 200	0,5 (0,2)	0,5	0,5	1	1	2	15 - 60 min 2 okresy rozliczeniowe automatycznie zamykanie okresu rozliczeniowego	1 / D podtrzymanie zasilania ze źródła zewnętrznego	4 / D rezerwa P-R ; ftp, e-mil	
< 30 ≥ 5	< 200 ≥ 30	0,5 (0,2)		0,5	1	1	2			1 / D	1 / D (1 / M)
< 5 ≥ 0,8	< 30 ≥ 4	0,5 (0,2)		0,5	1						
< 0,8 ≥ 0,04	< 4 ≥ 0,2	1 (0,5)		1	2						
Dla pozostałych URD				2	3						

Ponadto rozporządzenie wprowadza następujące regulacje:

- 1) Do uzwojeń wtórnych przekładników prądowych w układach pomiarowo-rozliczeniowych na SN nie należy przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej i rezystorami obciążającymi.

⁵ Lokalne Systemy Pomiarowo Rozliczeniowe obsługiwane przez Operatorów Pomiarów pozostających obecnie w strukturach OSD

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA
Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 30
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

- 2) Protokoły transmisji danych pomiarowych z liczników elektronicznych i rejestratorów energii elektrycznej powinny być ogólnie dostępne, a format danych udostępnianych na wyjściach układów pomiarowo-rozliczeniowych, zgodny z wymaganiami określonymi przez OSD w IRiESD.
- 3) Dodatkowe wymagania w zakresie układów pomiarowo-rozliczeniowych powinna określać IRiESD.

5. Wykonalność i organizacja projektu

5.1. Rozwiązania techniczne i charakterystyka rekomendowanych urządzeń

Obserwowany w ostatnim czasie lawinowy wzrost technologii informatycznych oraz zaawansowanych aplikacji elektronicznych stwarza możliwość budowy i rozwoju zaawansowanych systemów do automatycznego odczytu urządzeń pomiarowych, rejestrujących zużycie energii elektrycznej oraz innych mediów dla wielkiej liczby odbiorców rozmieszczonych na rozległym terytorium, tzw. systemów AMR (ang. Automated Meter Reading). Rozwój systemów zdalnej transmisji danych pomiarowych oraz zarządzania danymi pomiarowymi ewoluje w kierunku integracji i rozwoju systemów AMR do poziomu systemów o znacznie szerszej funkcjonalności określanych mianem MDM (ang. Meter Data Management) lub częścią AMM (ang. Advanced Meter Management).

5.2. Zakres funkcjonalności systemów zdalnej akwizycji danych pomiarowych

W zależności do rodzaju systemu typu AMM realizującego zadania zdalnej akwizycji i zarządzania danymi pomiarowymi oraz urządzeniami pomiarowymi, można wyróżnić poszczególne cechy systemów typu AMM, do których zaliczyć należy:

- możliwość dokonywania zdalnego odczytu urządzeń pomiarowych,
- generowanie i dostarczanie do systemów bilingowych danych umożliwiających wystawianie rachunku za energię wyłącznie w oparciu o realne dane pomiarowe, bez odwoływania się do metod prognostycznych,
- dopasowaną do oczekiwań klienta (raz na 2 tygodnie, raz na miesiąc, raz na kwartał) częstotliwość dokonywania płatności za energię,
- zwiększenie możliwości wyboru określonej formy płatności za energię oraz promowanie nowoczesnych usług rozliczeń (Internet, bank),
- zapewnienie dostępu każdemu odbiorcy poprzez platformę internetową do jego indywidualnego konta (login, hasło); możliwość porównania i analizy historii zużycia energii elektrycznej oraz profilu zużycia w określonych przedziałach czasu (tydzień, miesiąc, porównania okresami rozliczeniowymi, zestawienia rok

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 31
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

do roku, etc.),

- narzędzia dostępne poprzez platformę internetową pozwalają dodatkowo indywidualnemu odbiorcy na wyciągnięcie właściwych wniosków pozwalających mu na dokonanie optymalizacji zużycia energii elektrycznej, wyboru najlepszej dla niego taryfy oraz szybkiej jej zmiany (bez konieczności modyfikacji bądź wymiany urządzania pomiarowo-rozliczeniowego), czy też świadomego częściowego zmodyfikowania sposobu użytkowania energii elektrycznej (użytkowanie niektórych odbiorników w strefach pozaszczytowych) w celu uzyskania dodatkowych oszczędności,
- optymalizację mocy umownej na poziomie odpowiadającym rzeczywistemu charakterowi pracy danego odbiorcy,
- możliwość zdalnego wyłączania i załączania odbiorcy oraz wydzielonych przez niego odbiorników energii elektrycznej,
- zapewnienie szybkiej reakcji firmy na wniosek klienta dotyczący zmiany w umowie oraz łatwy kontakt z dostawcą w przypadku reklamacji,
- umożliwiałoby przekazywanie informacji do odbiorcy o sposobie rozliczania, planowanych przerwach w dostawie energii elektrycznej, nowych usługach i promocjach oraz możliwość kontaktu z operatorem,
- ułatwienie dostępu do danych pomiarowych (odczyt licznika on line) umożliwiałoby uproszczenie procedury zawierania lub zmiany umów i składania reklamacji,
- wdrożenie skutecznego systemu bonifikat za niedostarczoną energię oraz za niezapewnienie odpowiednich standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz parametrów jakościowych energii elektrycznej,
- możliwość zmiany sposobu rozliczeń na system przedpłatowy bez konieczności wymiany licznika energii elektrycznej.

W ramach dostępnych rodzajów komunikacji wykorzystywane są następujące systemy zdalnej akwizycji danych pomiarowych (szczegółowy opis poszczególnych systemów został przedstawiony w Raporcie 1):

- Systemy przewodowe: PSTN, PLC, DLC, RS485, M-Bus, Ethernet,
- Systemy bezprzewodowe: Komunikacja radiowa krótkiego zasięgu, WiFi, Bluetooth, Zigbee, Z-Wave, GSM, GPRS, EDGE (EGPRS).

Istotnym jest również wysokie zainteresowanie operatorów sieci telefonii komórkowej w zakresie tworzenia dedykowanych, systemowych rozwiązań przeznaczonych do transmisji danych w zastosowaniu do sektora elektroenergetycznego, co zdaniem autorów przyczyni się do znaczącego obniżenia kosztów transmisji danych pomiarowych z wykorzystaniem infrastruktury komunikacyjnej GSM/GPRS/EDGE.

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 32
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

5.3. Rekomendowane standardy wymiany danych rynkowych

Rekomendujemy, jako protokół wymiany informacji pomiędzy operatorami systemów dystrybucyjnych i uczestnikami rynku energii elektrycznej, rozwiązania zgodne ze standardem opracowanym przez ebIX. Członkami forum ebIX są: Belgia, Dania, Niemcy, Holandia, Norwegia, Szwecja i Szwajcaria. Aktywnymi obserwatorami są: Austria, Finlandia oraz giełda Nord Pool. Rozwiązanie to stanowi właściwie jedyną kompletną alternatywę dla systemu EDIEL. Niektóre kraje, które wdrożyły EDIEL podjęły już decyzję o migracji na format PRODAT (np. Dania). Szczegółowy opis tego standardu oraz jego cech znajduje się w Raporcie 1 oraz w rozdziale 8 niniejszej analizy.

5.4. Rozwiązania technologiczne w zakresie systemów pomiaru, zdalnej akwizycji oraz zarządzania danymi pomiarowymi, urządzeniami pomiarowymi oraz infrastrukturą komunikacyjną

W ramach projektu przeprowadzono badanie dostępnych technologii pomiarowych, zdalnej akwizycji oraz zarządzania danymi pomiarowymi, urządzeniami pomiarowymi oraz infrastrukturą komunikacyjną. Ponieważ częstokroć szczegółowość opisu zawartego w materiałach informacyjnych opracowanych przez producentów systemów typu SM nie odpowiada oczekiwaniom wynikającym z potrzeby realizacji sporządzanego raportu, dodatkowo do każdego z producentów bądź przedstawicieli wysłane zostały zunifikowane ankiety dotyczące szczegółowego zakresu funkcjonalności poszczególnych komponentów systemów typu SM. Analizowano rozwiązania techniczne systemów typu SM opracowanych i oferowanych przez następujących producentów: Actaris Measurement Systems, Apator S.A., Biatel S.A., Elster, Hewlett Packard, iAd GmbH, IBM, Iskraemeco, JM-Tronik, Kamstrup, Lackmann, Landis Gyr, Oracle, Pozyton.

Należy podkreślić, iż zaprezentowany powyżej zbiór producentów i dostawców urządzeń pomiarowych, komunikacyjnych oraz systemów informatycznych, nie obejmuje wszystkich potencjalnych dostawców lub oferentów, mogących być zainteresowanymi uczestnictwem w budowie inteligentnego systemu pomiarowego w naszym kraju. Katalog wymienionych przedsiębiorstw stanowi swego rodzaju kompromis pomiędzy opisem jak najszerszego wachlarza rozwiązań technicznych, odnoszących się do dziedziny inteligentnych systemów pomiarowych, a ograniczonymi ramami niniejszego opracowania. Zasadniczym celem nie jest bowiem wskazywanie określonej oferty danego producenta bądź dostawcy jako wyłącznie rekomendowanej w planowanym procesie realizacji zadania budowy systemu pomiarowego o cechach zgodnych z rozwiązaniami typu AMM, lecz rozstrzygnięcie, czy zalecany przez autorów zakres funkcjonalności oczekiwanej od przyszłego systemu AMM nie będzie stanowił bariery ze względu na realne możliwości techniczne już istniejących na rynku rozwiązań.

Stopień szczegółowości, jak i zakres przekazanych przez producentów systemów AMR/AMM informacji jest bardzo zróżnicowany, co w konsekwencji nie pozwala na pełne porównanie oferowanych przez te

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 33
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

podmioty rozwiązań i określenie ich pełnej funkcjonalności. Niedostatek informacji występuje zwłaszcza w odniesieniu do budowy systemów centralnych. Duża część danych uzupełniona została w oparciu o poglądowe schematy blokowe oferowanych systemów lub też na podstawie informacji katalogowych liczników energii elektrycznej dedykowanych do współpracy w tychże systemach. W większości przypadków założono bowiem, że jeżeli licznik posiada określone funkcje to taką samą funkcjonalność realizowana jest również przez cały system AMR/AMM.

Szczegółowy opis rozwiązań technicznych systemów typu SM opracowanych i oferowanych przez następujących producentów został przedstawiony w Raporcie 1.

5.5. Organizacja procesu wymiany urządzeń pomiarowych

5.5.1. Działania przygotowawcze oraz etapy wdrażania inteligentnego systemu pomiarowego

Budowa systemu zdalnej akwizycji danych pomiarowych oraz zarządzania urządzeniami pomiarowymi u każdego z operatorów OSD wymaga przeprowadzenia przez nich wielu czynności o charakterze przygotowawczym, projektowym i wdrożeniowym. Część OSD posiada już pewne doświadczenia oraz wnioski wynikające z wdrożonych instalacji pilotażowych lub aktualnie testuje takie instalacje, bądź przygotowuje się do ich wdrożenia. Część OSD w chwili obecnej nie podjęło jeszcze żadnych wysiłków mających na celu zdobycie doświadczeń i przygotowanie się do realizacji inteligentnego systemu pomiarowego. Wobec czego, prezentowana analiza organizacyjna procesu wdrażania systemu akwizycji danych pomiarowych będzie omawiana zarówno dla wariantu odbiorców posiadających i nieposiadających odpowiedniego przygotowania.

Proces realizacji inteligentnego systemu pomiarowego przez OSD można podzielić na cztery główne etapy:

- Etap I, przygotowawczy – powołanie właściwych zespołów roboczych oraz określenie zakresu ich kompetencji dotyczących nadzoru, kierowania, projektowania, wdrażania, identyfikacji zagrożeń, koordynowania prac, prowadzenia dokumentacji projektu oraz oceny merytorycznej i technicznej w całym procesie budowy systemu AMR/AMM,
- Etap II, testowy – obejmujący określenie wstępnego zakresu funkcjonalności planowanego systemu pomiarowego, wybór, realizację oraz dokonanie oceny testowej wybranych instalacji pilotażowych wdrożonych na reprezentatywnych obszarach sieci dystrybucyjnej w celu oceny oraz praktycznej weryfikacji dostępnych rozwiązań technicznych w rzeczywistych warunkach funkcjonowania OSD,
- Etap III, projektowo-decyzyjny – którego zasadniczym celem jest dokonanie, w oparciu o uzyskane wyniki poprzedniego etapu, ostatecznego określenia zakresu funkcjonalności, wyboru koncepcji oraz

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 34
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

rozwiązań technicznych jednolitego systemu pomiarowego dla całego przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego zadania OSD,

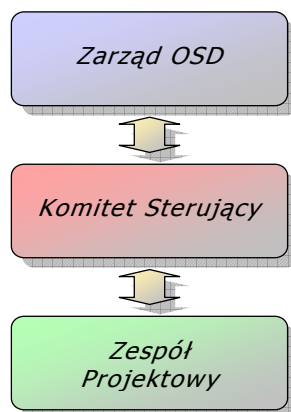
- Etap IV, wdrożeniowy – stanowiący realizację wybranej koncepcji inteligentnego systemu pomiarowego.

Etap I

Celem etapu I jest realizacja niezbędnych czynności przygotowawczych dotyczących budowy systemu zdalnej transmisji danych pomiarowych oraz zarządzania urządzeniami pomiarowymi.

Niezbędnym wydaje się powołanie właściwych grup roboczych: Komitetu Sterującego i Zespołu Projektowego oraz określenie ich zadań i zakresu kompetencji. Na rysunku 4 zaprezentowany został schemat organizacyjny projektu wdrażania inteligentnego systemu pomiarowego u OSD.

Rysunek 4: Schemat organizacyjny projektu budowy inteligentnego systemu pomiarowego



Źródło: Raport 1

Zadania oraz skład osobowy Komitetu Sterującego ustalany jest przez zarząd OSD. Wśród kompetencji oraz zasadniczych zadań Komitetu Sterującego należy wymienić:

- nadzorowanie oraz zarządzanie pracami związanymi z wdrażaniem systemu pomiarowego,
- kontrolę zasadności oraz sposobu wydatkowania środków finansowych,
- zatwierdzanie planów oraz harmonogramu prac,
- nadzorowanie nad postępem realizacji poszczególnych etapów i modułów projektu,
- powoływanie zespołów roboczych na potrzeby realizacji poszczególnych zadań,

Opracowanie:	Doradztwo Gospodarcze DGA SA
Tytuł:	Analiza Końcowa

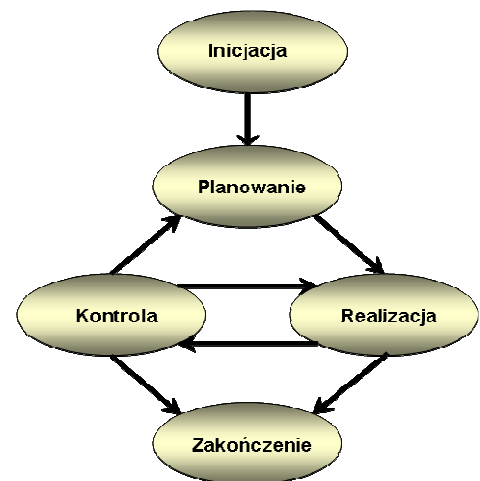
Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 35
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

- identyfikację zagrożeń oraz zastosowanie odpowiednich działań zaradczych związanych z realizacją projektu,
- ostateczną ocenę techniczno-ekonomiczną programu pilotażowego, określenie koncepcji oraz zakresu funkcjonalności jednolitego systemu opomiarowania dla całego przedsiębiorstwa,
- nadzorowanie nad odbieraniem kolejnych modułów projektu,
- nadzorowanie formalno-prawne dotyczący realizacji poszczególnych etapów i zadań projektu,
- zakończenie i weryfikację ekonomiczną wdrożonego rozwiązania systemu pomiarowego.

Zespół Projektowy, powoływany przez zarząd OSD na wniosek Przewodniczącego Komitetu Sterującego, powinien składać się z szerokiego zbioru ekspertów i przedstawicieli OSD, reprezentujących wydziały ekonomiczno-finansowe, wydziały pomiarów, telekomunikacji oraz informatyki i sieci administracji sieci komputerowej. Doświadczenie zawodowe oraz właściwy dobór składu osobowego Zespołu Projektowego powinien gwarantować prawidłowość realizacji poszczególnych etapów realizacji projektu.

Proponujemy powołanie Kierownika Projektu zarządzającego pracami zespołu, zgodnie z metodologią Project Management Institute, w oparciu wytyczne „Guide to the Project Management Body of Knowledge” (PMBOK®Guide) i Project Management Professional. Przedstawiamy założenia metodologii zarządzania projektami według Project Management Institute - fazy zarządzania projektem:

- Inicjacji projektu,
- Planowania,
- Realizacji,
- Kontroli,
- Zamknięcie projektu.



Na etapie realizacji i kontroli kluczowymi elementami do monitorowania są: czas, jakość, budżet i zasoby. Prawidłowe zaplanowanie i kontrola w trakcie realizacji ma za zadanie zapewnić sukces zakończenia projektu.

Do głównych zadań oraz kompetencji Zespołu Projektowego (ZP) winny należeć:

- wybór reprezentatywnych obszarów sieci dystrybucyjnej dedykowanych do wdrożenia pilotażowych systemów testowych zdalnej akwizycji danych pomiarowych,

Opracowanie:	Doradztwo Gospodarcze DGA SA
Tytuł:	Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 36
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

- wstępne określenie zakresu funkcjonalności rozwiązań pilotażowych oraz wybór kilku rozwiązań technicznych przeznaczonych do testowego wdrożenia w sieci dystrybucyjnej,
- zdefiniowanie zakresu prac testowych w instalacjach pilotażowych oraz określenie kosztów oraz poszczególnych etapów wdrażania instalacji pilotażowych,
- opracowanie zunifikowanego katalogu kryteriów oceny technicznej, funkcjonalnej oraz ekonomicznej instalacji pilotażowych,
- przeprowadzenie testów rozwiązań pilotażowych oraz opracowanie raportu podsumowującego uzyskane wyniki,
- opracowanie planu zakresu prac, niezbędnych zasobów, budżetu oraz harmonogramu realizacji poszczególnych etapów wdrażania jednolitego inteligentnego systemu pomiarowego oraz określenie kosztów inwestycji,
- przedstawienie Komitetowi Sterującemu niezbędnych danych, wyników testów oraz oceny ekonomicznej projektu w celu dokonania ostatecznego wyboru jednolitych rozwiązań technicznych dla wdrażanego systemu pomiarowego,
- identyfikacja zagrożeń oraz zastosowanie odpowiednich działań zaradczych związanych z realizacją projektu,
- współpraca z dostawcami i wykonawcami systemu pomiarowego,
- opracowywanie dokumentacji oraz raportów z poszczególnych etapów realizacji projektu,
- odbiór poszczególnych elementów wdrażanego systemu pomiarowego,
- nadzór nad prowadzeniem dokumentacji projektu.

Etap II

W zakresie realizacji etapu testowego, niezbędne jest określenie przez Zespół Projektowy oczekiwanego - na tym etapie wstępnego - zakresu funkcjonalności, jakim powinien cechować się wdrażany system pomiarowy. Niezbędne jest przy tym uwzględnienie specyfiki danego operatora, liczby odbiorców, charakterystyki sieci dystrybucyjnej, sposobu komunikacji etc. Należy mieć nadzieję, że informacje dotyczące dostępnych rozwiązań technicznych omówionych w niniejszej analizie, przyczynią się do lepszego rozpoznania sposobu oraz możliwości wdrożenia systemu pomiarowo-rozliczeniowego ze zdalną transmisją danych pomiarowych oraz zarządzania urządzeniami pomiarowymi.

Niezbędnym etapem wdrażania inteligentnego systemu pomiarowego u poszczególnych OSD jest przeprowadzenie testów i badań w kilku uprzednio zrealizowanych instalacjach pilotażowych. W tym celu Zespół Projektowy powinien dokonać wyboru kilku z dostępnych rozwiązań technicznych, których cechy i właściwości korespondować będą z określonymi oczekiwaniami i wymaganiami odnośnie planowanego do

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA
Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 37
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

wdrożenia jednolitego systemu pomiarowego. Zalecane jest jednocześnie przyjęcie do fazy testów rozwiązań technicznych różniących się sposobem realizacji komunikacji pomiędzy urządzeniami pomiarowymi a systemem centralnym. Pozwoli to na dokonanie obiektywnego porównania w rzeczywistych warunkach danego OSD skuteczności systemu transmisji danych oraz oceny liczby błędów komunikacji. W zależności od wyników rozpoznania właściwości, budowy oraz możliwości technicznych poszczególnych ofert handlowych wobec ograniczeń ekonomicznych OSD, ustalonych oczekiwań i znajomości realnej charakterystyki sieci dystrybucyjnej, ograniczona zostanie liczba wybranych instalacji pilotażowych. Szacuje się, iż nie powinna ona być mniejsza od trzech, zaś górna wartość zbioru rozwiązań pilotażowych powinna zostać określona na podstawie uprzednio dokonanego rozpoznania.

ZP powinien również zakreślić katalog prac testowych i badawczych w wybranych instalacjach pilotażowych oraz określić koszty poszczególnych etapów wdrażania instalacji pilotażowych. Procedura prac testowych powinna dostarczyć narzędzi oceny poszczególnych elementów systemów pomiarowych, w szczególności: urządzeń pomiarowych, skuteczności funkcjonowania systemu zdalnej transmisji danych, bezpieczeństwa przekazywanych informacji, zarządzania systemem komunikacyjnym oraz urządzeniami pomiarowymi, pracy systemu centralnego oraz skuteczności wymiany danych do pozostałych komponentów systemu informatycznego OSD, możliwości udostępnienia danych pomiarowych odbiorcom oraz uprawnionym podmiotom na rynku energii elektrycznej.

Na podstawie przeprowadzonych testów we wdrożonych testowych instalacjach pomiarowych, ZP przygotowuje raport zawierający wyniki badań uzyskane w każdej z pilotażowych instalacji oraz ocenę zgodności poszczególnych rozwiązań technicznych z ustalonym wstępnie zakresem oczekiwań i funkcjonalności.

Etap III

Na etapie projektowo-decyzyjnym, opracowany przez ZP raport z badań zrealizowanych w instalacjach pilotażowych, wraz ze zdefiniowanymi zagrożeniami oraz rekomendacjami zespołu, przekazywany jest Komitetowi Sterującemu oraz Zarządowi OSD i stanowi podstawę do określenia ostatecznych wymagań stawianych systemowi docelowemu oraz wyboru jednolitego inteligentnego systemu pomiarowego dla całego przedsiębiorstwa OSD.

Podstawowe założenia oraz określony, planowany zakres funkcjonalności jednolitego inteligentnego systemu pomiarowego, powinien być zgodny ze standardami, które zostaną wypracowane w ramach prac DSDR (szczegółowy opis tej kwestii przedstawiony został w rozdziale 8). Dopiero po dokonaniu pozytywnej oceny oczekiwanego od systemu pomiarowego zakresu funkcjonalności następuje faza wyboru poszczególnych rozwiązań technicznych.

Etap III obejmuje również wybór najlepszego/najlepszych oferentów przy zachowaniu mechanizmów konkurencyjności dostaw. Należy przy tym uwzględnić dostępność poszczególnych rozwiązań technicznych,

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA
Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 38
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

warunki dostaw, wsparcie techniczne, zakres wdrożenia i uruchomienia systemu, bezpieczeństwo danych i informacji, poziom skuteczności systemu transmisji danych, koszt wdrożenia systemu pomiarowego, etc.

W wyniku prac objętych etapem projektowo-decyzyjnym zostanie opracowany kompleksowy program wdrożenia jednolitego inteligentnego systemu pomiarowego na obszarze działania danego operatora OSD.

Etap IV

Etap ten składa się z realizacji opracowanego i zaaprobowanego programu wdrażania inteligentnego systemu pomiarowego na obszarze działalności określonego operatora systemu dystrybucyjnego. Realizacja systemu pomiarowego planowana jest na określony okres inwestycyjny, którego długość determinowana jest rodzajem wybranej w Etapie III strategii inwestycyjnej, znajomością charakterystyki i okresu wygasania ważności cech legalizacyjnych urządzeń pomiarowych oraz sposobem finansowania inwestycji, której przedmiotem będzie sporządzona analiza zawarta w Raporcie 2.

W przypadku podjęcia decyzji o wdrażaniu określonego systemu pomiarowego oraz uzyskaniu odpowiedniej akceptacji udzielonej przez Prezesa URE, wszystkie liczniki energii elektrycznej podlegające wymianie ze względu na zbliżającą się utratę ważności cech legalizacyjnych, muszą zostać wymienione na urządzenia pomiarowe zgodne z wymaganiami metrologicznymi, technicznymi i funkcjonalnymi określonymi przez Zespół Projektowy w programie wdrażania spójnego systemu pomiarowego.

5.6. Harmonogram wdrażania inteligentnego systemu pomiarowego

Uwzględniając omówione etapy wdrażania systemu pomiarowego ze zdalną transmisją danych pomiarowych oraz zarządzania urządzeniami pomiarowymi, można określić następujący harmonogram kompleksowych działań mających na celu opracowanie i wdrożenie jednolitego systemu pomiarowego AMM.

Harmonogram realizacji inteligentnego systemu pomiarowego został zaprezentowany z uwzględnieniem wariantowego sposobu inwestycji. W tabeli 5 zaprezentowano zestawienie poszczególnych działań składających się na harmonogram wdrażania systemu w przypadku OSD. Natomiast w stosunku do OSD, którzy do końca 2008 roku zakończą testowanie instalacji pilotażowych lub też skorzystają z doświadczeń nabytych przez innych OSD i podejmą decyzję o realizacji inwestycji z pominięciem fazy testowej, harmonogram skraca się o 7 miesięcy.

Szacuje się, iż czas trwania realizacji całej inwestycji może potrwać około 9 lat (111 miesięcy). W opracowanym harmonogramie założono 8-letni okres trwania etapu budowy systemu pomiarowego. Przyjęto, iż średnio w skali roku dokonywać się będzie wymian legalizacyjnych całkowitej liczby urządzeń pomiarowych zgodnych z tempem zaprezentowanym w tabeli 8, co z punktu widzenia poszczególnych Rejonów Energetycznych oznacza konieczność wymiany około 40 – 60 sztuk liczników dziennie. Takie tempo modernizacji zbioru urządzeń pomiarowych nie powinno stanowić bariery we wdrażaniu systemu

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 39
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

pomiarowego i zdaniem autorów pozwala jednocześnie na dodatkowe zwiększenie dynamiki procesu wymiany liczników ze szczególnym uwzględnieniem modelu obszarowego wymiany liczników energii elektrycznej.

Tabela 5: Harmonogram realizacji inteligentnego systemu pomiarowego

Etap	Opis zadań	Termin realizacji
Etap I	Podjęcie decyzji dotyczącej budowy systemu pomiarowego	1 miesiąc
	Powołanie Komitetu Sterującego i Zespołu Projektowego oraz określenie zakresu ich kompetencji	1 miesiąc
Etap II	Określenie planowanego zakresu funkcjonalności rozwiązań pilotażowych oraz wybór kilku rozwiązań technicznych przeznaczonych do testowego wdrożenia w sieci dystrybucyjnej; wskazanie sposobu ich finansowania	1 miesiąc
	Wybór reprezentatywnych obszarów sieci dystrybucyjnej dedykowanych do wdrożenia pilotażowych systemów testowych zdalnej akwizycji danych pomiarowych	1 miesiąc
	Wybór dostawców rozwiązań pilotażowych oraz negocjowanie warunków umów	2 – 4 miesiąc
	Wdrażanie programu pilotażowych instalacji testowych we wskazanych obszarach sieci dystrybucyjnej	4 – 6 miesiąc
Etap III	Opracowanie zunifikowanego katalogu kryteriów oceny technicznej, funkcjonalnej oraz ekonomicznej instalacji pilotażowych	6 miesiąc
	Przeprowadzenie testów rozwiązań pilotażowych oraz opracowanie raportu podsumowującego uzyskane wyniki	6 – 7 miesiąc
	Przygotowanie raportu zawierającego wyniki badań uzyskane w każdej z pilotażowych instalacji oraz ocenę ich zgodności z ustalonym wstępnie zakresem oczekiwań i funkcjonalności	7 miesiąc
	Przedstawienie Komitetowi Sterującemu niezbędnych danych, wyników testów oraz oceny ekonomicznej projektu w celu dokonania ostatecznego wyboru jednolitych rozwiązań technicznych dla wdrażanego systemu pomiarowego	7 miesiąc
	Ostateczne określenie zakresu funkcjonalności, wybór koncepcji oraz rozwiązań technicznych jednolitego systemu pomiarowego	7 miesiąc
	Ocena i akceptacja przyjętego zakresu funkcjonalności systemu pomiarowego przez Prezesa URE	7 – 8 miesiąc
	Wybór najlepszego/najlepszych oferentów i dostawców, negocjowanie warunków umów	9 – 14 miesiąc
	Opracowanie programu wdrażania inteligentnego systemu pomiarowego w całym przedsiębiorstwie, opracowanie dokumentacji projektu	14 – 15 miesiąc
	Rozpoczęcie realizacji wdrażania systemu pomiarowego	15 miesiąc
	Opracowanie i wdrożenie systemu informatycznego do obsługi i zarządzania danymi pomiarowymi, infrastrukturą komunikacyjną oraz urządzeniami pomiarowymi	15 – 39 miesiąc
Etap IV	Kompleksowa ocena i testowanie systemu informatycznego	39 – 48 miesiąc
	Dostarczenie i instalacja elementów infrastruktury komunikacyjnej w wyznaczonych węzłach sieci dystrybucyjnej	15 – 51 miesiąc
	Ocena i badanie skuteczności funkcjonowania systemu komunikacyjnego (w zrealizowanym zakresie, większość stacji 15/04 kV będzie wyposażona w urządzenia komunikacyjnej w kolejnych latach)	51 – 52 miesiąc
	Sukcesywna wymiana liczników energii elektrycznej u odbiorców i liczników bilansujących w określonych węzłach sieci oraz instalacja urządzeń komunikacyjnych i przyłączanie kolejnych obszarów sieci dystrybucyjnej do systemu pomiarowego	15 – 111 miesiąc
	Wybory najlepszego/najlepszych oferentów i dostawców liczników oraz komponentów systemu komunikacyjnego przeznaczonych do wdrożenia w kolejnych latach, negocjowanie warunków umów	45 – 93 miesiąc
	Bieżące szkolenia pracowników na poszczególnych etapach wdrażania inwestycji	15 – 111 miesiąc
	Stworzenie i uruchomienie interaktywnego Biura Obsługi Odbiorców	57 – 63 miesiąc
	Kampania informacyjna skierowana do kolejnych odbiorców obejmowanych obszarem funkcjonowania nowego systemu pomiarowego	63 – 111 miesiąc
Przygotowanie raportu końcowego z wdrożenia oraz dokumentacji powykonawczej projektu	110 – 111 miesiąc	
Przekazanie Prezesowi URE raportu końcowego z wdrożenia systemu pomiarowego	111 miesiąc	

Zródło: Raport 1

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA	
Tytuł:	Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 40
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

Zaproponowany harmonogram realizacji przedsięwzięcia na lata 2010-2017 zakłada średnioroczną wymianę urządzeń pomiarowych na poziomie 12,5% obecnego stanu, z uwzględnieniem mniejszego zaangażowania w okresie początkowym. Wychodząc z założenia, że okres wymiany urządzeń pomiarowych powinien być tak dobrany, aby w jego okresie nie następowała kumulacja potrzeb, tzn., nie dochodziło do sytuacji, w której przed zakończeniem procesu wymiany dochodziłyby potrzeby związane z wymianą już zainstalowanych liczników w ramach przedsięwzięcia, należałoby przyjąć 8 letni okres wymiany. Wynika to wprost z długości okresu ważności cech legalizacyjnych liczników elektronicznych. Uwzględniając okres przygotowawczy oraz zważywszy na potrzebę przeprowadzenia procesu legislacyjnego przyjęto, że proces wymiany następować będzie w latach 2010-2017.

Decyzje odnoszące się do procesu wymiany powinny być pozostawione samemu OSD. To OSD zainteresowany będzie uruchamianiem SM na obiektach (stacjach z podpiętymi układami pomiarowymi), w których:

- straty handlowe są najwyższe,
- występuje utrudniony dostęp do liczników, np. domy letniskowe (tu koszty odczytu są zdecydowanie wyższe z uwagi na konieczność indywidualnych kontaktów, umawianiem się z odbiorcą na odczyt w dni określone przez zakładowe umowy zbiorowe pracy jako dni świąteczne; szacujemy, że koszt w takich przypadkach jest analogiczny z kosztem dla grup A i B; dodatkowo trudniej eliminować straty handlowe z uwagi na występujące niebilansowania związane z brakiem odczytów),
- nakłady jednostkowe będą najniższe (duża liczba układów pomiarowych przypadająca na jeden koncentrator),
- częstotliwość dokonywanych odczytów tradycyjnych jest największa (w OSD, które podlegały konsolidacji, często występują przypadki, że jego oddziały mają różne rozwiązania w zakresie prowadzonych odczytów, a przyjmowana w analizach liczba odczytów jest tego wypadkową).

Z punktu widzenia OSD najbardziej efektywnym sposobem realizacji przedsięwzięcia jest wymiana obszarowa. Model obszarowy wymiany liczników energii elektrycznej odnosi się przede wszystkim do grupy odbiorców komunalno-bytowych oraz niewielkich odbiorców, których działalność ma charakter komercyjny. Obszarowa wymiana liczników energii elektrycznej polega na dokonywaniu instalacji nowych urządzeń pomiarowych na obszarach determinowanych warunkami geograficznymi, strukturą sieci dystrybucyjnej (w szczególności lokalizacją poszczególnych fragmentów sieci niskiego napięcia zasilanych ze wspólnych stacji transformatorowych SN/nN), z uwzględnieniem liczności zbiorów urządzeń pomiarowych podlegających koniecznej w danym roku wymianie legalizacyjnej na poszczególnych obszarach działalności OSD. Tym samym, rozwiązanie to umożliwia bilansowanie całych obszarów, a nie tworzenie układów rozproszonych. Choć należy zauważyć, że mogą wystąpić przypadki, że wymiana obszarowa pokryje się

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 41
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

z wymianą legalizacyjną, np. gdy budynki mieszkalne, zwłaszcza bloki, oddawane były do eksploatacji w tym samym czasie, jednak nie jest to dość częste.

Położenie nacisku na strategię obszarowej wymiany liczników energii elektrycznej daje możliwość sukcesywnego przyłączania poszczególnych fragmentów sieci rozdzielczej oraz jej odbiorców do tworzonego inteligentnego systemu pomiarowego. Oznacza to między innymi wymierne korzyści dla OSD poprzez np. poprawę dokładności i skuteczności bilansowania przyłączonych obszarów sieci, precyzyjnego identyfikowania i ograniczania strat energii elektrycznej oraz skutecznego ograniczania procederu nielegalnego poboru energii elektrycznej, stanowiąc tym samym źródło finansowania realizowanej inwestycji. Pozwala również skrócić czas wdrażania systemu pomiarowego w wyniku ograniczenia liczby wyjazdów zespołów monterskich do odbiorców zlokalizowanych w tych samych obszarach sieci w całym cyklu budowy infrastruktury pomiarowej.

Obszarowy model wymiany liczników, uwzględniający ważność cech legalizacyjnych dla poszczególnych zbiorów urządzeń pomiarowych, nie ogranicza w żaden sposób możliwości przyspieszenia tempa wymiany liczników energii elektrycznej o kolejne podzbiory urządzeń, których ważność cech legalizacyjnych wygasa w najbliższych latach lub też o podzbiory pozostałych jeszcze do wymiany urządzeń. W pewnych obszarach sieci, w których w przybliżonym czasie dokonywano przekazania budynków, lokali lub mieszkań do ich użytkowania, może okazać się najskuteczniejszą jednoczesna wymiana wszystkich liczników energii elektrycznej, co spowoduje zapewnienie możliwości szybkiego skorzystania z zalet proponowanego inteligentnego systemu pomiarowego.

Dla zapewnienia wyższej efektywności przedsięwzięcia, proponuje się:

- dla wszystkich typów liczników indukcyjnych okresowe, tj. do końca 2017 roku, przedłużenie ważności cech legalizacyjnych,
- dla liczników elektronicznych wprowadzenia legalizacji statystycznej (w wielu krajach Unii Europejskiej takie rozwiązania funkcjonują) i wydłużenie okresu ważności cech legalizacyjnych do 15 lat.

Proponuje się ponadto uwzględnienie marginesu wymiany na poziomie 2,5% aktualnej liczby wymienianych liczników. Przyjęcie tego marginesu jest uzasadnione z uwagi na potrzebę kwalifikowania układów pomiarowych do wymiany z uwzględnieniem kompleksowości rozwiązań, wymiany obszarowej.

Przyjmując, że harmonogram wdrożenia SM w latach 2010-2017 wymagałby obowiązkowej wymiany określonej puli liczników, liczonej jako minimalny udział liczników objętych SM w łącznym stanie liczników służących do rozliczeń na koniec z każdego roku, propozycja harmonogramu przedstawia się następująco:

Tabela 6: Tempo wymian liczników energii elektrycznej w etapie wdrożeniowym.

Wyszczególnienie	Jedn.	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Liczba liczników przeznaczona do wymiany w danym roku	[%]	10,0	10,0	12,5	12,5	15,0	15,0	12,5	12,5
Całkowita liczba wymienionych liczników (narastająco)	[%]	10,0	20,0	32,5	45,0	60,0	75,0	87,5	100,0

Źródło: Raport 1, Raport 2

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA
Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 42
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

Zważywszy na znaczenie mniejszą skalę przedsięwzięcia w zakresie wysokiego i średniego napięcia, jak również z uwagi na wyższy udział układów z funkcjonującym już zdalnym odczytem na tych napięciach, sugerujemy rozważenie wprowadzenie krótszego harmonogramu dla tych napięć, np. poprzez określenie go do końca 2011 roku.

Niezależnie od prac prowadzonych w sieci dystrybucyjnej nN oraz u odbiorców zakwalifikowanych do grup taryfowych C1x oraz Gx, powinny być prowadzone prace mające na celu dokonanie sukcesywnej wymiany wszystkich liczników energii elektrycznej u odbiorców zaliczanych do grup Ax, Bx oraz C2x. W przeciwieństwie np. do odbiorców komunalno-bytowych, klienci grup Ax, Bx oraz C2x nie będą wyposażeni w układy pomiarowo-rozliczeniowe, z których dane pomiarowe będą przesyłane do systemu centralnego za pośrednictwem dodatkowych koncentratorów. Ze względu na niewielką liczbę odbiorców grupy C2x, którzy są jednocześnie przyłączeni do wspólnych stacji transformatorowych oraz z uwagi na stosunkowo wysoki koszt jednostkowy zakupu koncentratorów danych, wskazane jest wyposażenie wszystkich liczników energii elektrycznej zainstalowanych u odbiorców zakwalifikowanych do grup C2x w indywidualne moduły komunikacyjne transmitujące dane pomiarowe bezpośrednio na drodze odbiorca – system centralny. Również układy pomiarowo-rozliczeniowe u wszystkich odbiorców zaliczanych do grup Ax i Bx winny zostać wyposażone w indywidualne moduły komunikacyjne. Ze względu na wystarczająco dobre pokrycie obszaru naszego kraju, konkurencyjne i stale malejące ceny usług, oraz istotne zainteresowanie ze strony operatorów telefonii komórkowej, które w najbliższym czasie powinno zaowocować opracowaniem ukierunkowanych rozwiązań systemowych, dedykowanych głównie na potrzeby transmisji danych pomiarowych dla sektora energii elektrycznej, rekomenduje się zastosowanie jako podstawowego medium komunikacyjnego technologii GPRS. Jej wykorzystanie pozwoli na zapewnienie dwukierunkowej komunikacji w trybie on-line, zarówno pomiędzy koncentratorami a systemem centralnym, jak również na drodze: indywidualne moduły komunikacyjne instalowane w układach pomiarowych w grupach Ax, Bx, C2x – system centralny. Wskazana rekomendacja nie wyklucza w uzasadnionych przypadkach możliwości zastosowania innych technologii komunikacji. W celu zapewnienia prawidłowej realizacji rozliczeń, jako jedne z pierwszych powinny zostać wymienione liczniki energii elektrycznej znajdujące się wewnątrz sieci.

Rekomenduje się, aby wymiana liczników energii elektrycznej umożliwiających dwukierunkową zdalną transmisję danych dla odbiorców zakwalifikowanych do grup taryfowych Ax, Bx oraz C2x realizowana była w szybszym tempie, aniżeli wynika to z przedstawionego zestawienia. W pierwszym etapie powinny zostać przeprowadzone prace modernizacyjne dla wszystkich odbiorców w grupie Ax do 2009 roku. Ze względu na całkowitą liczbę odbiorców grup Ax wynoszącą 284, należy stwierdzić, iż proces instalacji nowych liczników energii elektrycznej wraz z odpowiednim wyposażeniem komunikacyjnym może zostać zrealizowany w pierwszym roku budowy inteligentnego systemu pomiarowego. Natomiast wymiana wszystkich liczników energii elektrycznej u odbiorców zaliczonych do grup

Opracowanie:	Doradztwo Gospodarcze DGA SA
Tytuł:	Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 43
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

Bx powinna zostać zrealizowana do 2011 roku. Podobnie dla odbiorców grup taryfowych C2x. Zdaniem autorów, odbiorcy omawianych grup taryfowych ze względu na ilość zużywanej energii zaliczają się do grupy konsumentów potencjalnie najbardziej zainteresowanych skorzystaniem z możliwości jakie stwarza wdrożenie inteligentnego systemu pomiarowego.

6. Koszty i źródła finansowania projektu

6.1. Projekcja nakładów i kosztów wymiany urządzeń pomiarowych

Podstawą analiz opłacalności, projekcji nakładów i analiz porównawczych były dane pozyskane od wszystkich OSD, prezentowane w poniższych tabelach.

Projekcje i analizy porównawcze nakładów inwestycyjnych, odnoszące się do grup taryfowych niskiego napięcia C1 i G, przedstawione są w dwóch wariantach, tj.:

- inwestycje w wymianę układów pomiarowych na urządzenia elektroniczne i systemy typu AMR, oraz
- inwestycje w wymianę układów pomiarowych na urządzenia elektroniczne i systemy typu AMM z terminalami domowymi.

Szczegółowe analizy opłacalności, dla grup taryfowych C1 i G, kalkulowane były na bazie wariantu inwestycji w systemy typu AMR, natomiast opisy analizy opłacalności odnoszące się do systemów typu AMM z terminalami domowymi, dla tych grup odbiorców, przedstawione zostały w punkcie opracowania dotyczącym analizy wrażliwości. Opis założeń został dokonany w Raporcie 2.

Analizy zostały opracowane w czterech wariantach:

- I wariant – efekty wdrożenia bazują wyłącznie na obniżce kosztów, tj. nie zakładano dodatkowych przychodów ujętych w taryfach,
- II wariant – efekty wdrożenia bazują na obniżce kosztów oraz wzroście regulowanych przychodów taryfowych, który wynika z uwzględnienia dodatkowej amortyzacji oraz zwrotu z kapitału liczonego od nakładów na wyposażenie (koncentratory, modemy itp.),
- III wariant – efekty wdrożenia bazują na obniżce kosztów oraz wzroście regulowanych przychodów taryfowych, który wynika z uwzględnienia dodatkowej amortyzacji oraz zwrotu z kapitału liczonego od łącznych nakładów z wyjątkiem nakładów na wartości niematerialne i prawne.
- IV wariant – efekty wdrożenia bazują na ograniczonej obniżce kosztów (poprawa efektywności po trzyletnich okresach regulacji wpływa na niższe koszty ujmowane w modelach porównawczych) oraz wzroście regulowanych przychodów taryfowych, który wynika z uwzględnienia dodatkowej amortyzacji oraz zwrotu z kapitału liczonego od łącznych nakładów z wyjątkiem nakładów na wartości niematerialne i prawne.

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 44
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

Ujęcie analizy opłacalności w powyższych wariantach miało na celu znalezienie najlepszego sposobu sfinansowania przedsięwzięcia. Należy zauważyć, że wariant I jest wariantem brzegowym, w zasadzie jedynie teoretycznym, gdyż nie uwzględnia on zmiany przychodów taryfowych. Najbardziej korzystnym dla OSD jest wariant III, jednakże wariantem optymalnym, sugerowanym jako sposób sfinansowania przedsięwzięcia, jest wariant IV, który pozwala kontynuować wykorzystanie mechanizmów ograniczających ceny dostaw w związku ze spadkiem kosztów operacyjnych i różnic bilansowych w kolejnych okresach taryfowania.

Szczegółowy opis założeń został dokonany w Raporcie 2.

Tabela 7: Analiza zbioru danych OSD wg stanu na dzień 31 grudnia 2007 roku.

Grupy taryfowe	Liczba odbiorców [szt.]	Liczba liczników [szt.]		Ilość energii dostarczonej w 2007 roku [MWh]	Moc umowna [MW]	Moc przyłączeniowa [MW]
		Łącznie	w tym 1-fazowe			
Razem grupy taryfowe A, B, C2, C1 i G	16 022 595	16 105 743	9 277 614	115 445 217	119 213,611	148 776,752
Grupa A Odbiorcy na WN	284	1 429	-	25 514 449	5 792,253	8 343,217
Grupa B Odbiorcy na SN	29 028	58 730	-	39 283 460	13 050,825	15 331,461
Grupa C2 Odbiorcy na nN	44 967	66 364	-	7 829 296	4 112,886	5 153,124
Grupa C1 Odbiorcy na nN	1 542 923	1 571 767	356 763	13 818 458	17 487,156	21 901,025
Grupa G Odbiorcy na nN	14 405 393	14 407 453	8 920 851	28 999 554	78 770,490	98 047,925

Źródło: Raport 2

Tabela 8: Liczba odbiorców V grupy przyłączeniowej w przeliczeniu na stacje transformatorowe średniego napięcia wg stanu na dzień 31 grudnia 2007 roku.

LP	Wyszczególnienie	Liczba stacji transformatorowych SN/nN				Razem	Liczba odbiorców V grupy przyłączeniowej (grupy taryf.C1 i G)	Liczba odbiorców na stację transf. SN/nN (k.8/k.7)
		miasto		wieś				
		szt.	udział	szt.	udział			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Razem 14 dużych OSD	72 925	31,8%	156 253	68,2%	229 178	15 943 162	70
2	Razem 18 OSD	72 984	31,8%	156 263	68,2%	229 247	15 948 316	70

Źródło: Raport 2

Tabela 9: Straty sieciowe, technicznie uzasadnione i handlowe na SN i nN w 2007 roku

LP	Wyszczególnienie	Straty sieciowe [%]	Straty sieciowe [MWh]	Straty techniczne [%]	Straty techniczne [MWh]	Straty handlowe (k.3-k.5) [%]	Straty handlowe (k.4-k.6) [MWh]	Potencjalna oszczędność ¹ [tys. zł]
----	------------------	---------------------	-----------------------	-----------------------	-------------------------	-------------------------------	---------------------------------	--

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 45
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Razem 14 dużych OSD	8,73%	8 617 247	6,68%	6 568 412	2,06%	2 048 834	302 203
2	Razem 18 OSD	8,68%	8 639 478	6,64%	6 585 412	2,04%	2 054 066	302 975
3	Razem OSD kompletne dane	8,96%	7 761 385	6,85%	5 913 960	2,11%	1 847 426	272 495

Uwagi:

- 1) *Eliminacja strat handlowych liczona wg zmniejszonego zapotrzebowania wg ceny 147,50 zł/MWh.*
- 2) *Dane za 2006 rok.*
- 3) *Straty techniczne ilościowe (k.6) oszacowane na bazie wskaźnika procentowego.*
- 4) *Straty techniczne oszacowane na bazie średniego udziału strat technicznych w stratach sieciowych dużych OSD (wg średniej geometrycznej).*
- 5) *Straty sieciowe oszacowane na bazie średniego poziomu strat sieciowych w energii dostarczonej dużych OSD (wg średniej geometrycznej) + uwaga 4.*
- 6) *Straty sieciowe oszacowane na bazie średniego poziomu strat sieciowych w energii dostarczonej małych OSD (wg średniej geometrycznej) + uwaga 4.*

Źródło: Raport 2

Z powyższych tabel wynika, że łączne nakłady w okresie wymiany odniesione do rocznej wielkości dostaw w grupie gospodarstw domowych wynoszą średnio 168,38 zł/MWh w wariantcie bazowym i 231,77 zł/MWh w wariantcie z rozszerzoną funkcjonalnością i terminalami domowymi. Odchylenie stanowi zatem 37,6%. Gdyby wyniki z tych tabel podzielić przez 8, aby uzyskać średnioroczne nakłady przeliczone na roczne wielkości dostaw, uzyskalibyśmy jednostkowy średnioroczny nakład inwestycyjny odniesiony do jednej megawatogodziny dostarczanej energii. W analizowanym przypadku gospodarstw domowych, byłoby to odpowiednio 21,05 zł/MWh i 28,97 zł/MWh.

6.2. Analiza porównawcza nakładów i kosztów łącznych oraz w rozbiciu na poszczególne przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące zadania OSD

Łączne nakłady inwestycyjne w okresie wymiany urządzeń pomiarowych dla wariantu bazowego, dla grup C1 i G, opartego na rozwiązaniach AMR, tj. jednokierunkowej transmisji danych, w cenach stałych 2008 roku, oszacowano na 5 612,4 mln zł, z tego wysokie i średnie napięcie na 68,6 mln zł, a niskie napięcie na 5 543,8 mln zł. W cenach jednostkowych, tj. w przeliczeniu na jeden układ pomiarowy, nakłady oszacowano następująco:

- dla wysokiego i średniego napięcia średnio 2 341 zł,
- dla niskiego napięcia średnio 347 zł, a dla gospodarstw domowych nakłady jednostkowe oszacowano średnio na 339 zł.

W przypadku, gdybyśmy w zakresie odbiorców z grup taryfowych C1 i G założyli potrzebę wdrożenia modelu zawierającego dodatkowe funkcjonalności, związane z automatycznym zarządzaniem licznikami w związku z transmisją dwukierunkową, tj. rozwiązania AMM, jak również terminale domowe, wówczas łączne nakłady inwestycyjne w okresie wymiany urządzeń pomiarowych, w cenach stałych 2008 roku, wyniosłyby 7 659,7 mln zł, z tego wysokie i średnie napięcie 68,6 mln zł, a niskie napięcie 7 591,1 mln zł. W cenach jednostkowych, tj. w przeliczeniu na jeden układ pomiarowy, nakłady wyniosłyby dla niskiego

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 46
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

napięcia średnio 475 zł, a dla gospodarstw domowych średnio 467 zł. W ramach analizy oszacowano niezbędne nakłady przypadające na pojedynczego odbiorcę. Poniżej sumaryczne zestawienie dla wysokiego i średniego napięcia oraz niskiego napięcia.

Z tabel 10-12 wynika, że łączne nakłady w okresie wymiany odniesione do rocznej wielkości dostaw w grupie gospodarstw domowych wynoszą średnio 168,38 zł/MWh w wariantcie bazowym i 231,77 zł/MWh w wariantcie z rozszerzoną funkcjonalnością i terminalami domowymi. Odchylenie stanowi zatem 37,6%. Gdyby wyniki prezentowane w tabelach podzielić przez 8, dla uzyskania średniorocznych nakładów przeliczonych na roczne wielkości dostaw, uzyskalibyśmy jednostkowy średnioroczny nakład inwestycyjny odniesiony do jednej megawatogodziny dostarczanej energii. W analizowanym przypadku gospodarstw domowych, byłoby to odpowiednio 21,05 zł/MWh i 28,97 zł/MWh.

Tabela 10. Nakłady inwestycyjne na wdrożenie SM dla wysokiego i średniego napięcia przypadające na pojedynczego odbiorcę w modelu AMR [zł/szt].

Wyszczególnienie	Razem 14 dużych OSD	Razem 4 małe OSD	Razem 18 OSD
Nakłady inwestycyjne na liczniki / liczba odbiorców	864	870	864
Grupa taryfowa A (II grupa przyłączeniowa)	1305	1 305	1 305
Grupa taryfowa B (III grupa przyłączeniowa)	860	860	860
Nakłady inwestycyjne pozostałe / liczba odbiorców	1477	1 481	1 477
Grupa taryfowa A (II grupa przyłączeniowa)	1 477	1 481	1 477
Grupa taryfowa B (III grupa przyłączeniowa)	1 477	1 481	1 477
Razem nakłady inwestycyjne / liczba odbiorców	2 341	2 351	2 341
Grupa taryfowa A (II grupa przyłączeniowa)	2 782	2 786	2 782
Grupa taryfowa B (III grupa przyłączeniowa)	2 337	2 341	2 337

Źródło: Raport 2

Tabela 11. Nakłady inwestycyjne na wdrożenie SM dla niskiego napięcia przypadające na pojedynczego odbiorcę w wariantcie bazowym w modelu AMR [zł/szt].

Wyszczególnienie	Razem 14 dużych OSD	Razem 4 małe OSD	Razem 18 OSD
Nakłady inwestycyjne na liczniki / liczba odbiorców	132	164	132
Grupa taryfowa C2 (IV grupa przyłączeniowa)	495	495	495
Grupa taryfowa C1 (V grupa przyłączeniowa)	158	174	158
Grupa taryfowa G (V grupa przyłączeniowa)	129	152	129
Nakłady inwestycyjne pozostałe / liczba odbiorców	214	242	214
Grupa taryfowa C2 (IV grupa przyłączeniowa)	1 477	1 481	1 477
Grupa taryfowa C1 (V grupa przyłączeniowa)	213	259	213
Grupa taryfowa G (V grupa przyłączeniowa)	210	201	210
Razem nakłady inwestycyjne / liczba odbiorców	347	406	347
Grupa taryfowa C2 (IV grupa przyłączeniowa)	1 972	1 976	1 972
Grupa taryfowa C1 (V grupa przyłączeniowa)	371	433	371
Grupa taryfowa G (V grupa przyłączeniowa)	339	353	339

Źródło: Raport 2

Tabela 12. Nakłady inwestycyjne na wdrożenie SM dla niskiego napięcia przypadające na pojedynczego odbiorcę w modelu AMM [zł/szt].

Wyszczególnienie	Razem 14 dużych OSD	Razem 4 małe OSD	Razem 18 OSD
Nakłady inwestycyjne na liczniki / liczba odbiorców	181	217	181
Grupa taryfowa C2 (IV grupa przyłączeniowa)	495	495	495
Grupa taryfowa C1 (V grupa przyłączeniowa)	213	234	213

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 47
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

Grupa taryfowa G (V grupa przyłączeniowa)	176	206	176
Nakłady inwestycyjne pozostałe / liczba odbiorców	294	320	294
Grupa taryfowa C2 (IV grupa przyłączeniowa)	1 477	1 481	1 477
Grupa taryfowa C1 (V grupa przyłączeniowa)	293	339	293
Grupa taryfowa G (V grupa przyłączeniowa)	290	281	290
Razem nakłady inwestycyjne / liczba odbiorców	475	537	475
Grupa taryfowa C2 (IV grupa przyłączeniowa)	1 972	1 976	1 972
Grupa taryfowa C1 (V grupa przyłączeniowa)	506	573	506
Grupa taryfowa G (V grupa przyłączeniowa)	467	487	467

Źródło: Raport 2

6.3. Analiza wrażliwości

W ramach niniejszego opracowania przygotowano analizy wrażliwości opłacalności wdrożenia systemu SM z uwzględnieniem trzech czynników:

- zmiany wskaźnika strat handlowych na SN i nN,
- zmiany współczynnika wzrostu wykorzystanego do szacowania strumienia przepływów pieniężnych po okresie prognozy,
- zmiany jednostkowych stawek cenowych nakładów inwestycyjnych, w zakresie zmian odpowiednio - 50%, -25%, +25% i +50%.

Z uwagi na fakt, iż dla ostatecznych ocen główne znaczenie mają wnioski formułowane dla wdrożenia systemu SM na niskich napięciach, przygotowana analiza wrażliwości odnosi się do tegoż podejścia.

W pierwszym kroku przeanalizowano wpływ korekty wskaźnika strat handlowych SN i nN na opłacalność wdrożenia. Wyliczenia przygotowano dla czterech uprzednio opisywanych wariantów rozliczania efektów taryfowych wdrożenia.

We wszystkich podejściach wzrost efektywności w zakresie walki ze stratami prowadzi do wzrostu wartości. Różnice procentowe wynikają z jednej strony z różnych mianowników, tj. wycen w poszczególnych wariantach i różnic w zmianach wycen.

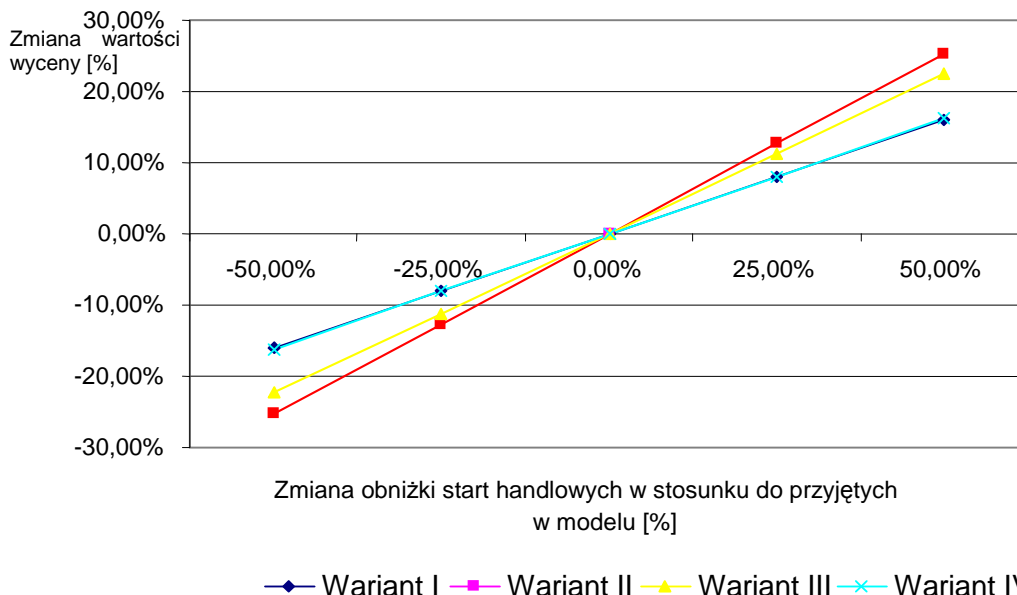
Należy zauważyć, że wariant I jest wariantem brzegowym, w zasadzie jedynie teoretycznym, gdyż nie uwzględnia on zmiany przychodów taryfowych. Wariant II i III generują dodatkowe wartości bieżące, odpowiednio 616,3 mln zł przy poprawie efektywności w walce ze stratami o 50% od zakładanych pierwotnie i 308,1 mln zł przy 25%. W wariantach pierwszym powyższe kwoty są wyższe o zaoszczędzony podatek (wartości bieżące to odpowiednio 760,8 mln i 380,4 mln), gdyż wariant pierwszy w dalszym ciągu jest nieopłacalny, stąd w przepływach występują różnice podatkowe. Natomiast wariant IV ma efekty ograniczane polityką taryfową (wartości bieżące to odpowiednio 219, mln i 109,6 mln).

Wyniki prezentuje rysunek 5 i tabela 13.

Rysunek 5: Wpływ korekty założonego wskaźnika strat handlowych na efekty wdrożenia

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA	
Tytuł:	Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 48
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008		Projekt URE



Źródło: Raport 2

Tabela 13: Zmiana wskaźnika strat handlowych w poszczególnych wariantach konstruowania taryf dystrybucyjnych

Zmiana wskaźnika strat handlowych (gdzie: minus oznacza mniejsze korzyści niż zakładano o...; + wyższe korzyści niż zakładano o...)	-50,00%	-25,00%	0,00%	25,00%	50,00%
Zmiana wartości w stosunku do wartości dla 14 dużych OSD:					
Wariant I	-15,91%	-7,95%	0,00%	7,95%	15,91%
Wariant II	-25,36%	-12,68%	0,00%	12,68%	25,36%
Wariant III	-22,35%	-11,17%	0,00%	11,19%	22,61%
Wariant IV	-16,16%	-8,08%	0,00%	8,08%	16,16%

Źródło: Raport 2

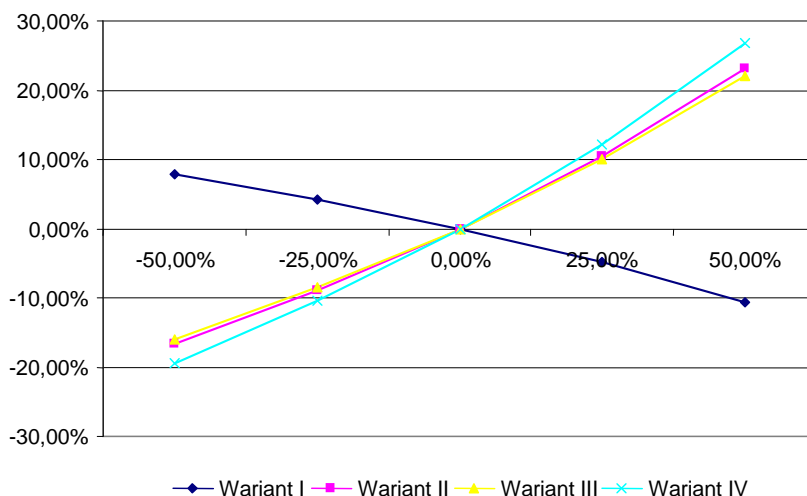
W drugim kroku poddano analizie wpływ zmian współczynnika wzrostu na wycenę czternastu analizowanych OSD po wdrożeniu SM. Symulacje przeprowadzono dla analogicznych zmian procentowych tegoż wskaźnika, jak w przypadku wskaźnika strat.

Wariant I wyceny (brzegowy) generuje ujemne przepływy z działalności. Dlatego też szacując wolny przepływ dla lat po okresie prognozy według niższych stawek, otrzymujemy mniejsze ujemne wartości bieżące tych strumieni. Dlatego też Wariant I zachowuje się odmiennie do pozostałych przypadków. Wyniki analizy przedstawia rysunek 6 i tabela 14.

Rysunek 6. Wpływ korekty wskaźnika wzrostu na efekty wdrożenia

Opracowanie:	Doradztwo Gospodarcze DGA SA
Tytuł:	Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 49
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	



Źródło: Raport 2

Tabela 14: Zmiana współczynnika wzrostu w poszczególnych wariantach konstruowania taryf dystrybucyjnych

	Zmiana współczynnika wzrostu				
	-50,00%	-25,00%	0,00%	25,00%	50,00%
Wariant I	7,78%	4,18%	0,00%	-4,91%	-10,75%
Wariant II	-16,69%	-8,96%	0,00%	10,52%	23,04%
Wariant III	-16,02%	-8,60%	0,00%	10,10%	22,11%
Wariant IV	-19,40%	-10,42%	0,00%	12,23%	26,79%

Źródło: Raport 2

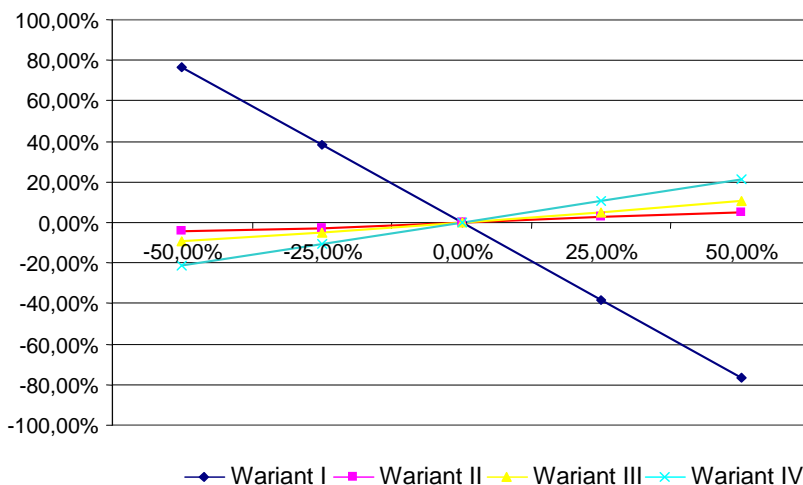
Ostatnim badanym czynnikiem były jednostkowe ceny nakładów inwestycyjnych, rozumiane jako nakłady inwestycyjne w SM przeliczone na jeden punkt pomiarowy, oraz wpływ ich zmiany na wyceny przedsięwzięcia. Wyniki symulacji prezentuje rysunek 7 oraz tabela 15.

W wariacie I z uwagi na fakt, iż wartość majątku nie ma wpływu na poziom przychodów spółki obniżenie wymaganych nakładów inwestycyjnych przekłada się na wzrost opłacalności projektu. W przypadku pozostałych wariantów zachowanie linii zmian jest odmienne. Wraz ze wzrostem jednostkowych cen nakładów inwestycyjnych wzrasta wartość analizowanego przedsięwzięcia. Z tego względu bardzo istotną staje się kwestia limitowania nakładów inwestycyjnych również do tego obszaru, tj. uzgadnianie w ramach prowadzonych procesów zatwierdzania planów rozwoju planów rzeczowych i finansowych.

Rysunek 7. Wpływ korekty jednostkowych cen nakładów inwestycyjnych na efekty wdrożenia

Opracowanie:	Doradztwo Gospodarcze DGA SA
Tytuł:	Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 50
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	



Źródło: Raport 2

Tabela 15: Zmiana cen nakładów w poszczególnych wariantach konstruowania taryf dystrybucyjnych

	Zmiana cen nakładów				
	-50,00%	-25,00%	0,00%	25,00%	50,00%
Wariant I	76,89%	38,44%	0,00%	-38,44%	-76,89%
Wariant II	-4,39%	-2,51%	0,00%	2,56%	5,12%
Wariant III	-9,56%	-4,97%	0,00%	5,22%	10,44%
Wariant IV	-21,09%	-10,61%	0,00%	10,61%	21,23%

Źródło: Raport 2

Należy zauważyć, że niezbędne nakłady na system AMM na niskim napięciu są o około 37% wyższe od wariantu bazowego. Powyższa analiza wrażliwości zakłada dwa warianty wzrostu nakładów jednostkowych o 25% i 50%. Zatem możemy stwierdzić, iż wdrożenie AMM wpłynie następująco na opłacalność modelu na niskim napięciu:

- Wariant I – spadek opłacalności od -38,44% do -76,89% w stosunku do wartości oszacowanej dla AMR,
- Wariant II - wzrost opłacalności od 2,56% do 5,12% w stosunku do wartości oszacowanej dla AMR,
- Wariant III- wzrost opłacalności od 5,22% do 10,44% w stosunku do wartości oszacowanej dla AMR,
- Wariant IV - wzrost opłacalności od 10,61% do 21,23% w stosunku do wartości oszacowanej dla AMR.

6.4. Sposób sfinansowania operacji wymiany urządzeń pomiarowych

Z analizy opłacalności wynika, że nakłady inwestycyjne na przedsięwzięcie bilansowano z korzyściami, z realizacji przedsięwzięcia dla OSD, którymi były: obniżka kosztów odczytów, obniżka strat handlowych

Opracowanie:	Doradztwo Gospodarcze DGA SA
Tytuł:	Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 51
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

i ewentualny wzrost przychodów taryfowych. Analizowano to w czterech wariantach ujmujących w różny sposób formę konstruowania taryf operatorów dystrybucyjnych w zakresie nakładów ponoszonych na budowę systemu zdalnego odczytu oraz ich rozliczenia poprzez amortyzację oraz zwrot z kapitału ujętych w kalkulacji przychodu.

W zakresie niskiego napięcia jedynie wariant pierwszy nie gwarantuje sytuacji osiągnięcia wyższych zdyskontowanych do wartości bieżącej korzyści nad zdyskontowanymi do wartości bieżącej dodatkowymi nakładami inwestycyjnymi. Z tego względu, w ramach procedury taryfowania i uzgadniania planów rozwoju, zakłada się kontynuowanie dotychczasowych zasad, w tym uwzględnianie w kalkulacji taryfy: WRA, nakładów inwestycyjnych, zwrotu z kapitału i amortyzacji, kwot wynikających z dodatkowych nakładów inwestycyjnych na realizowane przedsięwzięcie (oczywiście w zakresie oprogramowania doliczanie odnosiłoby się jedynie do nakładów i amortyzacji, gdyż oprogramowanie stanowi składnik wartości niematerialnych i prawnych, a te z kolei nie są zaliczane do majątku sieciowego). Należy mieć na względzie również to, że przyrost wartości oszacowany w wariantcie III, najprawdopodobniej będzie ograniczony przez działania Regulatora, wynikające z tego, że po każdym trzyletnim okresie regulacji, obniżka kosztów odczytów i strat handlowych wykorzystana będzie do zmniejszania kosztów ujmowanych w modelach porównawczych. Obrazuje to wariant IV. Zadziała tu zasada: kto szybciej obniży koszty, ten przejmuje premię (wyższy zysk), który następnie w związku z poprawą efektywności u wszystkich OSD, przełoży się na niższe koszty kalkulowane w taryfach w następnych okresach regulacji.

W zakresie wysokiego i średniego napięcia wszystkie warianty byłyby opłacalne dla OSD, również przy założeniu, że dotychczasowy (przed wdrożeniem SM) sposób finansowania nakładów na liczniki nie był realizowany przez OSD.

Alternatywą do opisanego powyżej sposobu sfinansowania przedsięwzięcia jest wyłączenie z kalkulacji przychodu regulowanego wartości wynikającej z zatwierzonego i uzasadnionego poziomu kosztu odczytu i kontroli układów pomiarowych i jego odrębna kalkulacja. Jednakże, po analizie dotychczasowych przychodów z abonamentu na pokrycie kosztów odczytu i kontroli układów pomiarowych, jak również kosztów prowadzenia odczytu i kontroli układów pomiarowych poszczególnych OSD, zauważamy brak właściwych korelacji. Prawdopodobnie wynika to z uwarunkowań historycznych. Dodatkowo, prowadzenie oddzielnie kalkulacji przychodu regulowanego dla tych dwóch obszarów stanowiłoby nieuzasadnione skomplikowanie systemu taryfowania, m.in. z uwagi na konieczność uwzględniania współczynników korekcyjnych.

Z uwagi na powyższe proponujemy jednakowe podejście do sposobu sfinansowania przedsięwzięcia i nałożenie obowiązku jego realizacji na OSD dla wszystkich odbiorców finalnych przy założeniu, że efekty wdrożenia bazować będą na ograniczonej obniżce kosztów (jej ograniczoność wynika z zasady, że poprawa efektywności po trzyletnich okresach regulacji – uzasadnione byłoby ich wydłużenie - wpływa na niższe koszty ujmowane w modelach porównawczych) oraz wzroście regulowanych przychodów taryfowych, który

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA
Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 52
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

wynika z uwzględnienia dodatkowej amortyzacji oraz zwrotu z kapitału liczonego od łącznych nakładów z wyjątkiem nakładów na wartości niematerialne i prawne.

W zasadach procesów taryfowania i uzgadniania planów rozwoju proponujemy dopuścić do sytuacji uwzględniania w obu procesach możliwości realizacji przedsięwzięcia przez OP, przy czym decyzję w tym zakresie pozostawić w kompetencji OSD. Należałoby jednak zagwarantować OSD, że koszty amortyzacji, zwrotu z kapitału i WRA, uwzględniały będą również wartości, które wystąpią w wydzielonych podmiotach realizujących funkcje OP.

7. Czynniki prawne

Analizy dokonane w ramach raportów 1 – 4: technicznym, kosztowym, prawnym i społeczno ekonomicznym, zostały podsumowane w Analizie Końcowej. Zainicjowanie tego projektu powinno zostać dokonane przez Ministerstwo Gospodarki przez wprowadzenie go do polityki energetycznej kraju. Do kompetencji Ministra Gospodarki należy decyzja w sprawie projektu, zgodnie z ustawą Prawo energetyczne (art. 12 i następne). Jego zadania mają charakter strategiczny, które pozwalają mu wprowadzenie projektowanych rozwiązań, które mogą służyć tworzeniu przyszłych prognoz rozwoju rynku, w szczególności zapewnieniu efektywności energetycznej, wzrostu konkurencyjności oraz ochrony środowiska.

7.1. Niezależny operator. Relacje prawne w stosunku do beneficjentów systemu

7.1.1. Niezależny operator w prawie UE

Odnosząc się do Regulatora rynku, Komisja Europejska zwróciła uwagę na kompetencje, które powinny zostać wzmocnione. Niektóre z nich mają pośrednio bądź bezpośrednio związek z pozycją operatora pomiarów. Wśród tych kompetencji wyróżnia się: kwestie związane z dostępem stron trzecich do sieci, bilansowanie rynku, zgodność z funkcjonalnym i księgowym rozdziałem działalności OSD, transgraniczny przepływ energii, ochrona konsumenta, zwłaszcza związana z kontrolą cen, dostęp do informacji.

Z dostępnych danych wynika, że działalność polegająca na zarządzaniu danymi pomiarowymi jest działalnością deficytową. Z drugiej strony jednak, jej znaczenie dla funkcjonowania systemu, a także zapewnienia konkurencji na rynku jest istotne. Przede wszystkim, dla zapewnienia konkurencyjnego charakteru rynku, istotne jest ażeby zbierane dane pomiarowe były dostępne w niedyskryminujący sposób dla wszystkich podmiotów spełniających określone kryteria. Dane pomiarowe mogą być istotne dla 6 grup podmiotów: (i) producentów energii (w zakresie planowania produkcji), (ii) OSD (w zakresie zarządzanie siecią, wykrywania i minimalizowania strat, zarządzania jakością, fakturowania konsumentów i

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 53
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

sprzedawców, zmiany dostawców przez konsumentów, prognozowania), (iii) sprzedawców (fakturowanie, handel, prognozowanie, zamówienia), (iv) konsumentów (modelowanie konsumpcji), (v) Regulatora rynku (w zakresie zapewnienia jakości usług na rynku, statystyki, ochrony konsumenta, ochrony konkurencji), (vi) innych podmiotów (w zakresie działań efektywnościowych i rozwoju technologii). Jednakże przy założeniu, iż dane pomiarowe są towarem, podobnie jak ich agregowanie według określonych kryteriów, można założyć, iż sprzedaż tych danych może być działalnością przynoszącą realne przychody dla operatorów pomiarów. Należy rozważyć zatem powołanie niezależnego operatora pomiarów oraz rozważyć jego formę prawną.

Za taką tezę przemawiają również doświadczenia rynku brytyjskiego związane ze zmianą sprzedawcy energii. Mianowicie, sprzedawcy energii, konkurując między sobą o obsługiwane konkretnego odbiorcy, często oferują mu usługi kompleksowe: sprzedaż innych towarów i usług połączoną ze sprzedażą energii elektrycznej. Tymi innymi produktami, oprócz gazu, czy wody, może być również telewizja, internet. Często dostosowują oni taryfy do indywidualnych potrzeb danej grupy konsumentów. Przykładem tego jest usługa polegająca na przesyłaniu danych o bieżącej konsumpcji energii elektrycznej na telefon komórkowy. Niezbędne dla korzystania przez konsumentów z tego rodzaju ofert jest umożliwienie sprzedawcom energii elektrycznej nieskrępowanego dostępu do danych pomiarowych. Niezależny operator pomiarów oprócz realizacji tego zadania, może równocześnie pełnić funkcje takiego operatora w stosunku do innych towarów dostarczanych konsumentom.

7.1.2. Założenia proponowanego modelu

Tworząc prawny model rynku opomiarowania zużycia energii, należy odpowiedzieć na kilka kwestii, które mają kluczowe znaczenie przy jego projektowaniu:

- (a) Które z możliwych rozwiązań zapewni w największym stopniu urzeczywistnienie reguł rynku konkurencyjnego?
- (b) Które rozwiązanie jest najbardziej efektywne kosztowo?
- (c) Jakie są terminy wynikające ze zobowiązań dotyczących skutecznej implementacji przepisów prawa Unii Europejskiej do krajowego porządku prawnego. Zobowiązania tego dotyczące zostały określone w innych częściach tego Raportu, a dotyczą implementacji Dyrektywy 2006/32/WE oraz zgodności przyjmowanych rozwiązań z dyrektywą MID. Dodatkowo, przyjęte rozwiązanie powinno czynić zadość ograniczeniom wynikającym z ochrony danych osobowych, umożliwiając jednocześnie funkcjonowanie rynku.
- (d) Jakie są aspekty społeczne rekomendowanego rozwiązania?
- (e) Jakie rozwiązanie jest najefektywniejsze z technicznego punktu widzenia?

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 54
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

Analizując powyższe przesłanki doradcy postanowili wyróżnić dwa fragmenty tego rynku tj. strukturę opomiarowania oraz obsługi urządzeń pomiarowych oraz ten fragment rynku, który dotyczyć będzie samego zarządzania danymi pomiarowymi i ich udostępniania podmiotom trzecim.

7.1.3. Struktura systemu opomiarowania

W zakresie struktury systemu opomiarowania, przewiduje się pozostawienie całości infrastruktury pomiarowej w ramach OSD, które będzie odpowiedzialne za stworzenie całej infrastruktury inteligentnego opomiarowania zużycia, zapewnienie jego niezakłóconego funkcjonowania, zapewnienie odpowiedniej jakości liczników, które spełniać będą wymagania prawne, zapewnienie odpowiedniego sposobów przekazywania danych pomiarowych, eksploatację i konserwację urządzeń pomiarowych, zapewnienie niezawodności całego systemu. Liczniki, jako element całego systemu pozostawać będą własnością OSD.

7.1.4. Zarządzania danymi pomiarowymi

W zakresie zarządzania danymi pomiarowymi przewiduje się dwa modele rynku: z wydzieleniem niezależnego operatora pomiarów oraz bez takiego wydzielenia.

Model 1 polega na pozostawieniu przy OSD całości zadań związanych ze zbieraniem danych pomiarowych, ich przetwarzaniem, agregowaniem i udostępnianiem innym uczestnikom rynku. OSD będzie zbierało wszystkie dane pomiarowe i agregowało je na potrzeby innych uczestników rynku w taki sposób, jaki jest dla nich istotny. Z uwagi na mniejszy zakres danych, jakich potrzebują inni uczestnicy rynku, aby przedstawić ofertę odbiorcy, czy też określonej grupie odbiorców, nie powinno łączyć się to z koniecznością dodatkowego przetwarzania tych danych. OSD powinno być zobowiązane do udostępniania danych w odpowiednim, ustawowo czy też umownie określonym formacie innym uczestnikom rynku.

W umowach z odbiorcami OSD powinno zawrzeć klauzulę umożliwiającą odbiorcom wyrażenie sprzeciwu na udostępnianie ich profili zużycia energii łącznie z identyfikującymi ich danymi osobowymi zainteresowanym podmiotom, bez indywidualnej zgody odbiorcy. Udostępnianie podmiotom trzecim samych profili zużycia, bez możliwości bezpośredniej identyfikacji odbiorcy nie wymaga jego dodatkowej zgody.

Model 2 polega na stworzeniu nowej instytucji mającej za zadanie zbieranie danych pomiarowych, ich przetwarzanie, agregowanie i udostępnianie innym uczestnikom rynku. Trudno jest wskazać, jak powinien wyglądać model prawny tej instytucji i przez kogo powinien być powołany. Powinien jednak spełniać kilka warunków. Po pierwsze, powinien być niezależny od innych uczestników rynku, w szczególności wytwórców i sprzedawców. Po drugie, powinien mieć możliwość dostępu do liczników i bezpośredniego odczytu danych pomiarowych. Z uwagi na efektywność przedsięwzięcia, należałoby przyjąć, iż dane pomiarowe w określonym formacie otrzymuje on bezpośrednio od OSD, jednakże dla potrzeb kontrolno-weryfikacyjnych powinien mieć możliwość zbierania danych nieprzetworzonych.

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 55
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

Zmiany konieczne dla utworzenia NOP zostały szczegółowo opisane w rozdziale 8 niniejszego opracowania.

7.1.5. Wzmocnienie pozycji Prezesa URE w związku z wprowadzeniem nowych układów pomiarowych

Kompetencje Prezesa URE określają przepisy prawa energetycznego. Wydaje się, iż kompetencje te są dość duże lecz niekiedy brakuje mechanizmów, które pozwalałyby na ich właściwe stosowanie. Kwestia ta jest szczególnie zauważalna w zakresie promowania konkurencji. Pomimo formalnego wdrożenia mechanizmów dostępu strony trzeciej do sieci, mechanizm ten nie funkcjonuje w sposób optymalny. Istnieje szereg barier w zakresie możliwości zmiany sprzedawcy.

Wydaje się, iż jedną z takich barier jest istnienie różnych (niewspółpracujących), a często przestarzałych systemów pomiarowo-rozliczeniowych (na ten temat piszemy szczegółowo w Raportach 1 i 4). Inną barierą w rozwoju konkurencji jest nierównowaga informacyjna. Wydaje się, że takie instrumenty jak koncesjonowanie, taryfowanie, czy obowiązki sprawozdawcze nie pozwalają Regulatorowi na odczytywanie sygnałów z rynku i prawidłowe reagowanie. Dostęp do tych informacji pomiarowych pozwalałaby Prezesowi URE na lepszą identyfikację kosztów uzasadnionych, a tym samym pozwalałaby na poprawę mechanizmu taryfowania. Z drugiej strony, pełna wiedza o rynku energii elektrycznej pozwalałaby m.in. także na lepszą identyfikację obszarów sieci wymagających większych nakładów inwestycyjnych. Jednym z instrumentów wzmocnienia pozycji Regulatora byłoby umożliwienie Prezesowi URE budowy kompetencji w oparciu o wiedzę pochodząca z wszystkich układów pomiarowych działających w systemie elektroenergetycznym. Do rozstrzygnięcia pozostałaby kwestia ustalenia zakresów kompetencji pomiędzy Regulatorem a operatorami w tym w szczególności OSP. Wydaje się, jednak, iż pełna wiedza o rynku pozwoliłaby Prezesowi URE na wskazywanie rozwiązań, proponowanie zmian w prawie, skuteczną regulację i taryfikowanie.

Pełna wiedza o rynku energii i prawidłowe zarządzenia tą wiedzą pozwalałoby Prezesowi URE na wzmocnienie także innych organów regulacyjnych np. Prezesa UOKiK. Nie można wykluczyć, iż gdyby pewne zachowania operatorów lub sprzedawców nosiły znamiona nadużywania pozycji dominującej zachowania te byłyby przez Prezesa URE identyfikowane, a informacja o tym fakcie wraz ze stosowaną dokumentacją trafiałaby do Prezesa UOKiK w ramach sygnalizacji.

Zależnie od konfiguracji narzędzi do zarządzania wiedzą oraz umiejętności zarządzania tą wiedzą Prezes URE mógłby uzyskiwać i przekazywać właściwym organom państwa także informacje ważne ze względu na bezpieczeństwo państwa (Minister Gospodarki, Biuro Bezpieczeństwa Narodowego) czy interes właściciela (Minister Skarbu Państwa).

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA
Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 56
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

7.1.6. Wzmocnienie Ministra Gospodarki

Nie przewiduje się konieczności wzmocnienia kompetencji Ministra Gospodarki w ramach tego projektu. Zgodnie ustawą Prawo energetyczne (dalej PE), w szczególności, z art. 12 i następnymi, zadania Ministra Gospodarki mają charakter w dużej mierze strategiczny. Minister odpowiada za właściwy rozwój tego sektora rynku. W tym celu uzyskuje szereg informacji, które pozwalają mu na dokonanie rzetelnej analizy i odpowiednie zamodelowanie przyszłych działań. Wprowadzenie projektowanego modelu rynku opomiarowania będzie narzędziem, ułatwiającym realizację tego celu. Uzyskiwane w jego wyniku dane mogą służyć tworzeniu przyszłych prognoz rozwoju rynku, w szczególności zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego, wzrostu konkurencyjności, efektywności energetycznej oraz ochrony środowiska. Informacje źródłowe, które uzyskuje Minister Gospodarki na potrzeby np. tworzenia polityki energetycznej, czy też raportów z wyników nadzoru nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w gaz ziemny i energię elektryczną (art. 15b PE) zawierają w sobie dane uzyskiwane z opomiarowania zużycia energii.

7.1.7. Wzmocnienie Prezesa Głównego Urzędu Miar

Zadania Prezesa GUM związane z opomiarowaniem rynku energii elektrycznej zawarte są przede wszystkim w:

1. ustawie z dnia 11 maja 2001 roku, Prawo o miarach (Dz. U z 2004 roku nr 243, poz. 2441, ze zm.),
2. rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 27 grudnia 2007 roku, w sprawie rodzaju przyrządów pomiarowych podlegających prawnej kontroli metrologicznej oraz zakresu tej kontroli (Dz. U. z 2008 roku, nr 3, poz. 13),
3. rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 7 stycznia 2008 roku, w sprawie prawnej kontroli metrologicznej przyrządów pomiarowych (Dz. U. z 2008 roku, nr 5, poz. 29),
4. rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 7 stycznia 2008 roku, w sprawie wymagań, którym powinny odpowiadać liczniki energii elektrycznej czynnej prądu przemiennego, oraz szczegółowego zakresu sprawdzeń wykonywanych podczas prawnej kontroli metrologicznej tych przyrządów pomiarowych (Dz. U. z 2008 roku, nr 11, poz. 63).

W zakresie realizacji tego projektu konieczne zwiększanie kompetencji Prezesa GUM, polegające na przywróceniu nadzoru metrologicznego nad układami pomiarowo – rozliczeniowymi klas 0-2 i wyższych (przy wdrożeniu Dyrektywy MID nadzór ten został zniesiony). Konieczne wydaje się ograniczenie procedury legalizacji pierwotnej i ponownej liczników elektronicznych. Ograniczenie to polegać powinno na wydłużeniu ważności okresów legalizacji pierwotnej i legalizacji ponownej liczników elektronicznych (statycznych) z 8 lat do 15 lat.

Drugą kwestią, którą należałoby uregulować to zmiana metody przeprowadzania legalizacji. Należałoby wprowadzić regulacje pozwalające, aby legalizacja pierwotna i legalizacja ponowna jednorodnej partii

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 57
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

przyrządów pomiarowych była wykonana nie jako sprawdzenie każdego egzemplarza przyrządu pomiarowego, ale z zastosowaniem metody statystycznej.

Kwestia wydłużenia terminów legalizacji oraz zmiany metody sprawdzania ma bezpośredni związek z działalnością GUM oraz jego wpływami budżetowymi. Rozstrzygnięcie tej kwestii nie jest jednoznaczne i wymaga dalszych analiz oraz konsultacji z GUM. W załączniku 3 przedstawiamy opis tej kwestii.

7.1.8. Wzmocnienie Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów

Uprawnienia Prezesa UOKiK nie wymagają wzmocnienia. Jeżeli w praktyce stosowania obecnie obowiązujących przepisów pojawiają się problemy, które mają wpływ na konkurencyjność rynku elektroenergetycznego oraz pozycję konsumentów na tym rynku, to źródło tych problemów nie wynika bezpośrednio z obowiązujących przepisów. Dodatkowo, wprowadzone rozwiązania w zakresie współpracy organów administracji państwowej, w szczególności Prezesa URE, Ministra Gospodarki, Ministra Skarbu Państwa dają wystarczające ramy prawne dla realizacji tego projektu.

7.2. Finansowanie projektu poprzez taryfy dystrybucyjne

Zgodnie z par. 13 ust. 4 Rozporządzenia Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 roku w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, przedsiębiorstwo energetyczne świadczące usługę przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej instaluje, na własny koszt układ pomiarowo-rozliczeniowy w miejscu przygotowanym przez odbiorcę oraz system pomiarowo-rozliczeniowy, w przypadku podmiotów zaliczonych do grup przyłączeniowych IV-VI, zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, z wyłączeniem wytwórców.

Kwestia zakresu taryfikacji kosztów wymiany układów pomiarowych winna stać być przedmiotem dyskusji Regulatora z operatorami systemów i ustalenia optymalnej polityki w zakresie taryfikacji. Możliwe programy taryfowe zostały szczegółowo opisane w wariantach finansowania w Raporcie 2.

7.3. Kwestia pomocy publicznej

Kwestią istotną jest zbadanie czy finansowanie projektu nie jest pomocą publiczną. Kwestia ta została szczegółowo omówiona w załączniku 2. Z analizy wynika, iż w obecnych założeniach projektu nie powinny występować problemy na płaszczyźnie pomocy publicznej.

Kwestią trudną do przewidzenia jest istnienie tudzież nieistnienie pomocy publicznej sprzecznej z prawem wspólnotowym w prezentowanym modelu rynku opomiarowania i jego praktycznym funkcjonowaniu. Regulacje prawa Unii Europejskiej zawierają przesłanki, na podstawie których określone działania mogą być uznane za nielegalną pomoc publiczną. Z uwagi na wielowątkowość tego zagadnienia zostały przedstawione podstawowe zasady uznania dane środka za pomoc państwa, zastrzegając, iż

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 58
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

wprowadzenie bardziej szczegółowych regulacji w przyszłości może wymagać konsultacji z Urzędem Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

8. Warianty rozwiązań zmierzających do wzmocnienia roli Regulatora na sektorze energii

8.1. Powody wzmocnienia roli regulatora

Wnioski płynące z raportów oraz regulacje UE wskazują na zasadność podjęcia działań zmierzających do wzmocnienia pozycji Regulatora na rynku wewnętrznym oraz zwiększenia koordynacji pracy organów regulacyjnych w państwach członkowskich UE. Rola Regulatora w zakresie zatwierdzania taryf oraz IRIESD (w części bilansowania) wydaje się być niewystarczająca. Obecnie decyzje Urzędu mają charakter zaleceń. Inną możliwością oddziaływania Regulatora na podmioty rynku energii jest rozstrzyganie sporów dotyczących świadczenia usług przesyłowych, ale kompetencje te są ograniczone do nowo zawieranych umów.

Z przeprowadzonych analiz wynika, że docelowo organ regulacyjny powinien zajmować się również monitorowaniem i kontrolowaniem prawidłowości funkcjonowania mechanizmów rynkowych w sektorze energetycznym. W kontekście niniejszego projektu należy zaznaczyć, że tylko instytucja dysponująca wiedzą oraz narzędziami do monitorowania rynku, może skutecznie podejmować działania w tym zakresie. W studium wykonalności projektu wykazano, że dla wzmocnienia pozycji Regulatora, niezbędne jest wprowadzenie jednolitych standardów opomiarowania.

Rola Regulatora/koordynatora pomiarów powinna koncentrować się na gwarantowaniu równego dostępu do danych dla wszystkich sprzedawców, bez żadnej dyskryminacji. Zadaniem Regulatora jako koordynatora jest opracowanie standardów oraz transparentnych i przejrzystych zasad dostępu do danych oraz nadzór nad procesami przekazywania danych pomiarowych do podmiotów prowadzących rozliczenia na rynku energii elektrycznej oraz operatorów pomiarów, którzy (obok operatora handlowo-technicznego - OHT i operatora handlowego - OH) są usytuowani jako jeden z trzech tzw. operatorów rynku. W gestii Regulatora pozostawałoby również rozpatrywanie skarg sprzedawców oraz Odbiorców Końcowych na wszelkie utrudnienia związane z działalnością OP oraz monitorowanie najważniejszych obszarów ich działalności (dokonywanie odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych, przetwarzanie danych pomiarowo-rozliczeniowych, w tym agregacja dla podmiotów rozliczających się grupowo lub podmiotów o strukturze rozproszonej, kontrolowanie poprawności działania systemów i układów pomiarowo-rozliczeniowych, kontrolowanie parametrów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej, przyjmowanie zgłoszeń od klientów o wszelkich nieprawidłowościach w zakresie układów pomiarowo-rozliczeniowych, itd.).

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 59
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

8.2. Koncepcja DSDR i NOP

8.2.1. Ogólny zarys rozwiązania

Proponowanym rozwiązaniem jest funkcjonowanie przy Urzędzie Regulacji Energetyki (URE), w formie wydzielonej jednostki organizacyjnej, Departamentu Standaryzacji Danych Rynkowych (DSDR). Zadaniem tej komórki będzie prowadzenie nadzoru i standaryzacji wymiany informacji rynkowych, monitorowania i zarządzania danymi pomiarowymi. Działalność kontrolna i regulacyjna URE wymaga dostępu na żądanie do określonych informacji rynkowych. Nie jest natomiast konieczne budowanie przy Urzędzie pełnej bazy danych i systemu akwizycji. Instrumentem umożliwiającym porównywalność informacji rynkowych jest natomiast w pełni zestandaryzowany system pozyskiwania danych. Ustalenie jednego standardu protokołu do wymiany informacji ma za zadanie umożliwić skorzystanie z nich przez uczestników rynku.

W roku 2012 proponujemy podjęcie decyzji w zakresie utworzenia niezależnego podmiotu w formie spółki/ek prawa handlowego (centralny lub regionalne NOP-y wraz z regionalnymi OP przy poszczególnych OSD). Na obecnym etapie prac nie rozstrzyga się procedury utworzenia NOP-ów (czy podmioty te zostaną utworzone samodzielnie, czy też będą wydzielane z OSD). Ustalenie odpowiedniego horyzontu czasowego pozwoli na rozwiązanie spraw majątkowych (własność liczników) oraz prawno-organizacyjnych (wydzielenie osobnych podmiotów).

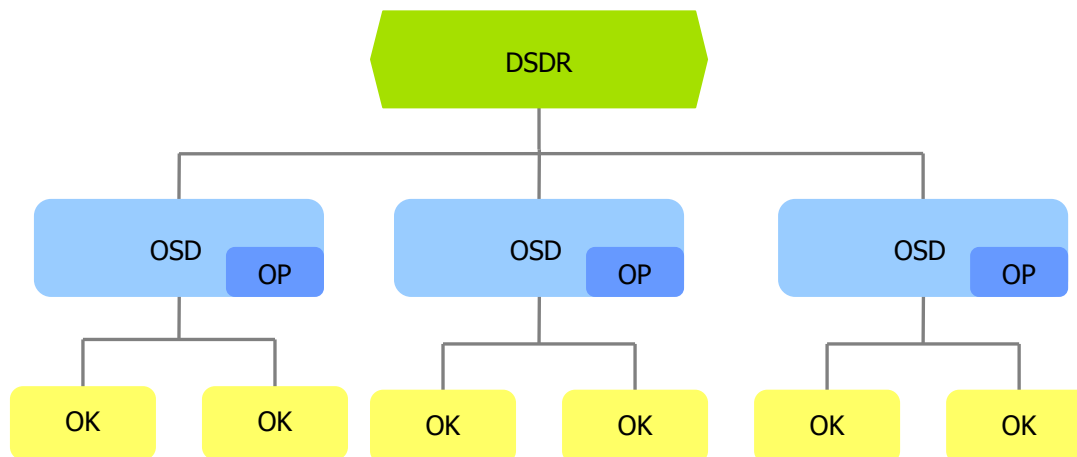
Z uwagi na niedoskonałości i bariery rynku, proponuje się podział procesu powstania NOP na dwa etapy: przejściowy i docelowy. Etap przejściowy obejmować będzie rozpoczęcie wymiany liczników oraz przygotowanie możliwości wymiany danych rynkowych (w tym pomiarowych) poprzez wprowadzenie jednolitych standardów oraz harmonogramu wymiany liczników. W 2012 roku, po pozytywnej weryfikacji stanu wdrażania projektu (ocena efektów na podstawie analiz przeprowadzonych w 2011 roku), podjęta zostanie decyzja o wydzielaniu NOP oraz ewentualnych zmianach w realizacji projektu, warunkowanych dynamiką rynku.

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 60
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008		Projekt URE

Etap przejściowy (schemat)



Legenda:

DSDR – Departament Standardów Danych Rynkowych

OP – operator pomiarów

OK – odbiorca końcowy

OSD – operator sieci dystrybucyjnej

Zadania i funkcje DSDR

DSDR funkcjonuje jako koordynator standardów wymiany danych rynkowych umożliwiając wykorzystanie tych danych w celach rynkowych innym uczestnikom rynku. Dodatkowo, do czasu powstania NOP, jednostka ta będzie miała dostęp do danych pomiarowych w formie zagregowanej od OP (na wniosek DSDR mogą być ściągane bardziej szczegółowe dane).

Na etapie przejściowym, główne funkcje DSDR obejmować będą:

- opracowanie i nadzór nad wdrożeniem standardów wymiany informacji między uczestnikami rynku energii,
- nadzór nad przestrzeganiem jednego standardu protokołu,
- opracowanie i nadzór nad archiwizacją danych (czas, nośnik itd.),
- generowanie raportów okresowych,
- monitoring rynku.

Funkcjonowanie DSRS powinno doprowadzić do:

- wypracowania standardów i wdrożenia ich przez każdego OSD (zadaniem DSDR jest wyznaczenie terminu, wdrożenie i nadzór nad realizacją pełnią OP),
- powstania elektronicznej platformy wymiany danych z bezpośrednim dostępem dla DSDR,

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 61
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

- nałożenia na DSDR ustawowego obowiązku monitorowania procesów rynkowych realizowanych przez OSD i raportowania dla URE oraz innych uprawnionych instytucji.

Zadania i funkcje OSD

Zadania i funkcje OSD zostaną szczegółowo opisane w pkt. 8.2.7. Harmonogram i etapy wprowadzania NOP.

Przewidywane rezultaty

Efektom proponowanego rozwiązania będzie generowanie danych:

- handlowych,
- konfiguracyjnych,
- ewidencyjnych,
- typowo pomiarowo-rozliczeniowych.

Wypracowanie jednolitych standardów – protokołów ich zbierania, udostępniania oraz procedur zarządzania, będzie stymulatorem rozwoju rynku konkurencyjnego, oznacza bowiem rozszerzenie zakresu informacji dostępnych dla poszczególnych uczestników rynku, a tym samym zwiększa przejrzystość rynku energii.

Rezultatem wprowadzenia standaryzacji dokumentów wymienianych między OSD i pozostałymi uczestnikami rynku (sprzedawcy, POBH) będzie ujednoczenie zasad funkcjonowania tzw. rynków detalicznych we wszystkich obszarach sieci dystrybucyjnych, co pozwoli zautomatyzować procesy obsługi odbiorców, umożliwi monitorowanie i nadzór DSDR (NOP w przyszłości) oraz wdrożenie elektronicznych systemów wymiany informacji rynkowych. Zakończenie procesu standaryzacji danych pozwoli na przejście do fazy tworzenia NOP, wg następującego harmonogramu:

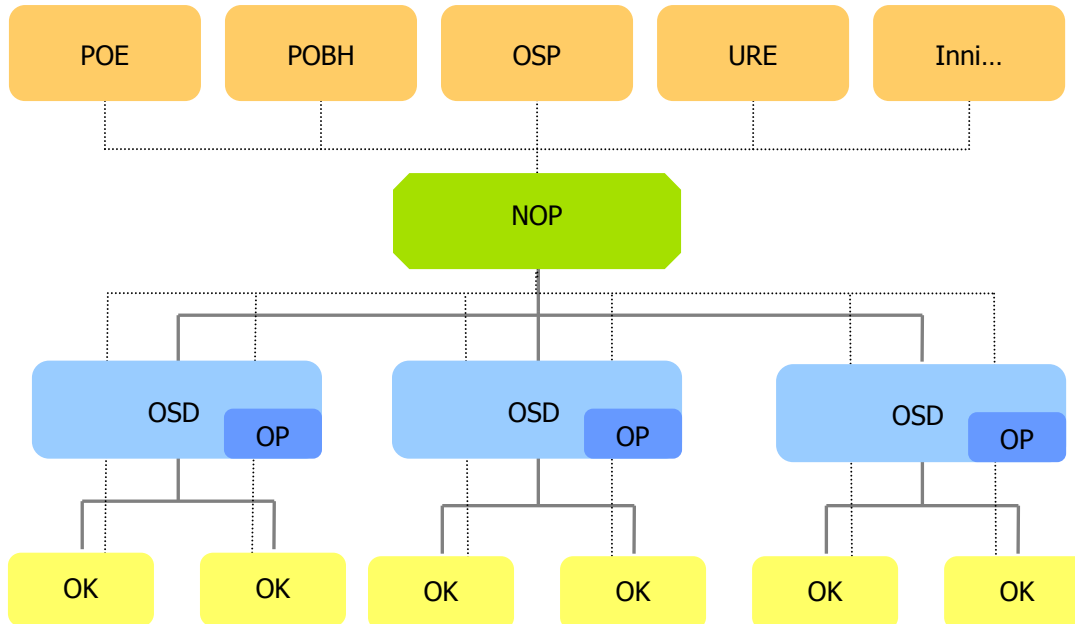
- koniec 2011 roku - ocena stanu realizacji projektu oraz analiza możliwości uruchomienia rynku opomiarowania (podsumowanie i wnioski),
- początek 2012 roku – decyzja o zakresie wdrożeniu etapu docelowego, w tym rozstrzygnięcie liczby NOP (jeden centralny, czy kilku regionalnych) oraz uzupełnienia w kontekście ewentualnych zmian na rynku,
- na etapie przejściowym rozpocznie się już przygotowanie do wdrożenia modelu docelowego:
 - opracowanie standardów i protokołu komunikacji między OSD i uczestnikami rynku energii,
 - dostosowanie infrastruktury pomiarowej oraz systemów komunikacyjnych i informatycznych po stronie OSD,
 - szkolenia i budowa kompetencji.

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 62
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

Model docelowy (struktura)



Proponowany model rynku opomiarowania można scharakteryzować w poniższy sposób:

- Infrastruktura techniczna związana z opomiarowaniem zużycia energii elektrycznej pozostaje własnością dystrybutora energii (OSD, z wyjątkiem II i III grupy przyłączeniowej, gdzie właścicielami są odbiorcy). OSD buduje nową infrastrukturę hardware i software oraz zarządza nią. Tworzona infrastruktura techniczna umożliwi uzyskiwanie danych licznikowych o charakterze źródłowym przez operatora pomiarów;
- Dane pomiarowe są zbierane, przetwarzane, agregowane i udostępniane przez dystrybutora (OSD) innym podmiotom. Bliźniacze repozytorium nieprzetworzonych danych pomiarowych odbiorcy znajduje się u Niezależnego Operatora Pomiarów;
- Niezależny Operator Pomiarów ma charakter spółki prawa handlowego, zbiera dane pomiarowe dla celów statystycznych, monitoruje w tym zakresie OSD oraz udostępnia dane pomiarowe o charakterze handlowym innym ściśle określonym podmiotom w określonych sytuacjach.
- W obu etapach proponujemy pozostawienie całości infrastruktury pomiarowej w ramach dystrybutora.

W etapie docelowym DSDR przy URE utrzyma funkcję nadzoru nad standardami wymiany danych rynkowych oraz właściwego zarządzania danymi pomiarowymi.

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 63
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

Jak już wspomniano, na obecnym etapie prac dopuszcza się możliwość powstania NOP na poziomie centralnym lub ramach struktur regionalnych (np. przy poszczególnych OSD lub jeden dla kilku OSD). Decyzja, co do docelowego sposobu organizacji, zostanie podjęta w 2012 roku, po zakończeniu etapu przejściowego.

8.2.2. Funkcje i zadania NOP

Proponowane główne funkcje i działania NOP obejmować będą:

- zbieranie, agregowanie i zarządzanie danymi pomiarowymi:
 - handlowymi,
 - konfiguracyjnymi,
 - ewidencyjnymi,
 - pomiarowo-rozliczeniowymi;
- prowadzenie handlu i zarządzania danymi pomiarowymi dla innych uczestników rynku;
- monitorowanie i raportowanie procesów rynkowych dla URE, MG, GUS, innych uczestników rynku;
- działania wykonawcze w zakresie wytycznych DSDR przy dalszych pracach nad wdrożeniem standardów wymiany informacji między uczestnikami rynku energii.

Przykładowy opis i podział danych pomiarowych zawiera tabela 16.

Tabela 16: Zestawienie danych podlegających standaryzacji

Dane konfiguracyjne	Dane ewidencyjne	Dane handlowe	Dane pomiarowe okresowe	Dane pomiarowe godzinowe
Kod URB	Kod Sprzedawcy	Kod MD	Nr PPE	Nr PPE
Kod MB	Rodzaj URD	Nr PPE	Numer licznika	Numer licznika
Kod Sprzedawcy	Nazwa URD	Data rozpoczęcia sprzedaży	Data odczytu	Data Godzina
Kod MD	Dane Adresowe	Data zakończenia sprzedaży	Kod zdarzenia obsługi technicznej.	Energia rzeczywista
Typ MD	Kod pocztowy	Planowane roczne zużycie	Strefa	Status wartości
Nr PPE	Miejscowości	Kod Profilu	Mnożna	Typ dnia
	Ulica	Planowane miesięczne zużycie	Wskazanie licznika energii elektrycznej	Godzina doby
	Numer budynku		Status odczytu	Sezon
	Numer lokalu		Kod Profilu	Wartość współczynnika
	Numery ewidencyjne w systemach bilingowych sprzedawców		Taryfa	
			Liczba faz	

Źródło: Opracowanie własne

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA	
Tytuł:	Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 64
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

8.2.3. Obowiązujące uwarunkowania prawne i propozycje zmian

Zaproponowany model rynku przewiduje stworzenie nowej jednostki organizacyjnej w ramach URE, która będzie odpowiedzialna za wypracowanie standardów opomiarowania oraz wymiany danych pomiarowych, jak również zbieranie, agregowanie i udostępnianie tych danych określonym podmiotom. Dla realizacji tego zadania konieczne jest dokonanie zmian w następujących aktach prawnych:

- Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 roku Prawo energetyczne (Dz. U z 2006 roku nr 89, poz. 625, ze zm.),
- Zarządzenie Ministra Gospodarki z dnia 1 października 2007 roku w sprawie nadania statutu Urzędowi Regulacji Energetyki,
- Zarządzenie 2/2007 Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 9 listopada 2007 roku w sprawie ustalenia regulaminu organizacyjnego Urzędu Regulacji Energetyki.

Ustawa PE zawiera szereg regulacji, których ogólny charakter umożliwia praktyczną realizację dodatkowych zadań związanych z zaproponowanym modelem rynku opomiarowania. Z tego względu konieczność zmian legislacyjnych w tej ustawie wydaje się być ograniczona. Zaproponowane poniżej zmiany mają służyć zwiększeniu możliwości kontrolnych i egzekucyjnych przez Prezesa URE. Z uwagi na istniejącą już wieloletnią praktykę kontrolną w innych obszarach rynku energetycznego, celowość dokonania tych zmian powinna również wynikać z pragmatyki działania URE.

W zakresie rozwiązań szczegółowych proponuje się następujące zmiany:

W art. 23 ust. 2 PE należałoby dodać uprawnienie Prezesa URE do kontrolowania, jakości opomiarowania odbiorców, kontrolowania wypełniania harmonogramów wymiany urządzeń pomiarowych, kontrolowania dostępu uprawnionych odbiorców do danych pomiarowych. Do uznania legislatorów należałoby zostawić kwestię, czy tego rodzaju regulacje wymagają zawarcie ich w akcie wykonawczym do ustawy PE, czy też wystarczy zawrzeć je np. w IRiESD. Tego rodzaju uprawnienia dla ich skuteczności powinny być dopełnione uprawnieniami Prezesa URE o charakterze egzekucyjnym.

Dla zapewnienia większej wiedzy o nowym systemie opomiarowania i korzyściach z tego wynikających, jak również o postępach w wypełnianiu zobowiązań w tym zakresie przez OSD, rozważenia wymaga uzupełnienie art. 31 ust. 3 PE o przekazywanie przez Prezesa URE informacji w tym zakresie.

W art. 56 PE należałoby wprowadzić możliwość nakładania kar przez Prezesa URE z tytułu:

- nieuzasadnionego utrudniania dostępu do danych pomiarowych dla uprawnionych podmiotów,
- niewywiązywania się z harmonogramu wymiany urządzeń pomiarowych u odbiorców,
- nieprzestrzeganiem standardów opomiarowania.

W zarządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 1 października 2007 roku w sprawie nadania statutu Urzędowi Regulacji Energetyki, należałoby dodać w §3.1 nowy punkt dodający nowy departament w strukturach URE:

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA
Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 65
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

Departament Standardów Danych Rynkowych. Możliwe byłoby powołanie również międzydepartamentowej Komisji Nadzoru Standardów.

W zarządzeniu 2/2007 Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 9 listopada 2007 roku w sprawie ustalenia regulaminu organizacyjnego Urzędu Regulacji Energetyki należałoby dokonać zmian. W §13 należałoby dodać nową jednostkę organizacyjną, której nazwa i miejsce w strukturze byłyby zgodnie z zarządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 1 października 2007 roku w sprawie nadania statutu Urzędowi Regulacji Energetyki.

W jednym z kolejnych przepisach należałoby sprecyzować zadania nowej jednostki organizacyjnej. Do jej zadań należałoby w szczególności:

- nadzór nad przestrzeganiem standardów opomiarowania odbiorców II-IV grupy przyłączeniowej,
- nadzór nad wdrażaniem przez OSD elektronicznych systemów wymiany informacji rynkowych,
- nadzór nad procesem wymiany urządzeń pomiarowych u odbiorców końcowych,
- nadzór nad procesem udostępniania danych pomiarowych przez OSD innym podmiotom oraz podejmowanie działań prawnych zapewniających faktyczną skuteczność rynku w tym zakresie,
- wypracowanie i nadzór nad przestrzeganiem standardów wymiany danych pomiarowych między podmiotami na rynku elektroenergetycznym,
- przygotowanie elektronicznej platformy wymiany danych pomiarowych,
- ustalanie metod kontroli i przygotowywanie projektów działań dla zwiększenia skuteczności działania rynku opomiarowania,
- przygotowywanie raportów dotyczących stanu systemu opomiarowania oraz propozycji w zakresie jego udoskonalania,
- przygotowywanie szkoleń w celu unifikacji zachowań OSD w zakresie rynku opomiarowania, budowanie kompetencji w tym zakresie,
- inicjowanie rozwiązań mających na celu automatyzację procesów obsługi klientów przez sprzedawców,
- przygotowywanie informacji zagregowanych dotyczących opomiarowania na potrzeby innych jednostek URE,
- nakładanie kar za opóźnienia w realizacji harmonogramu wymiany urządzeń pomiarowych.

8.2.4. Uwarunkowania techniczne

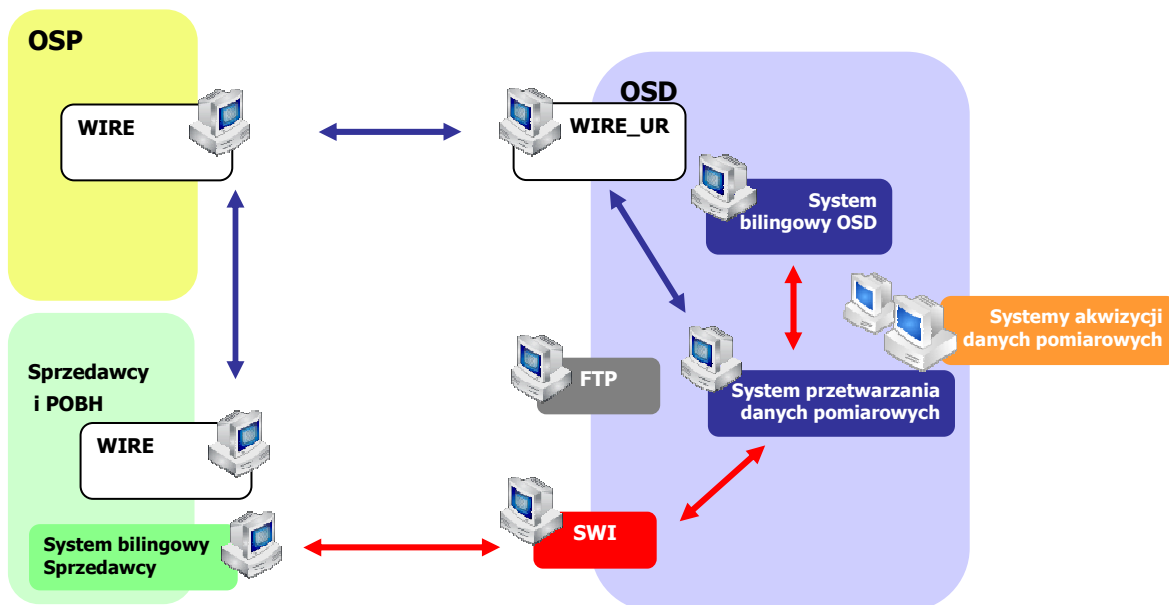
W związku z konieczną modernizacją układów pomiarowych energii elektrycznej odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej i powszechnych instalowaniem urządzeń teletransmisyjnych

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA
Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 66
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

umożliwiających zdalny odczyt liczników elektronicznych konieczna jest rozbudowa systemów pomiarowo-rozliczeniowych OSD. Obsługa kilkudziesięciu, a docelowo ponad miliona punktów pomiarowych w systemie zdalnego odczytu wymaga zastosowania innych rozwiązań niż dotychczas stosowane. Szczególnego znaczenia nabiera automatyzacja procesów realizowanych przez operatorów pomiarów, zwłaszcza w zakresie weryfikacji, substytucji, przetwarzania oraz udostępniania danych pomiarowych i rozliczeniowych.

Rysunek 8. Wymagana infrastruktura teleinformatyczna OSD



Proponowane rozwiązanie przedstawione na rysunku 8, oprócz rozbudowy systemu zdalnej akwizycji danych pomiarowych, zakłada uruchomienie interfejsów między systemami przetwarzania danych, a systemami bilingowymi (pozostaje kwestia standaryzacji z systemem GIS). Tylko w pełni automatyczne przekazywanie danych, pochodzących z odczytu zdalnego do systemów fakturujących, pozwoli na ich wykorzystanie w procesie rozliczeń, a to z kolei gwarantuje ich odpowiednią jakość.

Kolejnym, koniecznym do wprowadzenia przez operatorów pomiarów jest uruchomienie elektronicznych systemów wymiany informacji rynkowych (SWI).

Systemy te powinny pełnić podwójną rolę:

- zapewniać automatyzację procesów obsługi klientów przez sprzedawców. W przypadku ich zainteresowania segmentem tzw. odbiorców masowych (gospodarstwa domowe, małe firmy – IV i V grupa przyłączeniowa), konieczne będzie wykorzystywanie przez sprzedawców systemów bilingowych. SWI stanowią automatyczne źródło zasilania danymi pomiarowymi oraz

Opracowanie:	Doradztwo Gospodarcze DGA SA
Tytuł:	Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 67
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

konfiguracyjnymi systemów bilingowych. Również realizacja procesu zmiany sprzedawcy większej liczby odbiorców będzie mogła być w większym stopniu zautomatyzowana.

- umożliwiać monitorowanie i nadzór Departamentu Standaryzacji Danych Rynkowych powołanemu przy Urzędzie Regulacji Energetyki, a docelowo Niezależnemu Operatorowi Pomiarów nad realizacją przez OSD wszystkich procesów związanych z obsługą rynku energii, dzięki dostępowi do danych źródłowych.

Dodatkowym efektem uruchomienia SWI będzie stworzenie jednolitego dla całego kraju detalicznego rynku energii wykorzystującego standardowe procedury oraz jednolity format danych.

Standardy wymiany informacji

Na niemal wszystkich europejskich rynkach energii wprowadzono standaryzację procesów i dokumentów wymienianych między podmiotami uczestniczącymi w rynku energii. Takie rozwiązanie pozwala na ujednoczenie procedur rynkowych, a także minimalizuje koszty wdrażania systemów IT normalizując interfejsy do systemów zewnętrznych (systemów pomiarowych i bilingowych OSD).

Najczęściej stosowane są implementacje (w ograniczonym w zależności od potrzeb i możliwości wynikających ze specyfiki krajowych rynków energii) standardów EDIEL i PRODAT. Rekomenduje się implementację do warunków polskich standardu PRODAT oraz uwzględnienie dotychczasowych doświadczeń jego implementacji w Polsce.

W Polsce operatorzy systemów dystrybucyjnych, którzy zdecydowali się na wdrożenie elektronicznych systemów wymiany informacji (Vattenfall Distribution i ZEB-Dystrybucja) również dokonali częściowej implementacji wyżej wymienionych standardów. Pełna specyfikacja dokumentów w formacie została przedstawiona w załączniku 4.

Ze względu na stan zaawansowania prac prowadzonych przez OSD oraz na fakt, że zastosowane rozwiązania są wykorzystywane przy obsłudze rzeczywistych procesów, podczas prac standaryzacyjnych prowadzonych przez Departament Standaryzacji Danych Rynkowych nad rynkiem energii właściwym było uwzględnienie już wypracowanych przez Vattenfall Distribution i ZEB-Dystrybucja standardów.

Należałoby z pewnością rozszerzyć listę zestandaryzowanych dokumentów, zwłaszcza o takie, które będą wykorzystywane przez DSDR, a w przyszłości przez Niezależnego Operatora Pomiarów i pozwolą na prowadzenie nadzoru i monitorowanie procesów rynkowych oraz budowę centralnej bazy danych konfiguracyjnych i pomiarowych.

Systemy wymiany informacji

Opracowane przez DSDR standardy komunikacji i dokumentów powinny zostać wdrożone przez wszystkich OSD, oraz zaimplementowane w elektronicznych systemach wymiany informacji rynkowych.

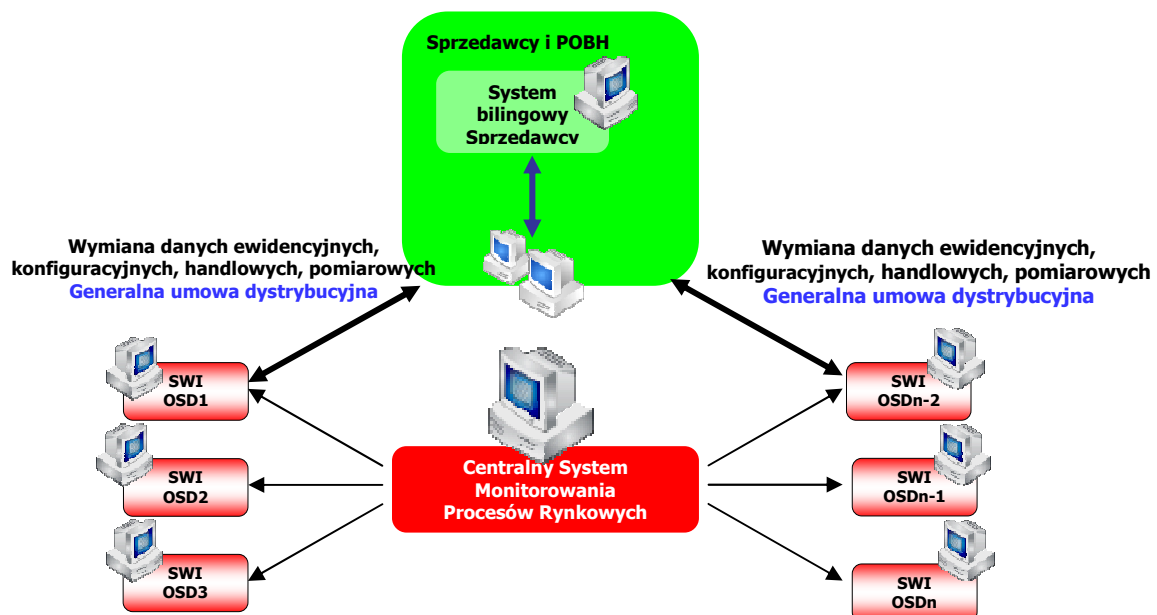
Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA
Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 68
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008		Projekt URE

Dostęp do tych systemów w pierwszej kolejności uzyskaliby sprzedawcy oraz Podmioty Odpowiedzialne za Bilansowanie Handlowe URD prowadzący działalność na terenie danego OSD, na podstawie zawartych umów dystrybucyjnych.

DSDR, a w przyszłości również Niezależny Operator Pomiarów powinien dysponować systemem informatycznym umożliwiającym komunikację z poszczególnymi systemami regionalnych operatorów pomiarów. Takie rozwiązanie pozwoli na realizację obowiązków dotyczących nadzoru, monitorowania oraz akwizycji zagregowanych danych pomiarowych na podstawie danych źródłowych.

Rysunek 9 Centralny System Monitorowania Procesów Rynkowych



Uruchomienie systemu w przedstawionej na rysunku 9 architekturze pozwoliłoby na automatyzację obsługi odbiorców przez sprzedawców, a dzięki stałemu dostępowi do systemów OSD dla DSDR, a w przyszłości również Niezależnego Operatora Pomiarów możliwe byłoby monitorowanie i prowadzenie nadzoru. Komunikacja między systemami oparta na technologiach internetowych (z kontrolą dostępu, szyfrowaniem itp.) nie powinna być rozwiązaniem zbyt kosztownym.

Opracowanie:	Doradztwo Gospodarcze DGA SA
Tytuł:	Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 69
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

8.2.5. Miejsce i zadania OSD

Ustawa Prawo energetyczne, w art. 9c.3 określa, że operator systemu dystrybucyjnego, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników systemów, jest odpowiedzialny za:

umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez:

- a) budowę i eksploatację infrastruktury technicznej i informatycznej służącej pozyskiwaniu i transmisji danych pomiarowych oraz zarządzaniu nimi,
- b) pozyskiwanie, przetwarzanie i udostępnianie danych pomiarowych dla energii elektrycznej pobranej przez odbiorców wybranym przez nich sprzedawcom i podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe oraz operatorowi systemu przesyłowego
- c) opracowywanie, aktualizację i udostępnianie odbiorcom ich standardowych profili zużycia
- d) udostępnianie danych dotyczących planowanego i rzeczywistego zużycia energii elektrycznej wyznaczonych na podstawie standardowych profili zużycia dla uzgodnionych okresów rozliczeniowych
- e) opracowywanie i wdrażanie procedury zmiany sprzedawcy.

IRiESD w części szczegółowej – Bilansowanie systemu i zarządzania ograniczeniami określa, co następuje:

- OSD pełni funkcję operatora pomiarów i administruje danymi pomiarowymi w obszarze sieci dystrybucyjnej.
- Administrowanie przez OSD danymi pomiarowymi w obszarze sieci dystrybucyjnej polega na wyznaczaniu wielkości dostaw energii, dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym i rynku detalicznym i obejmuje następujące zadania:
 - a) eksploatacja i rozwój Lokalnego Systemu Pomiarowo-Rozliczeniowego (LSPR), służącego pozyskiwaniu, przetwarzaniu oraz zarządzaniu danymi pomiarowymi,
 - b) akwizycja danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej zainstalowanych na obszarze działania OSD,
 - c) wyznaczanie wielkości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych fizycznych punktach poboru energii z sieci dystrybucyjnej,
 - d) agregacja wielkości dostarczanej energii elektrycznej w poszczególnych wirtualnych punktach poboru energii z sieci dystrybucyjnej,
 - e) udostępnianie OSP, POB, sprzedawcom i URD danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych,

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 70
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

- f) rozpatrywanie reklamacji, zgłaszanych przez podmioty wymienione w podpunkcie e, dotyczących przyporządkowanych im wielkościach dostarczanej energii elektrycznej i wprowadzanie niezbędnych korekt w wymagających tego przypadkach.

W obecnych strukturach OSD funkcjonują jednostki pomiarowo – rozliczeniowe. Zakłada się, że w fazie przejściowej, na bazie tych struktur powstaną regionalni OP, nie jako wydzieleni operatorzy, ale jako część OSD. Decyzja o formie wyodrębnienia takiej jednostki (wydział, dział, departament, spółka córka) pozostaje w gestii poszczególnych OSD i dyktowana będzie rachunkiem ekonomicznym. Pozostałe obszary funkcjonalne i kompetencje OSD pozostaną nie zmienione.

Pozostawienie całości infrastruktury pomiarowej w ramach dystrybutora (OSD) oraz nałożenie na niego określonych prawnie obowiązków/funkcji. Dystrybutor odpowiedzialny będzie w szczególności za:

- dostosowanie całej infrastruktury związanej z opomiarowaniem do obowiązujących rozwiązań prawnych,
- zapewnienie liczników o prawnie określonych wymaganiach technicznych oraz ich metrologicznej zgodności,
- zapewnienie odpowiedniego sposobu przekazywania danych pomiarowych enumeratywnie określonym prawnie podmiotom,
- eksploatację i konserwację urządzeń pomiarowych oraz systemu komunikacyjnego i informatycznego,
- zapewnienie niezawodności całego systemu oraz bezpieczeństwa i poufność gromadzonych danych
- zapewnienie prostego i szybkiego dostępu do danych podmiotom uprawnionym
- archiwizację danych.

Podstawą takiego rozwiązania jest uznanie, iż istnieje prawna i faktyczna możliwość oddzielenia infrastruktury związanej z opomiarowaniem od obrotu danymi pomiarowymi. Pozostawienie całości infrastruktury w ramach OSD wydaje się być najbardziej racjonalnym rozwiązaniem.

W zakresie budowy i zarządzania infrastrukturą techniczną przyjęte będą (już są, ale mogą być zmodyfikowane – raczej nie ma potrzeby) rozwiązania prawne dotyczące:

- charakterystyki technicznej urządzeń pomiarowych dla różnych grup odbiorców,
- harmonogramu wymiany urządzeń pomiarowych,
- zakresu danych pomiarowych udostępnianych określonym uczestnikom rynku.

Dodatkowo, liczniki, jako element całego systemu pozostawać będą własnością OSD (za wyjątkiem II i III grupy przyłączeniowej, kwestię ewentualnych zmian własności pozostaje w gestii OSD i odbiorcy). W procesie wymiany liczników na nowe urządzenia pomiarowe, spełniające wymagania SM, liczniki będą przechodzić na własność OSD (opcjonalnie warto rozważyć rozdzielenie własności układów pomiarowo –

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 71
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

rozliczeniowych dla II i III grupy przyłączeniowej w taki sposób, że licznik i system pomiarowo – rozliczeniowy będzie własnością OSD, a pozostała część układu pomiarowo – rozliczeniowego pozostanie własnością odbiorcy).

8.2.6. Zasady udostępniania danych

W zakresie zarządzania danymi pomiarowymi rozważanych było kilka modeli rynku opomiarowania. W wyniku dalszych analiz oraz konsultacji ustalono, co następuje:

1. Stworzenie nowej usługi na rynku elektroenergetycznym, jaką jest opomiarowanie zużycia energii, może być celem samym w sobie, jak również może wynikać z chęci zapewnienia większej transparentności i konkurencyjności rynku. Wydaje się, iż większa fragmentacja rynku nie powinna być celem samym w sobie. Należy zaproponować takie rozwiązania modelowe i prawne, które wymuszą przejrzystość rynku i jego konkurencyjność.

2. Bez względu na to, czy powołany zostanie jeden operator pomiarów, czy też będzie to kilka podmiotów wzajemnie ze sobą konkurujących, koszty zakupu danych pomiarowych będą przekładały się na ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych. Z tego punktu widzenia zasadnym jest pytanie, czy koszty te będą wyższe, niż w sytuacji, gdyby taki segment rynku nie powstał. W chwili obecnej nie jest możliwe dokładne oszacowanie tych kosztów, ale brak jest przesłanek wskazujących na to, że można w wyniku konkurencji spodziewać się znacznej ich obniżki.

3. OSD są tymi podmiotami, które w największym stopniu będą wykorzystywały dane pomiarowe. Dane te będą wykorzystywane na potrzeby rozliczania odbiorców, czy też na potrzeby właściwego prowadzenia działalności sieciowej. Rekomendowany jest model, w którym zbieraniem danych pomiarowych, ich przetwarzaniem, agregowaniem zajmuje się każdy OSD, natomiast zarządzaniem i udostępnianiem innym uczestnikom rynku - NOP. Nadzór DSDR nad rynkiem zapewnia, że istnieją warunki i standardy umożliwiające udostępnianie danych innym uczestnikom rynku w sposób przejrzysty, rzetelny i jednakowy (NOP będzie udostępniał lub weryfikował dane udostępniane przez OSD, np. poprzez nadanie rekomendacji, certyfikacji itp. Wytworzy to naturalny mechanizm samodyscypliny OSD, a NOP uzyska źródło dochodów za nadanie rekomendacji/uwierzytelnienia). Kwestią dodatkową jest dostęp NOP do danych licznikowych z terenu wszystkich OSD, które może następnie przetwarzać, agregować (będąc rodzajem repozytorium danych pomiarowych) i w razie potrzeby udostępniać innym podmiotom. Proponujemy tę kwestię pozostawić do rozstrzygnięcia w 2012 roku, kiedy na bazie oceny efektów wdrożenia i funkcjonowania etapu przejściowego okaże się, czy konieczne będzie wprowadzenie dalej idącego rozwiązania, czy etap rozwiązania przejściowe będzie wystarczające.

Jak wynika z Raportu 3, dane pomiarowe mogą być traktowane jako dane osobowe w rozumieniu ustawy z dnia 29 sierpnia 1997 roku o ochronie danych osobowych (Dz. U. z 2002 roku Nr 101 poz. 926 tekst jednolity, ze zm.). Jakkolwiek profile obciążeń bez możliwości przypisania ich konkretnym odbiorcom

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 72
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

energii elektrycznej nie są takimi danymi, zaś powiązanie ich w taki sposób, który umożliwi identyfikację odbiorcy w nieskomplikowany sposób jest już daną osobową w rozumieniu art. 6 ww. ustawy. Dlatego też konieczne jest umożliwienie wyrażenia lub nie wyrażenia zgody odbiorcom na udostępnianie danych wrażliwych innym podmiotom. W umowach z odbiorcami OSD powinien zawrzeć klauzulę umożliwiającą odbiorcom wyrażenie sprzeciwu wobec udostępniania zainteresowanym podmiotom profili obciążeń łącznie z danymi osobowymi umożliwiającymi identyfikację odbiorców. Udostępnianie podmiotom trzecim samych profili zużycia, bez możliwości bezpośredniej identyfikacji odbiorcy nie wymaga jego dodatkowej zgody.

8.2.7. Harmonogram i etapy wprowadzania NOP

Ze względu na przedstawione ograniczenia i opóźnienia w budowie infrastruktury technicznej właściwym byłoby rozpoczęcie realizacji projektu od usunięcia zaległości powstałych w obszarze operatorów pomiarów pozostających obecnie w strukturach OSD.

Aby zintensyfikować i odpowiednio ukierunkować działania podejmowane przez operatorów pomiarów konieczne jest powołanie DSDR przy URE. Podmiot ten realizowałby następujące zadania:

- Opracowanie standardów formatu i zakresu danych wymienianych między OSD, a uczestnikami rynku energii;
Rekomenduje się implementację do warunków polskich standardu PRODAT oraz uwzględnienie dotychczasowych doświadczeń jego implementacji w Polsce.
- Nadzór nad wdrożeniem przez OSD elektronicznych systemów wymiany danych rynkowych;
Uruchomienie takich systemów pozwoli na automatyzację procesów po stronie sprzedawców w przypadku ich uaktywnienia w segmencie G i C oraz umożliwi dostęp DSDR, a w przyszłości również Niezależnemu Operatorowi Pomiarów do danych źródłowych (ograniczenie kosztu wdrożenie systemu IT poprzez zdefiniowanie już na etapie projektu analitycznego standardowych interfejsów).
- Wdrożenie Centralnego Systemu Monitorowania Procesów Rynkowych i egzekwowanie przestrzegania przez OSD opracowanych standardów;
Podstawą poprawnego działania systemów IT sprzedawców oraz Centralnego Systemu NOP jest przestrzeganie reżimów czasowych standardów dotyczących formatu i zawartości publikowanych przez OSD dokumentów.
- Monitorowanie procesów związanych z obsługą przez OSD podmiotów uczestniczących w rynku energii na podstawie rzeczywistych danych źródłowych;
Posiadając dostęp do systemów wymiany informacji poszczególnych OSD, DSDR, a w przyszłości również Niezależny Operator Pomiarów, będzie mógł monitorować liczbę i zawartość zgłoszeń zmian sprzedawcy, konfigurację struktury MBo, energie rzeczywiste na poziomie MD, przestrzeganie

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 73
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

terminów, liczbę i częstość zmian w poszczególnych obszarach sieci dystrybucyjnych, wolumeny sprzedaży godzinowych i okresowych, i inne).

Zadania objęte projektem realizowane byłyby przez DSDR, Niezależnego Operatora Pomiarów, regionalnych operatorów pomiarów pozostających w strukturach operatorów systemów dystrybucyjnych w ramach trzech kolejnych etapów.

Etap 0

Tworzenie warunków umożliwiających powszechne stosowanie liczników elektronicznych oraz urządzeń zdalnej transmisji danych pomiarowych.

- Wyrównanie okresów legalizacji dla liczników elektronicznych i indukcyjnych.

Zgodnie z obowiązującym prawem okres ważności cechy legalizacyjnej dla liczników indukcyjnych wynosi 15 lat, natomiast dla liczników statycznych (elektronicznych) jedynie 8 lat. Obecnie, kiedy liczniki elektroniczne w wielu krajach są stosowane niemal powszechnie, a ich producenci opanowali i udoskonalili technologię produkcji można przyjąć, że technicznie i konstrukcyjnie nie tylko nie ustępują, ale pod wieloma względami przewyższają liczniki indukcyjne. Utrzymywanie dalszym ciągu różnych okresów legalizacji obowiązujących dla liczników indukcyjnych i elektronicznych wydaje się być nieuzasadnione.

Efektom wprowadzonych zmian powinno być obniżenie kosztów eksploatacji liczników elektronicznych.

- Wprowadzenie wyłącznie statystycznej metody legalizacji dla liczników elektronicznych instalowanych od roku 2011.

Zakładamy, że powszechne wprowadzenie przez OSD nowych typów urządzeń pomiarowych będzie również związane ze zmianami obowiązujących dotychczas zasad ewidencji liczników, które umożliwią stosowanie zdecydowanie tańszej metody ich legalizacji.

Efektom wprowadzonych zmian powinno być obniżenie kosztów eksploatacji i obsługi technicznej liczników elektronicznych.

- Wyłączenie z zakresu modernizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego energii elektrycznej wymiany liczników indukcyjnych na elektroniczne w przypadku, gdy jednocześnie instalowane są urządzenia umożliwiające zdalną transmisję danych pomiarowych do lokalnego systemu pomiarowo-rozliczeniowego OSD.

W powszechnie funkcjonującej i niewątpliwie słusznej interpretacji Rozporządzenia systemowego próba wymiany licznika indukcyjnego na elektroniczny i uruchomienie transmisji danych pomiarowych jest modernizacją układu pomiarowego, a zatem wymagana jest również

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 74
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

modernizacja (często wymiana) przekładników pomiarowych. W konsekwencji stosowania takiej interpretacji wstąpił brak zainteresowania wymianą liczników ze strony właścicieli (odbiorcy II i III grupy przyłączeniowej).

Efektom wprowadzenia standaryzacji dokumentów wymienianych między OSD i pozostałymi uczestnikami rynku (sprzedawcy, POBH) będzie ujednoczenie zasad funkcjonowania tzw. rynków detalicznych we wszystkich obszarach sieci dystrybucyjnych, co pozwoli zautomatyzować procesy obsługi odbiorców, umożliwi monitorowanie i nadzór DSDR (NOP w przyszłości) oraz wdrożenie elektronicznych systemów wymiany informacji rynkowych.

- Opracowanie i wdrożenie standardów wymiany informacji rynkowych między OSD a Uczestnikami rynku energii.

Efektom wprowadzenia standaryzacji dokumentów wymienianych między OSD i pozostałymi uczestnikami rynku (sprzedawcy, POBH) będzie ujednoczenie zasad funkcjonowania tzw. rynków detalicznych we wszystkich obszarach sieci dystrybucyjnych, co pozwoli zautomatyzować procesy obsługi odbiorców, umożliwi monitorowanie i nadzór DSDR (NOP w przyszłości) oraz wdrożenie elektronicznych systemów wymiany informacji rynkowych.

Etap 1

Budowa infrastruktury teleinformatycznej stanowiącej techniczną podstawę rozwoju rynku energii oraz dostosowanie standardów opomiarowania do obowiązujących regulacji prawnych.

Impulsem ekonomicznym stymulującym rozwój zdalnego odczytu układów pomiarowych odbiorców II-IV grupy przyłączeniowej powinno być wydzielenie na rynku bilansującym Jednostki Grafikowej OSD (szczegółowy opis założeń impulsu został przedstawiony w załączniku 5).

Zakładamy, że będzie możliwe przyporządkowanie przez OSD rzeczywistych kosztów błędów ustalania godzinowych profili poboru odbiorców opomiarowanych licznikami indukcyjnymi do poszczególnych grup taryfowych, a następnie przeniesienie tych kosztów w taryfie dystrybucyjnej na odbiorców odpowiedzialnych za spowodowanie tych kosztów.

- Dostosowanie standardów opomiarowania odbiorców II – IV grupy przyłączeniowej do obowiązujących wymagań.

Wprowadzenie w taryfie dystrybucyjnej dodatkowych opłat w podgrupach (w ramach istniejących grup taryfowych) odbiorców nieopomiarowanych zgodnie z obowiązującymi wymaganiami, powinno spowodować zwiększenie zainteresowania modernizacją układów pomiarowych. W tym przypadku chodzi głównie o odbiorców II i III grupy przyłączeniowej, którzy są właścicielami układów pomiarowych. Jeżeli dodatkowo zostanie zmieniona interpretacja pojęcia modernizacji układu

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 75
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

pomiarowego⁶, to różnica między kosztem wymiany licznika, a obniżeniem kosztu usług dystrybucyjnych powinna spowodować podjęcie decyzji o wymianie liczników.

Efektom wprowadzenia proponowanej interpretacji powinno być umożliwienie instalowania liczników elektronicznych, włączania ich do LSPR oraz wykorzystywania do rozliczeń finansowych między OSD i sprzedawcą a odbiorcami II i III grupy przyłączeniowej. Efektom będzie kompleksowa wymiana liczników indukcyjnych zainstalowanych w sieci 110kV, SN oraz nN (dla P>40kW) oraz powszechne wykorzystanie danych pochodzących z odczytu zdalnego w procesach rozliczeń finansowych. Pozwoli to na zbudowanie kompetencji operatorów pomiarów niezbędnych do masowej obsługi technicznej liczników elektronicznych.

- Wdrożenie przez OSD elektronicznych systemów wymiany informacji rynkowych oraz interfejsów między systemami pomiarowymi i bilingowymi, stworzenie jednej platformy wymiany w jednym standardzie, budowa kompetencji w zasobach ludzkich.

Efektom będzie umożliwienie DSDR (NOP w przyszłości) skutecznego nadzoru i monitorowania rynku energii – pod warunkiem wdrożenia centralnego systemu monitorowania procesów rynkowych.

Etap II

Tworzenie warunków ekonomicznych uzasadniających stosowanie systemów zdalnego odczytu liczników zainstalowanych u odbiorców V grupy przyłączeniowej.

Impulsem ekonomicznym stymulującym rozwój zdalnego odczytu układów pomiarowych odbiorców V grupy przyłączeniowej powinna być implementacja w polskim Prawie energetycznym Dyrektywy 2006/32/WE – zwłaszcza artykułu 13.

Konieczność prowadzenia rozliczeń finansowych między OSD i sprzedawcami, a odbiorcami energii na podstawie rzeczywistych zużyć, a nie danych szacowanych spowoduje zwiększenie częstości dokonywania przez operatorów pomiarów rozliczeniowych odczytów liczników energii elektrycznej, a to z kolei przyczyni się do poprawy jakości obsługi odbiorców.

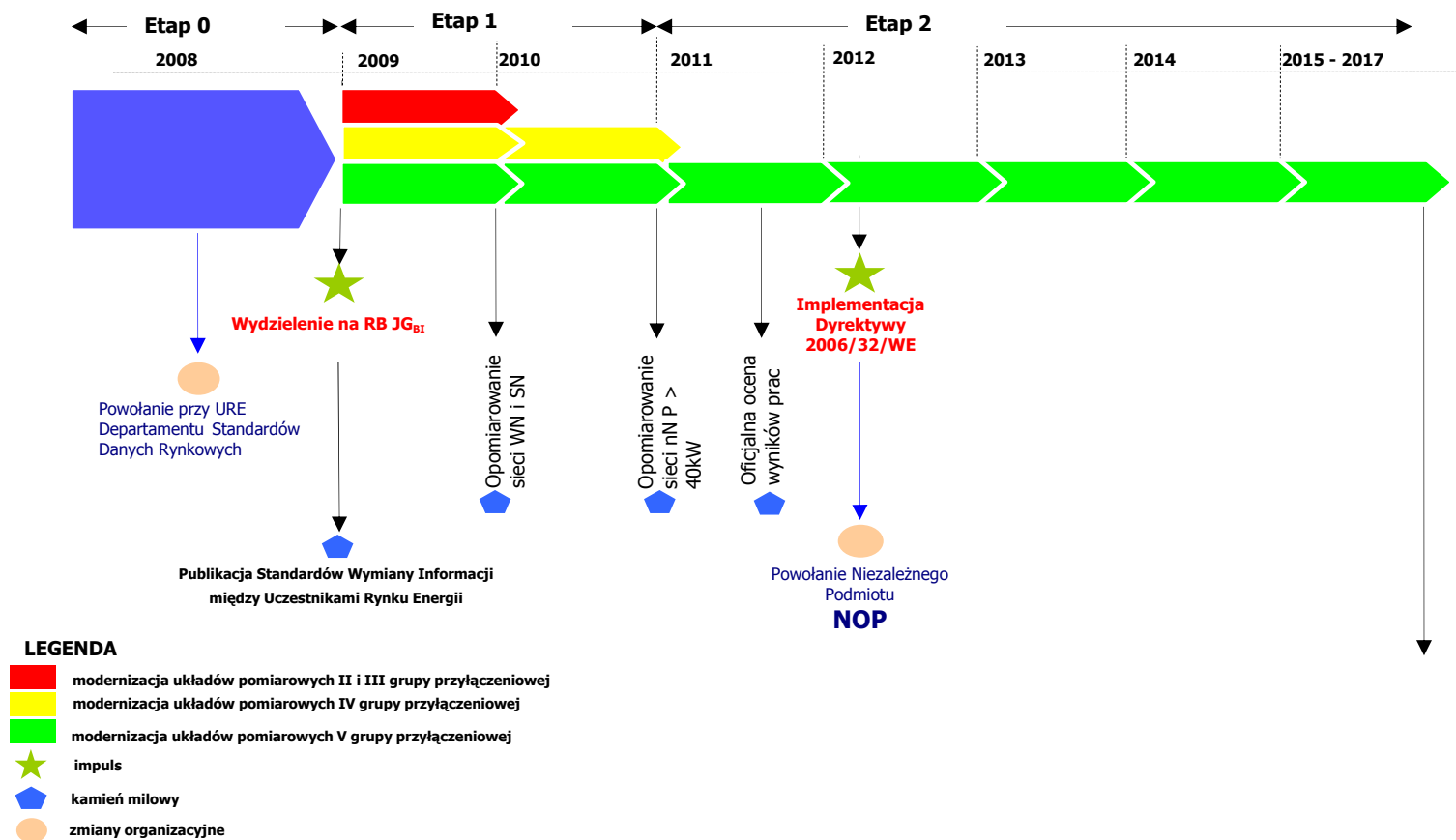
Efektom działań będzie powstanie warunków ekonomicznych, bardziej sprzyjających budowie systemów klasy smart metering.

⁶ Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego wymiany licznika indukcyjnego na elektroniczny i uruchomienie transmisji danych pomiarowych jest modernizacją układu pomiarowego, a zatem wymagana jest również modernizacja (często wymiana) przekładników pomiarowych. W konsekwencji brak zainteresowania wymianą liczników ze strony właścicieli (odbiorcy II i III grupy przyłączeniowej). Efektom wprowadzenia nowej interpretacji powinno być umożliwienie instalowania liczników elektronicznych bez wymiany przekładników, włączania ich do LSPR oraz wykorzystywania do rozliczeń finansowych między OSD i sprzedawcą, a odbiorcami II i III grupy przyłączeniowej.

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Rysunek 10: Harmonogram realizacji



Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 77
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

8.2.8. Wady i zalety proponowanego wariantu

Zalety proponowanego modelu

1. Redukcja kosztów. OSD potrzebują skutecznego systemu opomiarowania dla prowadzenia swojej działalności, zwłaszcza dla ograniczania strat sieciowych i rozliczania sprzedawców energii i odbiorców. Niezależnie od przyjętego rozwiązania w zakresie systemu opomiarowania, OSD będą zmuszone wprowadzić bardziej wydajny system opomiarowania. Stworzenie jednego systemu opomiarowania w aspekcie technicznym i umożliwienie korzystania z niego wszystkim zainteresowanym podmiotom na rynku wydaje się właściwe. Redakcja kosztów wiąże się również z wprowadzeniem jednolitego formatu i sposobu transferu danych ze wszystkich OSD.
2. Akceptacja społeczna. Zmiana systemu opomiarowania rodzić będzie konieczność restrukturyzacji wewnętrznej OSD, co w sytuacji podpisanych układów zbiorowych znacząco utrudnia elastyczność OSD w tym zakresie. Pewne zadania, związane dotychczas z obsługą systemu opomiarowania będą potrzebne w mniejszym zakresie (np. rola inkasentów zostanie ograniczona do odczytywania liczników nie mających funkcji zdalnych, jak również do obsługi w zakresie montażu, reklamacji, czy też uszkodzeń). W większym zakresie konieczne będzie zatrudnienie osób o innych kwalifikacjach (np.: informatycy).

Restrukturyzacja zatrudnienia w ramach OSD może jednak być wspierana działaniami służącymi przekwalifikowaniu pracowników. Potencjalnie może to ograniczyć liczbę zwolnień. Dodatkowo, w okresie wymiany liczników, metodą redukcji zatrudnienia mogą być naturalne odejścia z pracy, co pozwalałoby na złagodzenie napięć społecznych.
3. Efektywność prawna. Proponowane rozwiązanie ogranicza konieczność wprowadzania zmian prawnych i organizacyjnych przedsiębiorstw energetycznych oraz redukuje zakres tworzenia nowych regulacji prawnych. Będą one ograniczone jedynie do zmiany podmiotu będącego właścicielem licznika, określenie umowne zasad korzystania z licznika i udostępniania zawartych w nim informacji przez odbiorcę podmiotom trzecim oraz wzmocnienie uprawnień Regulatora, poprzez zobowiązanie podmiotów pod groźbą kary do przekazywania danych pomiarowych, w określonym formacie, w określonym terminie, zainteresowanym i upoważnionym podmiotom.
4. Kompatybilność systemu. Proponowana struktura systemu zapewnić powinna jego całkowitą kompatybilność z pozostałą infrastrukturą OSD. Pozwoli również na racjonalizację harmonogramu wymiany liczników. Z punktu widzenia rachunku biznesowego OSD, najbardziej skutecznym rozwiązaniem jest obszarowa wymiana liczników. Pozwala ona na bilansowanie całych obszarów, a nie tworzenie systemu rozproszonego. Co prawda w niektórych wypadkach wymiana obszarowa pokrywa się z terminami upływu cech legalizacyjnych, np.: bloki mieszkalne oddawane w tym samym terminie, ale nie jest to powszechne. Obszarowa wymiana pozwala na lepsze likwidowanie strat i większą

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 78
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

skuteczność systemu niż wymiana rozproszona. Kwestia sposobu wymiany powinna jednak być pozostawiona decyzjom biznesowym OSD, które same powinny ocenić, jaki sposób wymiany jest dla nich najbardziej racjonalny, przy założeniu ustawowego obowiązku corocznej wymiany na określonym poziomie.

Wydaje się, że harmonogram wymiany powinien być tak skonstruowany, aby zapewnić maksymalnie szybką wymianę urządzeń pomiarowych w głębi sieci, jak również połączyć wymianę statystyczną i obszarową.

5. Monitoring jakości energii. Publikowane parametry jakościowe energii mogą stanowić element konkurencyjności OSD. Konkurencja w oparciu o jakość jest korzystna zarówno dla przedsiębiorstw elektroenergetycznych, jak i dla konsumentów.
6. Neutralny charakter operatora pomiarów. Nie jest on uczestnikiem gry rynkowej. Stanowi kolejny element systemu. Dane pomiarowe udostępniają OSD oraz operator pomiarów, przy czym operator pomiarów ma dane ze wszystkich OSD i pełni głównie rolę repozytorium danych pomiarowych.

Wady proponowanego modelu

1. Konieczność uregulowania zasad transferu danych, formatu software dla obsługi całego systemu, formatu przesyłu danych, zasad ich udostępniania.
2. Utrudnienia w zakresie utworzenia zintegrowanego operatora pomiarów dla kilku mediów wynikające z ilości agregowanych danych.

9. Analiza SWOT

9.1. Zarys metodologii podejścia do analiz

Głównym celem analizy SWOT jest określenie aktualnej i przyszłej pozycji przedmiotu analizy SWOT oraz prognoza strategii postępowania. Zakres rodzajowy czynników, które mają wpływ na przedmiot analizy jest bardzo szeroki. Z jednej strony są to czynniki zewnętrzne i wewnętrzne (otoczenie), a z drugiej silne i słabe strony projektu. Skuteczna ich identyfikacja jest podstawą przeprowadzanej analizy. Pomocnym w celu identyfikacji wspomnianych czynników jest układ tabelaryczny dzielący czynniki analizy SWOT na cztery kategorie:

- Szanse wynikające z otoczenia zewnętrznego. Należy znaleźć w otoczeniu kluczowe czynniki, które pozwolą na utrzymanie pozycji lub jej ekspansję, a jednocześnie osłabią zagrożenia. Szanse mają pozytywny wpływ na rozwój i pokonywanie barier płynących z otoczenia,

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA
Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 79
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

- Zagrożenia płynące z otoczenia projektu. Należy zidentyfikować w otoczeniu kluczowe czynniki, które są przeszkodą dla projektu. Zagrożenia mają negatywny wpływ,
- Mocne strony projektu. Identyfikacja mocnych stron wynika ze znajomości przedmiotu analizy. Im znajomość jest głębsza, tym wynik analizy jest bardziej efektywny. Mocne strony zależą od rodzaju przedmiotu analizy,
- Słabe strony projektu. Identyfikacja słabych stron przebiega podobnie jak identyfikacja mocnych stron przedmiotu analizy i jest wynikiem znajomości przedmiotu analizy. Słabe strony są wynikiem wszelkiego rodzaju braku zasobów i braku kwalifikacji przedmiotu analizy.

Projekt wymiany urządzeń pomiarowych obejmuje kilka wątków, np. wydzielenie NOP oraz wzmocnienie kompetencji Regulatora, liberalizację rynku. Z punktu widzenia analizy SWOT są to elementy dodatkowe, dlatego na potrzeby analizy zdefiniowaliśmy przedmiot badań jako projekt wymiany urządzeń pomiarowych, a kwestie wydzielenie NOP, powstania DSDR, czy wzmocnienia nadzoru Regulatora oraz procesów liberalizacji rynku potraktowaliśmy jako zadania dodatkowe. Takie założenie ma na celu zdefiniowanie głównego celu, przedmiotu oraz podmiotów badania. Przedmiotem badania jest projekt wymiany urządzeń pomiarowych. Podmiotami badania są wspólnie podmioty/jednostki organizacyjne zaangażowane w projekt wymiany urządzeń (URE, DSDR, OSD, OP). Na podstawie kryterium podmiotowego określiliśmy czynniki zewnętrzne i wewnętrzne. Silne i mocne strony opisane zostały jako elementy i założenia istniejące obecnie, natomiast szanse i zagrożenia jako elementy, które mogą wystąpić w przyszłości. Takie podejście ma na celu uniknięcie sprzeczności i wielowątkowości w analizie. Ocena poszczególnych kwestii została dokonana według możliwie obiektywnego punktu widzenia dla całości projektu, starając się wyeliminować punkt spojrzenia poszczególnych uczestników rynku.

Analiza SWOT została przedstawiona w 2 płaszczyznach: tzw.:

- „technicznej” związanej z technicznymi warunkami urządzeń i systemów pomiarowych oraz organizacją procesu wymiany,
- „rynkowej” odnoszącej się do odpowiedzi na pytanie czy wymiana urządzeń pomiarowych będzie miała wpływ (i ewentualnie jaki) na rynek energii elektrycznej oraz procesy liberalizacji.

Uzupełnienie wniosków o kwestie rynkowe ma dodać dodatkową wartość dla projektu oprócz spojrzenia typowo technicznego.

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 80
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

9.2. Identyfikacja słabych i mocnych stron oraz szans i zagrożeń

Czynniki zewnętrzne	Czynniki wewnętrzne
Szanse	Silne strony
<ol style="list-style-type: none"> 1. Wprowadzenie urządzeń i systemów pomiarowych zapewniających zdalny odczyt, dwukierunkową komunikację w czasie rzeczywistym, umożliwienie zarządzania danymi pomiarowymi. 2. Potencjalna poprawa efektywności dostarczania energii elektrycznej (spłaszczenie profili poboru, zmniejszenie zużycia energii, pełne zbilansowanie sprzedaży energii, możliwość określenia strat sieciowych i inne). 3. Wypracowanie jednolitego standardu opomiarowania i protokołu wymiany danych rynkowych dla wszystkich uczestników rynku (przyśpieszenie, zwiększenia zakresu wymiany danych, zwiększenie przejrzystości rynku). 4. Powstanie nowych, bardziej dogodnych taryf i profili poboru. 5. Zwiększenie aktywności rynkowej i wpływ na zachowania odbiorców (ułatwienia w procedurze zmian sprzedawcy, szybsza edukacja odbiorców w stronę zachowań pro-oszczędnościowych). 6. Obniżenie kosztu jednostkowego obsługi odbiorcy (zamiast odczytu inkasenckiego, odczyt automatyczny). 7. Powołanie DSDR i NOP wzmocni nadzór nad działalnością regulowaną. Dostęp Regulatora do danych pomiarowych w kontekście monitoringu rynku i zatwierdzania taryf. 8. Możliwość wykorzystania środków UE do finansowania projektu. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Krótki czas rozpoczęcia funkcjonowania DSDR, w ramach OSD funkcjonują już jednostki OP i mogą w krótkim czasie rozpocząć działania nad wypracowaniem standardów zbierania danych 2. Niewielkie zmiany prawne umożliwiające natychmiastowe podjęcie działań organizacyjnych DSDR (tylko zmiana regulaminu funkcjonowania URE). Powołanie DSDR umożliwi realizację zadań przez zorganizowaną jednostkę o określonej strukturze i budżecie 3. Dostępne źródło finansowania dla działalności DSDR (w ramach budżetu URE). 4. Uproszczenie procesu dojścia do modelu docelowego oznacza mniejszą komplikację dla rynku, prostota i jasność celów wypracowania standardów wymiany danych rynkowych upraszcza i zwiększa realność wdrożenia. 5. Etapowe wprowadzanie projektu to stosunkowo mniejsze koszty oraz daje możliwość oceny wdrożenia pierwszego etapu oraz korekty/zmian projektu w dalszym etapie realizacji.

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA
Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 81
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

Zagrożenia	Słabe strony
<ol style="list-style-type: none"> 1. Ryzyko wypracowania niespójnego lub błędnego standardu do wymiany urządzeń pomiarowych oraz systemów pomiarowych (ryzyka nacisków ze strony producentów, aby rozwiązania prawne promowały określone urządzenia). 2. Ryzyko ograniczenia w dostępności do układów i systemów pomiarowych (wzrost kosztów lub opóźnienia w harmonogramie realizacji). 3. Problemy organizacyjno-logistyczne w trakcie procesu wymiany urządzeń pomiarowych (duży projekt, rozległy w czasie). 4. Opór strony społecznej (niezrozumienie i opór odbiorców wobec wymiany urządzeń, obawa przed inwigilacją, obawa przed zwolnieniami części pracowników OSD – inkasentów). 5. Zmiany przepisów w zakresie zasad rozliczeń wymusza inny sposób fakturowania co może spowodować zamieszanie na rynku i błędy w rozliczeniach. 6. Ryzyko niekontrolowanego zwiększenia kosztów inwestycyjnych w infrastrukturę oraz systemy przetwarzania danych. 7. W przypadku powołania NOP: <ul style="list-style-type: none"> – niezrozumienie przez uczestników rynku dla celu powstania nowej instytucji i ewentualne błędy przy regulacji jego powołania; – konieczność zmiany regulacji prawnych umocowujący NOP, komplikacja rynku i powstanie ryzyk na styku działalności (pomiar, handel, dystrybucja). 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Występują ograniczenia w obecny stanie technicznym urządzeń pomiarowych i systemów pomiarowych w kontekście wprowadzenia ustandaryzowanych urządzeń i systemów w skali kraju (brak wyposażenia hard- i software, różne standardy w poszczególnych OSD, problem archiwizacji olbrzymiej ilości danych elektronicznych) 2. Niedostatek wykwalifikowanej kadry i umiejętności do budowy standardów, przetwarzania i zarządzania danymi pomiarowymi w takiej skali, potrzebna nowa kadra specjalistów 3. Brak doświadczeń przy organizacji tak dużych projektów wymiany i koordynacji w skali całego kraju 4. Brak doświadczeń przy nowej działalności usług w zakresie pomiarów (dłuższy czas organizacji NOP jako niezależnego podmiotu) 5. Silne związki zawodowe. Niechęć pracowników do zmiany miejsca pracy (z spółek państwowych do spółki prawa handlowego). Problem redukcji kadry w stosunku do aktualnych uzgodnień i zapisów. 6. Koszt i utrudnienia w zakresie zmiany na początku wdrożenia (zarządzanie zmianą oraz kwestie społeczne gwarancji zatrudnienia) 7. W przypadku powołania NOP opór OSD motywowany np. brakiem środków finansowych

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA
Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 82
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

9.3. Podsumowanie analizy SWOT

Podsumowanie strony technicznej projektu zostało dokonane poprzez ocenę następujących kryteriów: technicznych warunków urządzeń i systemów pomiarowych, zarządzania danymi pomiarowymi i organizacji procesu wymiany. Przy ocenie kwestii rynkowych wzięto pod uwagę takie kryteria jak: koszty nakładów inwestycyjnych, koszty pomiarów dostarczanej energii elektrycznej, wpływ na zużycie i zachowania odbiorców, kwestie liberalizacji rynku oraz nadzoru Regulatora.

Powołując się na doświadczenia państw zachodnich (w Europie dwa państwa wprowadziły elektroniczne urządzenia pomiarowe) trudno jednoznacznie ocenić, co było kluczową przyczyną wymiany urządzeń. W naszej ocenie były to względy bezpieczeństwa dostaw oraz względy prawno-podatkowe. W przypadku Włoch był to problemy „black-out’u” energetycznego w 2003 roku. Wprowadzenie elektronicznego przepływu informacji dało możliwość zarządzania zużyciem energii elektrycznej. Natomiast w przypadku Norwegii przeważającym elementem była implementacja Dyrektywy 2006/32/WE wprowadzająca rozliczenie na podstawie rzeczywistego zużycia, co ma znaczenie w sensie podatkowym. W obydwu krajach występuje duże zużycie energii elektrycznej, głównie związane z działaniem klimatyzacji (we Włoszech) i ogrzewaniem domów (w Norwegii). Z punktu widzenia elektronicznego przepływu danych pomiarowych, przez zarządzanie informacją w tym obszarze można generować obniżenie kosztów dostaw, obniżenie zużycia lub zmianę jego profilu poprzez zwiększenie świadomości i wpływ na zachowania odbiorców.

W Polsce zużycie energii elektrycznej w obszarze gospodarstw domowych na potrzeby grzewcze nie stanowi dużego udziału w całości zużycia energii, zużycie do klimatyzacji jest też stosunkowo niskie (głównie z uwagi na warunki pogodowe – krótkie lato). To oznacza, że realizacja tego projektu w perspektywie polskiej ma odmienną specyfikę. Jednakże sektor odbiorców komunalnych oraz handlu i usług stanowił w 2007 roku 54,4% krajowej konsumpcji energii (odpowiednio odbiorcy komunalni – 33,4%, handel i usługi – 21%). Wprowadzenie skutecznej kampanii informacyjnej, dostarczenie informacji o możliwościach zakupu energii w różnych taryfach (po niższej cenie w innych strefach czasowych) oraz skrócenie terminów rozliczeń, powinny wpłynąć na zachowania odbiorców (zgodnie z przeprowadzonymi badaniami sondażowymi, opisanymi w Raporcie 4 oraz załączniku 1). Można zdefiniować kilka impulsów do realizacji tego projektu: poprawa efektywności w obszarze dostaw energii elektrycznej jako całości, zwiększenie przepływu i dostępu do informacji pomiarowych, które mogą zostać wykorzystane przez Regulatora na potrzeby weryfikacji taryf oraz działania w kierunku liberalizacji rynku energii.

Szanse i silne strony projektu są istotne, przeważają nad zagrożeniami i słabymi stronami i dają impuls do podjęcia się realizacji projektu. Istniejące przy projekcie ryzyka zostały zidentyfikowane (tabela 17), dzięki czemu można nimi efektywnie zarządzać i tym samym minimalizować zagrożenia projektu. System elektronicznych urządzeń pomiarowych daje potencjał poprawy efektywności dostarczania energii elektrycznej (spłaszczenie profili poboru, zmniejszenie zużycia energii, zbilansowanie sprzedaży energii, możliwość określenia strat sieciowych). Otoczenie zewnętrzne w postaci regulacji Unii Europejskiej nakłada

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 83
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

obowiązki związane z oszczędnością zużycia energii (pakiet 3 x 20), a inne regulacje (wdrożenie obowiązku rozliczenia na podstawie rzeczywistego zużycia energii, czy obowiązku dostosowania wymogów urządzeń pomiarowych) zwiększają szanse wykonalności i zasadność realizacji tego projektu.

Kluczowe będzie budowanie kompetencji ludzkich oraz organizacja procesu wymiany urządzeń i wprowadzenie jednolitych standardów. Wypracowanie prawidłowych założeń wymiany i programu społecznego (dla pracowników, którzy mogą stracić pracę) oraz prawidłowe zarządzanie projektem, powinno umożliwić zakończenie projektu z sukcesem. Poniżej przedstawiamy zestawienie wybranych ryzyk dla projektu oraz propozycję ich rozwiązania. Ma to na celu pokazanie elementów, które należy uwzględnić przy jego wdrożeniu.

Tabela 17: Wybrane ryzyka projektu wymiany urządzeń pomiarowych

Nazwa ryzyka	Propozycja jego rozwiązania / zarządzania nim
Obszar techniczny	
<ul style="list-style-type: none"> – wprowadzenia niespójnego lub błędnego standardu wymiany urządzeń lub systemów pomiarowych (np. powodująca konieczność ponownej wymiany, część z programów pilotażowych w kraju zakończyła się niepowodzeniem z uwagi na błędne warunki techniczne niekompatybilne z systemami pomiarowymi lub odwrotnie); – problem przewyższenia ograniczeń w obecnym stanie technicznym urządzeń pomiarowych i systemów pomiarowych w kontekście wprowadzenia ustandaryzowanych urządzeń i systemów w skali kraju (brak wyposażenia hard- i software, różne standardy w poszczególnych OSD, problem archiwizacji olbrzymiej ilości danych elektronicznych); 	<ul style="list-style-type: none"> – wypracowanie jednolitego standardu umożliwiającego kompatybilny przepływ informacji pomiarowych między urządzeniami różnych producentów (zbieranie, przekazywanie i zarządzanie nimi) pod nadzorem DSDR; – jest to złożony problem, dlatego przy akcjach zakupowych urządzeń lub systemów jednym z kryteriów oceny może być kwestia możliwość współpracy pomiędzy oferowanymi urządzeniami/systemami i urządzeniami/systemami innych producentów (lub propozycja rozwiązania tej kwestii); – budowa kompetencji ludzkich (kadry specjalistów), szkolenia i dobre zaplanowanie projektu wymiany w poszczególnych OSD. Czynny udział DSDR przy wypracowaniu jednolitych standardów w skali całego kraju;
Obszar ekonomiczny	
<ul style="list-style-type: none"> – mniejsza od oczekiwanej poprawa efektywności dostarczania energii elektrycznej (w tym, zbyt niskie obniżenie zużycia, czy spłaszczenia profilu poboru); – wzrost wysokości nakładów inwestycyjnych z uwagi na ograniczenia w dostępności urządzeń/systemów pomiarowych na rynku; 	<ul style="list-style-type: none"> – prowadzenie skutecznej kampanii informacyjnej dla odbiorców połączona z wprowadzeniem różnych taryf/cen w poszczególnych okresach doby. Kreowanie dobrych warunków współpracy Regulatora z OSD na zasadach „win – win”; – harmonogram wymiany jest rozłożony w czasie, którego realizację należy monitorować i w przypadku nieprzewidzianych czynników reagować na zmiany. Ponadto istnieje możliwość przeniesienia ich do taryf; – zapewnienie konkurencji w produkcji i wymianie urządzeń/systemów przy zachowaniu wzajemnej kompatybilności oferowanych urządzeń;

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 84
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

<ul style="list-style-type: none"> - duży wzrost kosztów zakupu energii elektrycznej przez zbyt duże obciążenie odbiorców końcowych kosztami instalacji nowych urządzeń pomiarowych; 	<ul style="list-style-type: none"> - konsultacje z OSD wysokości nakładów inwestycyjnych i funkcjonalności nowych systemów (OSD będą właścicielami urządzeń i mają doświadczenie w zakresie ich użytkowania); - wprowadzenie bardziej efektywnego planowania rozwoju sieci uwzględniającego możliwość zarządzania krzywą obciążenia poprzez projekt;
Obszar społeczny	
<ul style="list-style-type: none"> - kwestia redukcji zatrudnienia, silne związki zawodowe w sektorze energetycznym; - niezrozumienie i opór odbiorców wobec wymiany urządzeń; 	<ul style="list-style-type: none"> - programy budowy kompetencji i kwalifikacji do obsługi nowych urządzeń/systemów, programy outplacement'u (wsparcie dla pracowników, dialog i organizacja funduszy i szkoleń zewnętrznych); - prowadzenie skutecznej kampanii informacyjnej (opisanej powyżej); - wprowadzenie bodźców ekonomicznych w postaci umożliwienia stosowania cen czasu rzeczywistego na poziomie odbiorców detalicznych;
Obszar operacyjny (biznesowy)	
<ul style="list-style-type: none"> - w przypadku powołania NOP komplikacja rynku i powstanie ryzyk na styku działalności (pomiar, handel, dystrybucja); 	<ul style="list-style-type: none"> - jasne określenie kompetencji, zadań i odpowiedzialności przy powstaniu nowego rodzaju działalności usług pomiarowych, aby nie pozostawić luk na stykach działalności (kto, za co odpowiada) ;
Obszar zarządczo – organizacyjny	
<ul style="list-style-type: none"> - problemy w obszarze zarządzania dużym w skali całego kraju projektem - niejasności w zakresie kto i za co jest odpowiedzialny, zmiany w zakresie: terminów (harmonogramów wykonania), budżetu (kosztów inwestycji czy kosztów organizacji projektu), jakości (technicznych wymagań urządzeń/systemów pomiarowych opisanych powyżej), zapewnienia wymaganych zasobów ludzkich i wyposażenia do wykonania tego projektu; 	<ul style="list-style-type: none"> - powołanie DSDR prowadzącego nadzór nad wdrożeniem projektu, - wprowadzenie dobrego zarządzania projektem jako całości (prowadzenie projektu wg metodologii PMI, opisanej powyżej lub PRINCE 2);

Źródło. Opracowanie własne DGA na bazie Raportów 1-4.

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA
Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 85
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

10. Podsumowanie

W ramach przeprowadzonej analizy badano warunki techniczne, kosztowe, prawne i społeczno – ekonomiczne przedsięwzięcia wymiany urządzeń i systemów pomiarowych. W poszczególnych raportach technicznych zdefiniowano kluczowe elementy wymiany liczników i organizacji tego przedsięwzięcia. Mimo, że obowiązujące od lat regulacje prawne zobowiązują właścicieli układów pomiarowych do ich modernizacji, elektroniczne urządzenia pomiarowe stanowią jedynie 4,5% wszystkich liczników zainstalowanych u odbiorców II, III i IV grupy przyłączeniowej. Wynika to głównie z ograniczeń wydajnościowych systemów pomiarowych, z niedostatku kadry pracowniczej oraz ograniczeń kompetencji po stronie OSD w zakresie eksploatacji i obsługi nowych urządzeń oraz systemów informatycznych. Z przedstawionych powodów przedsięwzięcie polegające na powszechnej wymianie liczników indukcyjnych na elektroniczne w całym kraju, mimo że jest niewątpliwie konieczne, napotkać może na szereg problemów. Kolejnym poważnym problemem, zidentyfikowanym podczas prac analitycznych prowadzonych w ramach zadania, jest brak jednolitych dla całego kraju standardów wymiany danych rynkowych (konfiguracyjnych, handlowych i pomiarowych) między OSD, a uczestnikami rynku energii (głównie sprzedawcami i podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie handlowe) prowadzącymi działalność w obszarach sieci dystrybucyjnych. Ponadto, różne procedury zmiany sprzedawcy oraz obsługi odbiorców TPA stosowane przez poszczególnych OSD uniemożliwiają automatyzację procesów obsługi odbiorców przez sprzedawców. Obydwa te ograniczenia stanowią poważny problem techniczny i logistyczny dla sprzedawców zainteresowanych sprzedażą energii dla odbiorców masowych (gospodarstwa domowe, handel, usługi) i skutecznie blokują rozwój i liberalizację rynku energii. Tym samym sama wymiana urządzeń i systemów pomiarowych może w ograniczonym stopniu wzmocnić rolę Regulatora i wpłynąć na otwarcie rynku energii elektrycznej.

Po dogłębnej analizie materiału zebranego w czterech raportach tematycznych została zaproponowana koncepcja wykorzystania i odpowiedniego wzmocnienia przez Regulatora impulsów ekonomicznych, generowanych przez rynek, do modernizacji układów i rozwoju systemów pomiarowych. Przyjęto założenie, że impulsy te powinny spowodować zwiększenie zainteresowania właścicieli układów pomiarowych (odbiorcy energii – II i III grupa przyłączeniowa, OSD – IV grupa przyłączeniowa) ich modernizacją, nie tylko ze względu na obowiązujące regulacje prawne ale również na dodatkowe, wymierne korzyści (w przypadku podjęcia prac modernizacyjnych i rozwojowych) lub koszty (w przypadku zaniechania). Dodatkowo, wdrożenie jednolitych standardów wymiany wszelkich danych rynkowych oraz uruchomienie elektronicznych systemów wspomagających ma za zadanie umożliwić realizację procedury zmiany sprzedawcy oraz usprawnić obsługę odbiorców przez OSD (poprzez automatyzację, obniżenie kosztów operacyjnych, efektywne wykorzystanie i zarządzanie danymi pomiarowymi, skuteczny nadzór i monitorowanie rynku przez Regulatora).

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa

Nr projektu:	Status:	Poufne	Strona: 86
Wersja z dnia:	29 sierpnia 2008	Projekt URE	

Biorąc pod uwagę wszystkie wymienione powyżej uwarunkowania rekomenduje się:

1. Wydzielenie w strukturze Urzędu Regulacji Energetyki Departamentu Standaryzacji Danych Rynkowych, odpowiedzialnego za:

- opracowanie i wdrożenie jednolitych w całym kraju standardów wymiany informacji rynkowych;
- wdrożenie centralnego systemu monitorowania procesów rynkowych współpracującego z systemami wymiany informacji OSD;
- monitorowanie procesów obsługi rynku detalicznego realizowanych przez poszczególnych OSD oraz rozbudowę i modernizację układów pomiarowych i systemów odczytowych, na podstawie danych źródłowych;
- opracowywanie analiz i raportów dla pozostałych departamentów URE, umożliwiających podejmowanie właściwych działań i decyzji wpływających na rozwój konkurencyjnego rynku energii.

2. W latach 2011-2012 przeprowadzenie oceny stanu infrastruktury pomiarowej i teleinformatycznej, i w przypadku jej pozytywnej oceny oraz stwierdzeniu odpowiedniego poziomu kompetencji operatorów pomiarów (pozostających w strukturach OSD), następnie rozważenie kwestii powołania Niezależnego Operatora Pomiarów, spółki świadczącej usługi w zakresie kompleksowej obsługi pomiarowej na zasadach komercyjnych.

Opracowanie: Doradztwo Gospodarcze DGA SA

Tytuł: Analiza Końcowa