ATKearney

Infrastruktura Sieci Domowej (ISD) w ramach Inteligentnych Sieci / HAN within Smart Grids

Raport Ekonomiczny

Spis treści

1. Model biznesowy 9

1.1. Analiza i identyfikacja modeli biznesowych 9

1.2. Przegląd przykładowych podejść do realizacji projektów 11

1.2.1. Budowanie platformy przez firmę bez bezpośredniego dostępu do konsumentów energii – przykład AlertMe 11

1.2.2. Budowanie platformy przez firmę z bezpośrednim dostępem do konsumentów energii – przykład PG&E 12

1.2.3. Budowanie platformy przez firmę z bezpośrednim dostępem do konsumentów energii – wdrożenie w Teksasie 13

1.2.4. Budowanie platformy oraz współfinansowanie wyświetlaczy – przykład systemu certyfikatów VEET w Australii 14

1.2.5. Budowanie platformy oraz finansowanie wyświetlaczy – przykład Wielkiej Brytanii 15

1.3. Umiejscowienie ISD na rynku elektroenergetycznym 16

1.4. Przegląd rezultatów wdrożeń systemów AMI na świecie 18

1.4.1. Linz AG – projekt Intelliekon 18

1.4.2. ENEL Distribuzione – projekt Telegestore 18

1.4.3. Duke Energy – Stany Zjednoczone 19

1.4.4. Badanie zachowania konsumentów energii - Irlandia 19

1.4.5. Ocena polityki w zakresie inteligentnego opomiarowania dla klientów indywidualnych - Szwecja 20

2. Korzyści oraz koszty wdrożenia ISD dla różnych interesariuszy 21

2.1. Analiza korzyści 21

2.1.1. Redukcja zużycia energii elektrycznej 22

2.1.2. Przesunięcie części popytu na energię na okresy poza szczytem 22

2.1.3. Optymalizacja nakładów inwestycyjnych na nowe moce wytwórcze 23

2.1.4. Opłata abonamentowa za ISD 23

2.1.5. Korzyści ekologiczne 23

2.1.6. Zmniejszenie strat technicznych 24

2.1.7. Optymalizacja nakładów inwestycyjnych na sieci dystrybucyjne i przesyłowe .24

2.1.8. Korzyści z uniknięcia rotacyjnego wyłączania dostaw energii elektrycznej 24
2.1.9. Korzyści z uniknięcia blackout'u 25
2.1.10. Niższe koszty obsługi klienta 25
2.1.11. Stworzenie rynku mocy w zakresie redukcji zapotrzebowania 25
2.1.12. Redukcja kosztów odczytu liczników innych mediów 26
2.1.13. Optymalizacja zużycia innych mediów 26
2.1.14. Dodatkowe przychody z udostępnienia infrastruktury 26
2.1.15. Marża na sprzedaży urządzeń funkcjonujących w ramach ISD 26
2.1.16. Powstanie nowych miejsc pracy 27
2.1.17. Zwiększenie konkurencyjności na rynku 27
2.1.18. Wsparcie rozwoju generacji rozsianej 27
2.2. Analiza kosztów 27
2.2.1. Projekty pilotażowe 29
2.2.2. Koszt bramy domowej 30
2.2.3. Koszt platformy internetowej 30
2.2.4. Koszt modułu komunikacyjnego 31
2.2.5. Koszt przełączników 31
2.2.6. Dodatkowe systemy IT po stronie dostawcy usług ISD 31
2.2.7. Instalacja urządzeń 31
2.2.8. Biuro zarządzania projektem 32
2.2.9. Edukacja klienta 32
2.2.10. Koszt utrzymania systemów IT 33
2.2.11. Obsługa klienta 33
2.2.12. Koszt utraconej marży 33
2.2.13. Koszt pobranej energii elektrycznej 33
2.2.14. Opłata za dane pomiarowe 33
2.2.15. Koszt serwisowania urządzeń 34
2.2.16. Opłata abonamentowa za ISD 34
2.2.17. Podział kosztów dystrybucji energii elektrycznej 34

2.2.18. Wyświetlacz 34
2.2.19. Koszt utrzymania urządzeń oraz amortyzacja 35
2.2.20. Pozostałe urządzenia, które mogą być instalowane w ramach ISD 35
2.2.21. Koszt nietrafionych decyzji inwestycyjnych w źródła szczytowe 35
2.3. Podział kosztów i korzyści pomiędzy uczestników rynku 36
2.4. Analiza kosztów i korzyści dla grupy małych i średnich przedsiębiorstw 38
2.5. Definicja scenariuszy 38
2.6. Wyniki analizy kosztów i korzyści 40
2.7. Dekompozycja kosztów i korzyści wdrożenia 42
2.8. Analiza dodatkowych korzyści nieuwzględnionych w scenariuszach 43
2.9. Wyniki analizy kosztów i korzyści dla interesariuszy rynku 46
2.10. Analiza wrażliwości 48
3. Identyfikacja możliwych źródeł finansowania kosztów związanych z wdrożeniem ISD 51
3.1. Bezpośrednie programy finansowania 51
3.2. Identyfikacja oraz analiza dodatkowych usług wspierających wdrożenia ISD wraz z propozycją sposobu podziału kosztów 57
3.2.1. Elektroenergetyka 59
3.2.2. Energetyka (inne media) 60
3.2.3. Dodatkowe usługi 61
3.2.4. Podsumowanie 63
3.3. Regulacyjne systemy wsparcia 63
3.3.1. Przykład systemu obowiązującego w Stanach Zjednoczonych 63
3.3.2. System certyfikatów efektywności energetycznej obowiązujący w Polsce 65
3.3.3. Przykład systemu obowiązującego w stanie Wiktoria w Australii 66
3.3.4. Przykład systemu obowiązującego w Wielkiej Brytanii 67
4. Rekomendacje z uwzględnieniem uwarunkowań Polski 69
4.1. Rekomendacje dla modelu biznesowego 69
4.2. Wnioski z analizy kosztów i korzyści 70

4.3. Rekomendacje dla źródeł finansowania 71

5. Bibliografia 73

Spis rysunków

Rysunek 1. Przykładowe podejścia do realizacji projektów budowy ISD 9

Rysunek 2. Porównanie podejść do wdrożenia 11

Rysunek 3. Urządzenia i aplikacje oferowane przez AlertMe 12

Rysunek 4. Ogólna architektura systemu wdrożonego w Teksasie.....13

Rysunek 5. System certyfikatów VEET w Australii.....14

Rysunek 6. Kierunki rozwoju modeli ISD 16

Rysunek 7. Czynniki wspierające rozwój ISD 17

Rysunek 8. Korzyści z wdrożenia technologii w zakresie ISD w Polsce.....21

Rysunek 9. Podział kosztów wdrożenia rozwiązań ISD 28

Rysunek 10. Koszty wdrożenia ISD w Polsce.....29

Rysunek 11. Podział korzyści i kosztów pomiędzy interesariuszy.....36

Rysunek 12. Dekompozycja kosztów wdrożenia dla trzech scenariuszy[1] 42

Rysunek 13. Struktura kosztów i korzyści wdrożenia w podziale na głównych interesariuszy 46

Rysunek 14. Mapa wybranych inteligentnych miast.....52

Rysunek 15. Adekwatność programów i instrumentów finansowych przez Unię Europejską w odniesieniu do technologii w zakresie ISD.....57

Rysunek 16. Grupy usług, które mogą być świadczone przy wykorzystaniu ISD 58

Rysunek 17. Wybrane możliwe dodatkowe usługi 59

Rysunek 18. Poglądowa architektura systemu w Wielkiej Brytanii 60

Rysunek 19. Poglądowa architektura modelu współpracy 62

Rysunek 20. Ranking poszczególnych stanów w realizacji celów.....64

Rysunek 21. Podstawowe modele wspierania rozwoju programów efektywności energetycznej.....65

Rysunek 22. System „Green Deal” 68

Rysunek 23. Elementy podstawowej ISD 70

Spis tabel

Tabela 1. Wybrane pozycje analizy kosztów i korzyści wdrożenia w Wielkiej Brytanii 16

Tabela 2. Przykładowe kosztorysy projektów pilotażowych 30

Tabela 3. Założenia dla scenariuszy wdrożenia.....39

Tabela 4. Segmenty użytkowników ISD.....39

Tabela 5. Wpływ dodatkowych korzyści na wyniki modelu finansowego.....43

Tabela 6. Ceny podstawowej ISD.....50

Tabela 7. Opis wybranych programów rządowych.....55

Tabela 8. Potencjalni partnerzy wdrożenia ISD 59

Tabela 9. Podsumowanie analizy usług świadczonych przy wykorzystaniu ISD 63

Spis wykresów

Wykres 1. Skumulowane NPV dla trzech scenariuszy wdrożenia ISD 40

Wykres 2. Zdyskontowane przepływy pieniężne dla trzech scenariuszy wdrożenia ISD 41

Wykres 3. Dekompozycja korzyści[1] 42

Wykres 4. NPV dla scenariusza trzeciego przy uwzględnieniu dodatkowych korzyści 44

Wykres 5. NPV dla scenariusza drugiego przy uwzględnieniu dodatkowych korzyści.....45

Wykres 6. NPV dla scenariusza pierwszego przy uwzględnieniu dodatkowych korzyści 45

Wykres 7. NPV dla aktywnych odbiorców.....47

Wykres 8. NPV dla jednego gospodarstwa domowego oraz przedsiębiorstwa 47

Wykres 9. NPV dla dostawcy usług ISD 48

Wykres 10. Analiza wrażliwości dla ceny energii elektrycznej.....48

Wykres 11. Analiza wrażliwości dla zasięgu wdrożenia 49

Wykres 12. Analiza wrażliwości dla cen technologii.....49

Wykres 13. Źródła finansowania inteligentnych technologii UE 2014 – 2020.....56

1. Model biznesowy

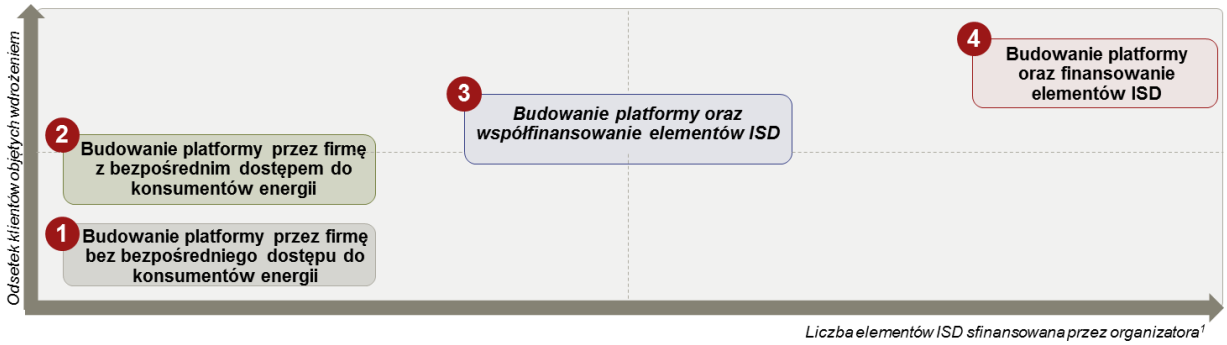
1.1. Analiza i identyfikacja modeli biznesowych

Wdrażanie ISD może być realizowane przy wykorzystaniu różnych podejść. Na bazie analiz zidentyfikowano cztery podejścia do realizacji wdrożeń. Podejścia te różnią się między sobą w zakresie następujących charakterystyk:

- **Odsetek konsumentów objętych wdrożeniem** – udział konsumentów objętych wdrożeniem na danym obszarze,
- **Liczba elementów sieci ISD finansowanych przez organizatora** – liczba elementów sieci ISD, które konsument otrzymuje nieodpłatnie w ramach wdrożenia.

Odsetek konsumentów objętych wdrożeniem charakteryzuje projekty z punktu widzenia powszechności użycia rozwiązań ISD na danym obszarze geograficznym. Innym elementem różnicującym projekty wdrożeniowe jest liczba i zarazem kompleksowość elementów sieci instalowanych w ramach oferty standardowej dla konsumenta. Rysunek 1 przedstawia cztery najczęściej spotykane podejścia realizacji projektów budowy ISD z punktu widzenia opisanych charakterystyk.

Rysunek 1. Przykładowe podejścia do realizacji projektów budowy ISD



1. Koszty mogą być przenoszone na klientów poprzez zwiększanie opłat za energię elektryczną lub opłaty dodatkowe
Źródło: Strony internetowe firm energetycznych i regulatorów rynków energii

W analizie wyróżniono następujące cztery podejścia:

1. **Budowanie platformy przez firmę bez bezpośredniego dostępu do konsumentów energii** – usługi w zakresie ISD rozwijane są przy braku bezpośredniego zaangażowania regulatora. Głównymi dostawcami rozwiązań są niezależne firmy technologiczne. Klienci z własnej inicjatywy i na własny koszt kupują urządzenia. Niski lub całkowity brak interoperacyjności urządzeń – w większości przypadków konsument może używać wyłącznie urządzeń sprzedawanych przez wybranego dostawcę usług ISD. Dostawca usług finansuje platformę informatyczną.
2. **Budowanie platformy przez firmę z bezpośrednim dostępem do konsumentów energii** – przedsiębiorstwa z bezpośrednim dostępem do konsumentów energii elektrycznej (na przykład firmy sprzedające energię) przeprowadzają wdrożenie z własnej inicjatywy lub w koordynacji z regulatorem na bazie swoich dotychczasowych klientów. W celu optymalizacji kosztów możliwa jest budowa wspólnej platformy

obsługującej wszystkich dostawców usług ISD w regionie. Konsumenci kupują urządzenia na własny koszt od dostawcy energii elektrycznej lub dowolnego innego dostawcy zapewniającego interoperacyjność urządzeń.

3. **Budowanie platformy oraz współfinansowanie elementów ISD** – koszt wdrożenia ISD jest dzielony pomiędzy uczestników rynku. Formuła podziału może zostać oparta na inicjowanym przez instytucje państwowe systemie certyfikatów lub programach zarządzania energią prowadzonych przez przedsiębiorstwa energetyczne.
4. **Budowanie platformy oraz finansowanie elementów ISD** – koszt wdrożenia oraz zakupu wybranych urządzeń ISD jest pokrywany środki publiczne. Zakres finansowanych urządzeń ISD obejmuje wybrane elementy o największych oczekiwanych korzyściach dla gospodarki. Wdrożenie obejmuje całą populację konsumentów z zakładanego do wdrożenia obszaru.

Umiejscowienie modeli na macierzy na Rysunku 1 wskazuje na występowanie zależności, zgodnie z którą wzrostowi liczby elementów finansowanych przez organizatora towarzyszy zwiększenie odsetka konsumentów objętych wdrożeniem w ramach całej populacji konsumentów na danym obszarze. Kluczową rolę we wdrożeniach odgrywają firmy energetyczne, które często koordynują wdrożenia (z wyłączeniem pierwszego modelu, gdzie koordynatorem wdrożenia jest firma bez bezpośredniego dostępu do konsumentów energii). Decydujące znaczenie dla kształtu docelowego podejścia mają również regulacje dla rynku energetycznego.

W celu pełniejszego zrozumienia różnic pomiędzy zaprezentowanymi podejściami do wdrożenia porównano zakres projektów realizowanych w ramach budowy ISD. Zidentyfikowane kluczowe elementy zakresu wdrożeń obejmują:

- **Realizację ogólnodostępnej platformy informatycznej** – platforma, przy wykorzystaniu której konsument może zarejestrować własne urządzenia ISD oraz zdalnie nimi zarządzać. Konsument otrzymuje również dostęp do danych o zużyciu energii,
- **Zakup wyświetlacza** – w ramach wdrożeń mogą być oferowane dedykowane wyświetlacze nieodpłatnie lub za niewielką w porównaniu do kosztu zakupu opłatą,
- **Zakup dodatkowych urządzeń ISD** – w ramach wdrożeń mogą być oferowane dodatkowe urządzenia ISD nieodpłatnie lub za niewielką w porównaniu do kosztu zakupu opłatą,
- **Rejestrację i montaż urządzeń ISD** (w tym wyświetlacza) – w ramach wdrożeń może być oferowana instalacja urządzeń ISD nieodpłatnie lub za niewielką w porównaniu do kosztu opłatą. Rejestracja jest konieczna w celu zapewnienia odbioru danych z licznika tylko dla osób uprawnionych.

Wyniki analizy porównawczej zostały zaprezentowane na Rysunku 2.

Rysunek 2. Porównanie podejść do wdrożenia

	1. Budowanie platformy przez firmę bez bezpośredniego dostępu do konsumentów energii			2. Budowanie platformy przez firmę z bezpośrednim dostępem do konsumentów energii			3. Budowanie platformy oraz współfinansowanie elementów ISD			4. Budowanie platformy oraz finansowanie elementów ISD		
	Klient	Dostawca usług ISD	Instytucja finansująca	Klient	Dostawca usług ISD	Instytucja finansująca	Klient	Dostawca usług ISD	Instytucja finansująca	Klient	Dostawca usług ISD	Instytucja finansująca
Ogólnodostępna platforma informatyczna		✓			✓	✓		✓	✓		✓	✓
Zakup podstawowych elementów ISD	✓			✓			✓	✓			✓	✓
Zakup dodatkowych urządzeń ISD	✓			✓			✓			✓		
Rejestracja i montaż urządzeń ISD		✓			✓			✓			✓	
Odsetek konsumentów objętych wdrożeniem	mały			mały			średni			duży		

Źródło: Strony internetowe firm inwestujących w ISD

1.2. Przegląd przykładowych podejść do realizacji projektów

1.2.1. Budowanie platformy przez firmę bez bezpośredniego dostępu do konsumentów energii – przykład AlertMe

AlertMe jest niezależnym dostawcą, który oferuje gospodarstwom domowym i małym przedsiębiorstwom kompleksowe rozwiązania zarządzania energią. Zakup urządzeń odbywa się poprzez Internet, a instalacja urządzeń dokonywana jest we własnym zakresie przez odbiorcę. Urządzenia AlertMe nie wymagają inteligentnego licznika – odczyt z analogowego licznika przeprowadzany jest przy wykorzystaniu specjalnego urządzenia[1] instalowanego na dostępnym u odbiorcy liczniku. Oprócz narzędzi do zarządzania zużyciem energii elektrycznej AlertMe oferuje produkty z zakresu ochrony fizycznej domu takie jak:

- Inteligentne czujki wykrywające ruch w domu oraz otwarcie drzwi/okien,
- Powiadomienie klienta o aktywacji alarmu (sms, e-mail, powiadomienie głosowe),
- Brelok pozwalający na bezprzewodową de/aktywację alarmu oraz urządzeń identyfikacji osób w domu,
- Kamera umożliwiająca zdalny podgląd i dostęp do monitoringu domu.

Spis oraz ceny podstawowych urządzeń i aplikacji oferowanych przez AlertMe zostały przedstawione na Rysunku 3. Wszystkie zaprezentowane koszty ponoszone są przez odbiorcę jednorazowo (brak opłat miesięcznych).

[1] Urządzenie pozyskuje dane o zużyciu dzięki skanerowi pozwalającemu na rejestrację i rozpoznawanie wskazań licznika.

Rysunek 3. Urządzenia i aplikacje oferowane przez AlertMe

Urządzenie	Brama domowa	Urządzenie inteligentnego pomiaru	Wyświetlacz	Aplikacja na telefon	Platforma internetowa	Inteligentna wtyczka
Opis	• Tworzy sieć ISD w domu (Zigbee) • Wymaga połączenia z Internetem	• Umożliwia zdalny odczyt analogowego licznika	• Wyświetla informacje o bieżącym zużyciu energii elektrycznej	• Pozwala na zdalne zarządzanie energią w domu przez telefon komórkowy	• Zdalne zarządzanie energią w domu przez stronę Internetową	• Zdalne włączanie /wyłączanie urządzeń
Cena	• Cena zestawu - 50 £			• Darmowa	• Darmowa	• 25 £

Źródło: AlertMe

1.2.2. Budowanie platformy przez firmę z bezpośrednim dostępem do konsumentów energii – przykład PG&E

Jednym z głównych celów wdrożenia ISD w firmie PG&E jest umożliwienie odbiorcom łatwego dostępu informacji o zużyciu energii elektrycznej w czasie rzeczywistym przy użyciu inteligentnych liczników. Główne elementy strategii w tym zakresie zidentyfikowane przez firmę są następujące:

- Instalacja inteligentnego licznika z odpowiednią technologią komunikacyjną i oprogramowaniem,
- Stworzenie infrastruktury pozwalającej na rejestrację urządzeń ISD,
- Dostosowanie procesów obsługi klienta do nowych usług oferowanych dzięki infrastrukturze AMI i ISD.

Jednym z celów projektu jest rozwój kompetencji pozwalających na efektywną rejestrację urządzeń ISD oraz wysoki standard obsługi klienta. W pierwszym etapie wdrożenia rejestracja urządzeń będzie odbywać się przy wsparciu doradcy dostępnego przez telefon, aż do czasu uruchomienia dedykowanej platformy informatycznej. Obsługa klientów z ISD będzie odbywać się poprzez dedykowane centrum obsługi telefonicznej (po rejestracji pierwszego urządzenia ISD konsument dzwoniący do PG&E będzie automatycznie przełączany do działu obsługi dla klientów posiadających ISD). W ramach wdrożenia planuje się również stworzenie systemu certyfikacji urządzeń ISD kompatybilnych z instalowanymi przez firmę licznikami. Rozważane jest stworzenie centrum certyfikacji dostępnego dla wszystkich zainteresowanych firm.

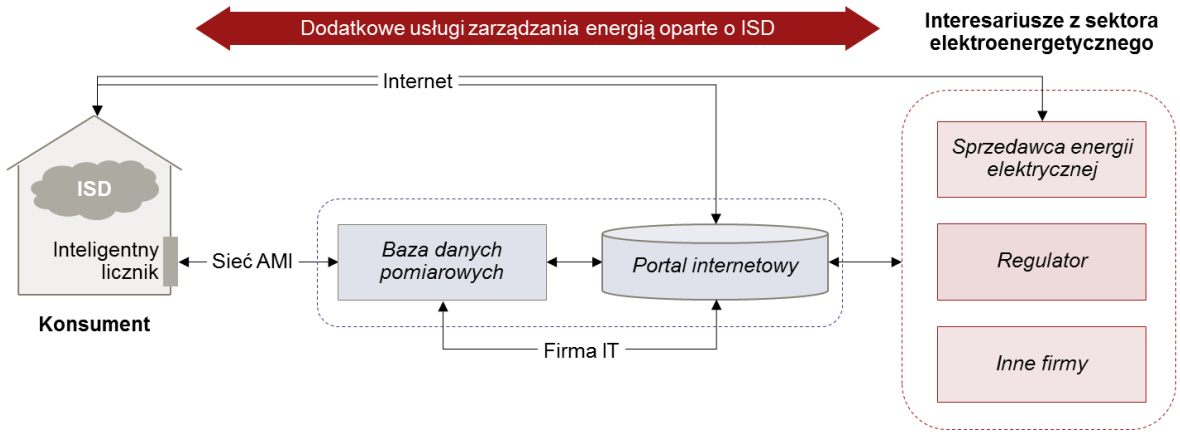
Wdrożenie przeprowadzane przez PG&E stymulowane jest regulacjami wprowadzonymi przez stanowy urząd regulacji. Najważniejsze wymagania stawiane firmom energetycznym w Kalifornii w tym zakresie to:

- Przygotowanie strategii oraz mapy drogowej wdrożenia funkcjonalności ISD dostępnej dla wszystkich klientów,
- Przeprowadzenie projektu pilotażowego obejmującego przynajmniej 5 000 klientów.

1.2.3. Budowanie platformy przez firmę z bezpośrednim dostępem do konsumentów energii – wdrożenie w Teksasie

Regulacje wprowadzone przez stanowy urząd regulacji energetyki w Teksasie nakładają na firmy energetyczne obowiązek stworzenia portalu internetowego, który umożliwi odbiorcom oraz sprzedawcom energii odczyt danych o zużyciu za poprzednią dobę[2]. Po konsultacjach zdecydowano, że najefektywniejszym rozwiązaniem będzie stworzenie jednej, wspólnej platformy informatycznej dla wszystkich firm energetycznych w Teksasie. Rysunek 4 przedstawia ogólną architekturę systemu wdrożonego w Teksasie.

Rysunek 4. Ogólna architektura systemu wdrożonego w Teksasie



Źródło: PUC Texas, ERCOT, NSMP Australia, Oncor

Podstawowe elementy architektury są następujące:

- Standardowy format danych pomiarowych przesyłanych przez sieć AMI (jednakowy dla wszystkich firm energetycznych),
- Pełna interoperacyjność umożliwiająca konsumentom zmianę dostawcy energii bez potrzeby wymiany urządzeń ISD,
- Komunikacja w ramach ISD oparta o Zigbee SEP 1.0,
- Platforma umożliwia rozwój programów zarządzania energią (np. programy odpowiedzi popytu) opartych o ISD,
- Platforma umożliwia odbiorcom korzystanie z następujących funkcjonalności:
  - Dostęp do danych o zużyciu (w 15-minutowych interwałach z jednodniowym opóźnieniem) dla okresu ostatnich 18 miesięcy,
  - Rejestrację urządzeń ISD,
  - Dodatkowe usługi umożliwiające efektywne zarządzanie zużyciem energii.

Zakup urządzeń ISD jest inicjowany i finansowany przez klienta poprzez jeden z dostępnych kanałów dystrybucji: program efektywnego zarządzania energią, dostawcę urządzeń ISD, sprzedawcę energii elektrycznej oraz specjalny kanał dystrybucji dla gospodarstw domowych o niskich dochodach (kanał będzie stworzony w przyszłości).

[2] Dane o 15-minutowym interwale (przejściowo jednogodzinnym) dostarczane z jednodniowym opóźnieniem

Platforma funkcjonuje od niedawna i do tej pory niewielka liczba mieszkańców stanu korzysta z opisanych usług. W Teksasie zainstalowanych jest około 3,6 milionów inteligentnych liczników przy 25,7 milionach mieszkańców. Na dzień 5 sierpnia 2011 tylko 19200 użytkowników i 2800 urządzeń ISD było zarejestrowanych na portalu.

1.2.4. Budowanie platformy oraz współfinansowanie wyświetlaczy – przykład systemu certyfikatów VEET w Australii

W ramach systemu certyfikatów VEET, firmy energetyczne zobowiązane są do wykupu określonej liczby certyfikatów energetycznych. Liczba wymaganych certyfikatów wyznaczana jest za pomocą wzoru zawierającego współczynniki określone przez regulatora oraz ilości energii sprzedanej przez daną firmę. Zasady działania systemu certyfikatów VEET zostały obrazowo przedstawione na Rysunku 5.

Rysunek 5. System certyfikatów VEET w Australii

Źródło: Essential Services Commision, Department of Primary Industries

Po wykonaniu określonego działania, takiego jak zakup efektywnych energetycznie urządzeń lub wyświetlacza domowego, konsument otrzymuje prawo do utworzenia certyfikatu. Konsument może sprzedać prawo do utworzenia certyfikatu akredytowanej osobie, która następnie sprzedaje certyfikat firmie energetycznej za pośrednictwem dedykowanej platformy internetowej.

Konsument, który zainstaluje wyświetlacz ISD, otrzymuje prawo do stworzenia 1,8 – 2,6 certyfikatów. Cena certyfikatu określana jest przez rynek i może wahać się w zakresie 0 – 40 dolarów australijskich w zależności od popytu i podaży certyfikatów. Cena nie może obecnie przekroczyć 40 dolarów, ponieważ tyle wynosi kara dla firmy energetycznej za brak certyfikatu. Przy aktualnej cenie certyfikatu na poziomie 18 dolarów[3], konsument otrzymuje dofinansowanie zakupu wyświetlacza w wysokości 47 dolarów australijskich (równowartość 155 złotych[4]). Przy założeniu maksymalnej ceny certyfikatu, konsument otrzymuje 104 dolary (równowartość 343 złotych).

Projekt ustawy włączającej wyświetlacze ISD do systemu VEET szczegółowo określa wymagania stawiane wyświetlaczom domowym:

[3] Stan na dzień 18 kwietnia 2012 r. na platformie wymiany http://www.greenenergytrading.com.au
[4] Według kursu średniego NBP z dnia 10 maja 2012 roku

- Certyfikacja ZigBee SEP,
- Graficzna oraz numeryczna prezentacja danych o konsumpcji energii elektrycznej,
- Wyświetlanie informacji o obowiązującej taryfie,
- Średnia konsumpcja energii elektrycznej nieprzekraczająca 0,6 W,
- Dane wyświetlane w interwałach nie dłuższych niż 30 sekund.

1.2.5. Budowanie platformy oraz finansowanie wyświetlaczy – przykład Wielkiej Brytanii

Wdrożenie inteligentnych liczników w Wielkiej Brytanii ma obejmować instalacje wyświetlaczy w każdym gospodarstwie domowym. W marcu 2011 roku została opublikowana strategia wdrożenia, która jest wynikiem procesu tworzenia polityki państwa w zakresie inteligentnych pomiarów energii. Kolejnym etapem jest wdrożenie systemu AMI oraz ISD składające się z fazy przygotowawczej (do końca trzeciego kwartału 2014 roku) oraz wykonawczej (do końca 2019 roku). W ramach etapu przygotowawczego wykonane zostaną prace w obszarach:

- Przygotowanie szczegółowej specyfikacji technicznej inteligentnych liczników oraz ISD,
- Prace legislacyjne,
- Opracowanie i wdrożenie strategii edukacji/zaangażowania konsumentów,
- Wybór dostawców usług i urządzeń przez instytucje rządowe,
- Projekty pilotażowe,
- Finalna definicja specyfikacji urządzeń objętych wdrożeniem.

Do końca 2019 roku planowane jest wyposażenie wszystkich gospodarstw domowych w Wielkiej Brytanii w inteligentny licznik oraz wyświetlacz. Należy zaznaczyć, że możliwa jest zmiana zakresu urządzeń objętych wdrożeniem (np. poprzez rezygnację z wyświetlaczy domowych). Niezależnie od powyższego na obecnym etapie prac zdefiniowane zostały wstępne wymagania wobec informacji przekazywanych przez wyświetlacze:

- Bieżące i historyczne zużycie wyrażone w kWh oraz funtach,
- Informacja o bieżącej taryfie,
- Informacja o emisji CO_2 związanej ze zużyciem energii elektrycznej.

Na potrzeby projektu przygotowana została obszerna dokumentacja zawierająca analizy i opracowania kluczowych obszarów wdrożenia. Przeprowadzono między innymi analizę kosztów i korzyści, której najważniejsze parametry zostały zaprezentowane w Tabeli 1.

Tabela 1. Wybrane pozycje analizy kosztów i korzyści wdrożenia w Wielkiej Brytanii

Wybrane pozycje kosztowe business case'u[1]	
Koszt jednego wyświetlacza	£15
Koszt infrastruktury komunik. wyświetlacza	£1
Jednostkowy koszt instalacji[2]	£29
Koszty IT[2]	£100
Razem koszty dla całego okresu[2]	mln £10 757
Wybrane korzyści business case'u[1]	
Redukcja zużycia energii elektrycznej[2]	2,8%
Redukcja mocy szczytowej[3]	mln £135 – £550
Zmniejszona emisja CO2 (certyfikaty ETS)	mln £371
Razem korzyści dla całego okresu[2]	mln £15 827
Liczba zainstalowanych liczników: ok. 53 milionów | **NPV: mln** £5 071	

1. Wyliczono NPV dla horyzontu czasowego do 2030 roku
2. Sumaryczne dane dla inteligentnych liczników oraz wyświetlaczy
3. Pozycja nieuwzględniona w finalnych kalkulacjach

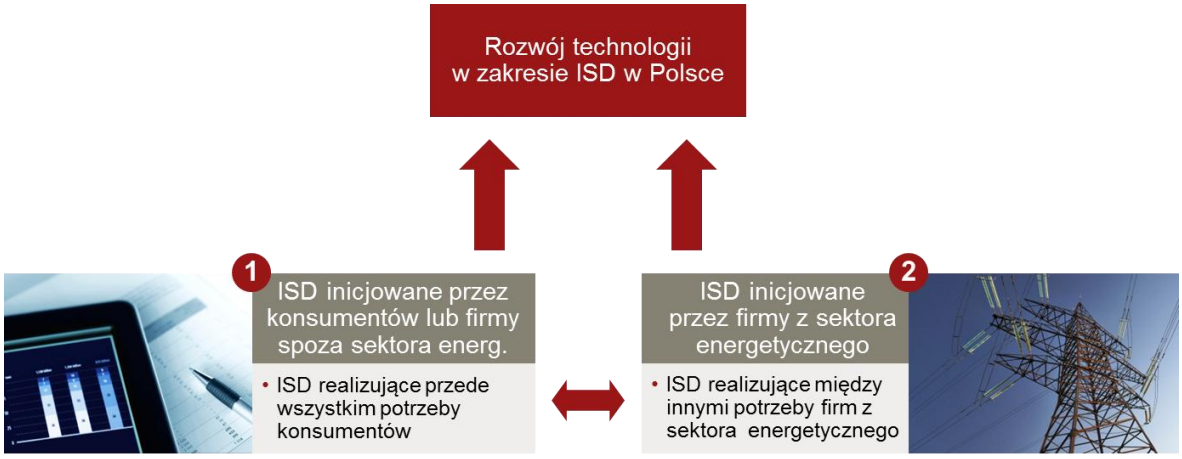
Źródło: DECC

1.3. Umiejscowienie ISD na rynku elektroenergetycznym

Na potrzeby analizy ekonomicznej założono, że ISD będzie rozwijać się w Polsce w dwóch kierunkach:

- Wyspowe modele realizowane na początku bez zaangażowania firm energetycznych,
- Modele realizowane na bazie infrastruktury AMI przez firmy energetyczne.

Rysunek 6. Kierunki rozwoju modeli ISD



Źródło: Opracowanie A.T. Kearney

W pierwszym kierunku budowane są ISD z inicjatywy konsumentów lub firmy spoza sektora energetycznego. Rozwiązania takie nastawione są głównie na realizację potrzeb i celów konsumentów takich jak:

- Redukcja zużycia energii elektrycznej,
- Komfort korzystania z urządzeń domowych (zdalne oraz centralne zarządzanie),
- Podłączanie usług niezwiązanych z energetyką.

Docelowo rozwiązania wyspowe mogą zostać powiązane ze sobą lub nawet zintegrowane z siecią AMI.

W drugim kierunku budowane są ISD z inicjatywy firmy z bezpośrednim dostępem do odbiorców energii elektrycznej. Głównymi celami tego typu rozwiązań są:

- Redukcja zapotrzebowania na moc szczytową,
- Świadczenie dodatkowych usług energetycznych w celu pozyskiwania oraz utrzymywania klientów,
- Wprowadzenie rozwiązań wspierających bilansowanie.

Szybkość rozwoju rynku ISD dla poszczególnych kierunków będzie zależeć po części od odmiennych czynników. Popularność pierwszej koncepcji będzie uwarunkowana rozwojem rynku dostawców technologii (możliwość zaoferowania tanich urządzeń wysokiej jakości) oraz świadomości odbiorców, u których wykreowany zostanie popyt i potrzeba zakupu/wykorzystania rozwiązań opartych o ISD. Rozwiązania w oparciu o AMI będą zyskiwać na popularności w przypadku zwiększającej się konkurencji na rynku elektroenergetycznym oraz przy umożliwieniu sprzedaży mocy w zakresie ograniczenia zapotrzebowania na energię. Istotne znaczenie będzie miało również tempo instalowania inteligentnych liczników w Polsce. Instalacja systemów AMI znacznie przyspiesza rozpowszechnianie się rozwiązań ISD oraz pozwala rozszerzyć funkcjonalności oraz korzyści oferowane przez ISD. Wykaz czynników wspierających rozwój ISD w poszczególnych kierunkach przedstawia Rysunek 7.

Rysunek 7. Czynniki wspierające rozwój ISD

Źródło: Opracowanie A.T. Kearney

Przy odpowiedniej budowie ISD w podejściu wyspowym możliwe będzie zintegrowanie takich instalacji z AMI. Może się to jednak okazać niemożliwe ze względu na brak interoperacyjności. W celu wsparcia rozwoju interoperacyjnych rozwiązań proponowane jest przeprowadzenie następujących działań na poziomie ogólnopolskim:

- **Rozwój ogólnodostępnych portali internetowych wspierających wykorzystanie ISD** – zapewnienie interoperacyjności w zakresie formatu danych, dostęp do podstawowych rozwiązań ISD dla wszystkich konsumentów,
- **Wprowadzenie standardu komunikacji na odcinku licznik - brama domowa** – możliwość komunikacji ze wszystkimi ISD w kraju przy użyciu spójnego protokołu,
- **Wprowadzenie systemu dofinansowania instalacji ISD** – popularyzacja ISD, umożliwienie instalacji ISD konsumentom o niższych dochodach, wprowadzenie wymagań funkcjonalnych dla sieci objętych dofinansowaniem.

Analiza kosztów i korzyści opisana w dalszej części raportu została przygotowania z założeniem realizacji wdrożenia w oparciu o model ISD inicjowanej przez firmę typu ESCO.

1.4. Przegląd rezultatów wdrożeń systemów AMI na świecie

Na potrzeby przygotowania raportu przeprowadzono analizę korzyści, uzyskanych w projektach wdrożenia AMI.

1.4.1. Linz AG – projekt Intelliekon

W ramach projektu Intelliekon firma Linz AG przeprowadziła w Austrii testy innowacyjnych systemów informacji zwrotnej o zużyciu energii dla klientów indywidualnych. Zakres projektu obejmował dwa tysiące gospodarstw domowych, korzystających z inteligentnych liczników oraz grupę porównawczą. Ponadto dla uczestników badania wprowadzono specjalną taryfę Time of Use (ToU), w której cena energii uzależniona jest od godzin zużycia.

Klienci raz w miesiącu otrzymywali wiadomość e-mail, zawierającą informacje o dziennym zużyciu energii elektrycznej. Uzyskanie informacji zwrotnej o szczegółowym zużyciu energii umożliwiło grupie objętej badaniem uzyskanie 3,7 % oszczędności w porównaniu do grupy kontrolnej. Co więcej, badanie wykazało, że uzyskane efekty miały charakter długofalowy – utrzymywały się nawet wiele miesięcy od rozpoczęcia projektu. Biorąc pod uwagę wcześniejsze opracowania i analizy, osiągnięty poziom oszczędności okazał się jednak niższy od oczekiwanego. Badanie było realizowane w latach 2009-2010.

Znacznie lepsze efekty uzyskano przy dodatkowym zastosowaniu taryfy Time of Use. Łączny efekt oszczędności w wyniku uzyskiwania informacji zwrotnej o konsumpcji oraz wykorzystaniu taryfy ToU określono na poziomie 9,8 %, przy czym 6,1 % jest efektem samego wprowadzenia ToU. Z przyczyn technicznych, tym badaniem objęto jedynie 53 gospodarstwa domowe w okresie trzech miesięcy (2010).

1.4.2. ENEL Distribuzione – projekt Telegestore

Projekt przeprowadzany w latach 1999-2006 obejmował 32 miliony użytkowników we Włoszech i miał na celu wdrożenie infrastruktury umożliwiającej zdalny odczyt (AMR), wprowadzenie taryfy typu Time of Use oraz realizację zdalnych odczytów w technice PLC.

Dzięki wdrożeniu w 2004 roku osiągnięto oszczędności na poziomie 33 milionów euro tylko w obszarze działań terenowych.

Obecnie oszczędności w obszarze kosztów operacyjnych dzięki wdrożeniu projektu Telegestore szacuje się na poziomie kilkuset milionów euro, co oznacza, że osiągnięto wewnętrzną stopę zwrotu na poziomie ponad 20 % i pięcioletni okres zwrotu z inwestycji. Instalacja infrastruktury umożliwiła znaczne obniżenie kosztów w obszarze obsługi klienta (90 %), logistyki i zakupów (80 %) czy ochrony przychodów (70 %), oraz w działaniach bieżących (20 %).

1.4.3. Duke Energy – Stany Zjednoczone

W latach 2009 - 2010 w ramach projektu wdrożeniowego AMI w Duke Energy zainstalowano około 139 tysięcy inteligentnych liczników. Wartość bieżąca netto korzyści operacyjnych, wynikających z realizacji przedsięwzięcia została oszacowana na poziomie 382,8 milionów dolarów, przy czym wariant pesymistyczny zakładał 325,8 milionów dolarów, a w optymistycznym przypadku zakładano nawet 447,5 miliona dolarów korzyści. Około 90 % korzyści można przypisać wpływowi zaawansowanej infrastruktury pomiarowej (AMI) oraz wpływowi systemu Integrated Voltage/VAR Control (IVVC), który umożliwia regulację napięcia oraz korygowanie współczynnika mocy w czasie rzeczywistym.

Koszty operacyjne i koszty utrzymania, których udało się uniknąć dzięki wdrożeniu AMI reprezentują około 45 % wszystkich korzyści. Do tej kategorii zakwalifikowano oszczędności w zatrudnieniu, zakupie i utrzymaniu pojazdów, wykorzystywanych do odczytu liczników, ale także znaczące redukcje kosztów diagnostyki. Korzyści obejmują dodatkowo poprawę dokładności odczytów oraz skuteczność wykrywania nielegalnego poboru energii, której poprawa umożliwia wzrost wolumenu sprzedaży fakturowanej.

Funkcjonalności systemu IVVC umożliwiły oszczędności w zakresie dostarczania mocy (paliwa oraz zakupione moce) i odpowiadają około 45 % wszystkich korzyści. Poprawa kontroli napięcia oraz VAR istotnie zwiększają wydajność sieci dystrybucyjnej, a co za tym idzie, moc dostarczoną do klienta na jednostkę mocy wyprodukowanej.

Najistotniejsze czynniki, wpływające na wartość bieżącą netto korzyści, obejmują założenia dotyczące współczynników wzrostu kosztów, kosztów zakupu oprogramowania i sprzętu, szacunkowej poprawy wydajności sieci dystrybucyjnej po wdrożeniu, a także wpływ automatyzacji na zatrudnienie czynników wytwórczych (praca i kapitał) oraz stopę dyskontową.

1.4.4. Badanie zachowania konsumentów energii - Irlandia

Badanie przeprowadzone w latach 2009-2010 objęło 6000 gospodarstw domowych, wyposażonych w inteligentne liczniki. W ramach projektu analizowano wpływ taryfy Time of Use w zestawieniu z różnymi narzędziami wspierającymi:

- Miesięczne i dwumiesięczne rachunki / informacja zwrotną,
- Wyświetlacze,

- Motywacja finansowa.

Comiesięczny rachunek z analizą zużycia energii, w połączeniu z taryfą ToU umożliwił ograniczenie całkowitej konsumpcji o 2,7 % oraz ograniczenie zapotrzebowania na moc szczytową o 8,4 %. Analogiczne rachunki wysyłane w cyklu dwumiesięcznym pozwoliły na uzyskanie korzyści na poziomie odpowiednio 1,1 % oraz 6,9 %, a przy dodatkowym zastosowaniu wyświetlacza domowego 3,2 % oraz 11,3 %. Zastosowanie motywacji finansowej w połączeniu z rachunkiem z analizą w cyklu dwumiesięcznym umożliwiło ograniczenie konsumpcji o 2,9 %, a zapotrzebowania na moc szczytową o 8,3 %.

1.4.5. Ocena polityki w zakresie inteligentnego opomiarowania dla klientów indywidualnych - Szwecja

Badanie zostało przeprowadzone na zlecenie rządu Szwecji dla projektu, obejmującego instalację 5,1 mln liczników w latach 2003-2009. Dzięki wdrożeniu zdalnych, comiesięcznych odczytów o 70 % spadła liczba wniosków o dokonanie odczytu licznika. W ciągu 8 miesięcy od zakończenia wdrożenia liczba reklamacji dotyczących rachunków za energię spadła o 60 %. Nie zidentyfikowano innych znaczących korzyści. Niemniej w trakcie projektów pilotażowych dzięki dokładnym comiesięcznym odczytom udało się osiągnąć wzrost świadomości konsumentów i oszczędności energii na poziomie około 4 %.

2. Korzyści oraz koszty wdrożenia ISD dla różnych interesariuszy

2.1. Analiza korzyści

Wdrożenie rozwiązań ISD prowadzi do uzyskania szeregu korzyści dla poszczególnych interesariuszy rynku energetycznego. Zidentyfikowane korzyści zostały przedstawione na Rysunku 8.

Rysunek 8. Korzyści z wdrożenia technologii w zakresie ISD w Polsce

		Wytwarzanie	OSP	OSD	Sprzedawca ee[1]	Aktywny odbiorca	Pozostali odbiorcy	Inni dostawcy[2]	Rodzaj korzyści
i.	Redukcja zużycia energii elektrycznej	✓			✓	✓	✓		
ii.	Przesunięcie części popytu na energię na okresy pozaszczytowe	✓			✓	✓	✓		
iii.	Optymalizacja nakładów inwestycyjnych na nowe moce wytwórcze	✓				✓	✓		
iv.	Opłata abonamentowa za ISD				✓				
v.	Korzyści ekologiczne	✓				✓	✓		
vi	Zmniejszenie strat technicznych					✓	✓		
vii	Optymalizacja nakładów inwestycyjnych na nowe sieci dystrybucyjne i przesyłowe					✓	✓		
viii	Korzyści z uniknięcia rotacyjnego wyłączania dostaw energii elektrycznej	✓				✓	✓		
ix	Korzyści z uniknięcia black-outu	✓				✓	✓		
x	Niższe koszty obsługi klienta				✓				
xi	Stworzenie rynku negawatów	✓			✓	✓	✓		
xii	Redukcja kosztów odczytu liczników innych mediów					✓	✓	✓	
xiii	Optymalizacja zużycia innych mediów					✓	✓		
xiv	Dodatkowe przychody z udostępniania infrastruktury				✓	✓			
xv	Marża na sprzedaży urządzeń funkcjonujących w ramach ISD							✓	
xvi	Powstanie nowych miejsc pracy								
xvii	Zwiększenie konkurencyjności na rynku					✓	✓		
xviii	Wsparcie rozwoju generacji rozsianej					✓			

✓ - bezpośrednie oddziaływanie,
✓ - pośrednie lub podważalne oddziaływanie,
- pozycja skwantyfikowana i uwzględniona w analizie kosztów i korzyści,
- pozycja skwantyfikowana i nieuwzględniona w analizie kosztów i korzyści,
- pozycja jakościowa nieuwzględniona w analizie kosztów i korzyści,

1. Na potrzeby modelu finansowego przyjęto, iż sprzedawca energii elektrycznej jest jednocześnie dostawcą usług ISD,
2. Dostawcy technologii, dostawcy innych mediów niż energia elektryczna.

Źródło: Opracowanie A.T. Kearney

Wszystkie korzyści na potrzeby opracowania były analizowane dla okresu do 2030 roku. W wyliczeniach przedstawionych wyżej pozycji wzięto pod uwagę korzyści inkrementalne wdrożenia technologii w zakresie ISD w Polsce bez korzyści wynikających z wprowadzenia innych rozwiązań takich jak np. AMI lub prosta taryfa TOU.

2.1.1. Redukcja zużycia energii elektrycznej

Konsument uzyskuje informacje zwrotne na temat zużycia energii dla poszczególnych urządzeń obsługiwanych przez ISD. Dzięki temu może dostosować swoje zachowanie w celu optymalizowania zużycia energii. Rozwiązania ISD umożliwiają dostarczenie w czasie zbliżonym do rzeczywistego wymaganych szczegółowych danych z całego gospodarstwa domowego. Na podstawie wyników badań konsumentów firmy A.T. Kearney oraz pozostałych badań analizowanych w ramach projektu założono poziom zmniejszenia konsumpcji energii elektrycznej przez aktywnych odbiorców dzięki zastosowaniu technologii ISD na poziomie od 3 % do 6 %. Poziom ten jest zakładany jako inkrementalny w stosunku do redukcji zużycia możliwej do osiągnięcia przy wykorzystaniu licznika AMI i standardowych sposobów przekazywania informacji (sam licznik, faktura itp.)

Dodatkowo założono, że korzyść z redukcji zużycia energii elektrycznej zostanie również w ograniczonym stopniu osiągnięta przez odbiorców częściowo aktywnych, poprzez dostarczenie informacji na temat ich aktualnego zużycia za pomocą portalu internetowego zbudowanego na potrzeby obsługi urządzeń ISD. W celu uzyskania tej korzyści dla odbiorców częściowo aktywnych nie zostaną poczynione żadne dodatkowe inwestycje (w szczególności u odbiorców częściowo aktywnych nie będzie instalowana ani brama ISD ani inteligentne przełączniki), a korzyść z redukcji zużycia energii elektrycznej osiągnie 0,25 % zużycia.

2.1.2. Przesunięcie części popytu na energię na okresy poza szczytem

Dzięki zintegrowaniu dynamicznych taryf cenowych z rozwiązaniami ISD możliwe jest bieżące informowanie konsumentów o bodźcach cenowych zachęcających do ograniczenia zapotrzebowania na moc szczytową. W warunkach polskich wskazane jest zastosowanie taryfy Time of Use (TOU). Programy cenowe typu TOU pozwalają na względnie proste wdrożenie w porównaniu do innych programów cenowych. W przypadku zastosowania bardziej skomplikowanych taryf, takich jak RTP lub CPP, koszt wdrożenia mógłby wzrosnąć oraz utrudnione byłoby dotarcie do dużej liczby gospodarstw domowych. Rozwój programów cenowych typu CPP oraz RTP nastąpi w drugiej kolejności, natomiast ocena jego potencjału jest obarczona dużą niepewnością i z tego względu nie została uwzględniona w modelu finansowym. Ponadto realizacja programów typu CPP oraz RTP wymaga znacznego poziomu zaangażowania konsumentów i wiedzy na temat ich funkcjonowania. Przeprowadzone analizy zachowania konsumentów, które zostały opisane w pierwszym rozdziale, wykazują możliwość zmniejszenia obciążenia szczytowego o około 9 % w przypadku wsparcia taryfy TOU technologią ISD. W wyliczeniach uwzględniono korzyści inkrementalne wynikające z zastosowania ISD.

Beneficjentem przesunięcia zużycia energii elektrycznej na okresy pozaszczytowe mogą być również odbiorcy pasywni. W przypadku zmniejszenia konsumpcji w okresach największego zapotrzebowania na moc (dzięki działaniom aktywnych odbiorców) oczekiwać można spadku cen energii na rynku hurtowym w tych okresach z uwagi na możliwości ograniczenia produkcji w drogich źródłach szczytowych. Korzyść w tym obszarze zostanie tym samym

przeniesiona na wszystkich odbiorców energii. Należy zwrócić uwagę, że istnieje możliwość działań sprzedawców energii elektrycznej w kierunku zwiększania marży na obrocie w takich sytuacjach co oznacza dodatkowe korzyści dla sprzedawców i zmniejszone korzyści dla odbiorców.

2.1.3. Optymalizacja nakładów inwestycyjnych na nowe moce wytwórcze

Przesunięcie części popytu na energię na okresy pozaszczytowe, jak i dodatkowa redukcja zużycia energii elektrycznej, spowodują ograniczenie zapotrzebowania na energię w okresie szczytowym. Pozwoli to na optymalizację inwestycji w nowe źródła wytwórcze dedykowane do pokrycia zwiększonego zużycia energii w szczycie.

2.1.4. Opłata abonamentowa za ISD

Opłata wnoszona przez wszystkich odbiorców energii elektrycznej. Głównym celem abonamentu jest wsparcie dostawcy usług ISD, którego działania przynoszą korzyści dla całego społeczeństwa (np. zmniejszenie ryzyka blackoutu, optymalizacja inwestycji w noce moce wytwórcze). Większość korzyści z wdrożenia technologii w zakresie ISD zostanie osiągnięta przez aktywnych odbiorców natomiast pozostali konsumenci również odniosą znaczące korzyści. Opłata abonamentowa znajduje również swoje odzwierciedlenie w kosztach wdrożenia i jest w tym przypadku przypisana do odbiorców. Opłata abonamentowa nie wpływa na ogólny wynik analizy kosztów i korzyści, ale pozwala na modelowanie podziału kosztów i korzyści pomiędzy interesariuszami rynku. W ramach inwestycji pozwala na pokrycie kosztów finansowania inwestycji w ISD.

Uwzględnienie opłaty abonamentowej nie stanowi prostej propozycji wykreowania nowej opłaty i przerzucenia jej na odbiorców. Opłata abonamentowa odzwierciedla ekonomiczny koszt po stronie wszystkich odbiorców związany ze wsparciem publicznym dla dostawców ISD, uwzględniony w modelu na potrzeby dokonania kalkulacji. Wsparcie to może zostać udzielone w wielu formach, które zostały omówione w raportach, w tym z funduszy UE, funduszy NFOŚ lub ze zmienionego systemu „białych certyfikatów" bądź poprzez zwiększenie wysokości opłat pobieranych od odbiorców aktywnych.

2.1.5. Korzyści ekologiczne

Redukcja emisji zanieczyszczeń (w tym dwutlenku węgla) wynika z dwóch głównych czynników:

- Ogólnego zmniejszenia zapotrzebowania na energię elektryczną spowodowanego optymalizacją jej zużycia przez konsumentów,

- Obniżenia zapotrzebowania na moc szczytową, co pozwala na ograniczenie wykorzystywania najbardziej emisyjnych źródeł wytwórczych używanych głównie w trakcie okresu zapotrzebowania szczytowego.

Korzyści ekologiczne zostały wycenione w kontekście unikniętych kosztów zewnętrznych emisji zanieczyszczeń, co zostało uwzględnione jako dodatkowy element modelu finansowym. Korzyści wynikają z uniknięcia kosztów emisji w części, której nie przenoszą opłaty za środowisko i za pozwolenia do emisji uwzględnione w cenie energii.

2.1.6. Zmniejszenie strat technicznych

Dostarczenie energii elektrycznej do konsumenta związane jest ze stratami technicznymi ponoszonymi w trakcie przesyłu i dystrybucji energii. Tym samym ograniczenie zużycia wpłynie na obniżenie strat technicznych. Należy zwrócić uwagę, że redukcja zapotrzebowania na moc szczytową powoduje dodatkowe ograniczenie strat – straty ponoszone w tym okresie są powiększone. Korzyść została skwantyfikowana i uwzględniona w modelu finansowym jako dodatkowa pozycja. Kalkulacja została przeprowadzona w oparciu o ilość energii zaoszczędzonej (nie zużytej) przez gospodarstwo domowe.

2.1.7. Optymalizacja nakładów inwestycyjnych na sieci dystrybucyjne i przesyłowe

Zmniejszenie zużycia energii elektrycznej w trakcie okresu szczytowego spowoduje zmniejszenie maksymalnego obciążenia krajowego systemu elektroenergetycznego. Dodatkowo zwiększenie liczby instalacji i użycia urządzeń generacji rozsianej spowoduje zmniejszenie przepływu energii przez sieci. Przełoży się to na możliwości optymalizacji wydatków na inwestycje zwiększające potencjał przesyłowy i dystrybucyjny sieci elektroenergetycznych. Korzyść została oszacowana i skwantyfikowana, ale ze względu na ograniczenia w możliwości precyzyjnej projekcji pozycja nie została uwzględniona przy obliczaniu finalnych wyników analizy korzyści i kosztów.

2.1.8. Korzyści z uniknięcia rotacyjnego wyłączania dostaw energii elektrycznej

W okresie zagrożenia bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej poprzez KSE, w celu uniknięcia blackout'u, mogą być dokonywane rotacyjne wyłączenia ograniczone do określonych obszarów. Wdrożenie ISD stworzy dodatkowe możliwości w zakresie sterowania siecią i unikania tego typu sytuacji. Pozycja została skwantyfikowana, ale nie została

włączona do żadnego z analizowanych w dalszej części niniejszego dokumentu podstawowych scenariuszy.

2.1.9. Korzyści z uniknięcia blackout'u

W skrajnym przypadku brak możliwości zbilansowania wytwarzania i zużycia energii elektrycznej w systemie może prowadzić do braku dostaw w całym kraju lub jego znacznej części. Wdrożenie ISD może przyczynić się do stworzenia narzędzi pozwalających na uniknięcie blackout'u. Korzyść została skwantyfikowana w analizach ekonomicznych, jednak ze względu na trudne do określenia prawdopodobieństwo wystąpienia blackout'u, korzyść nie została włączona do żadnego z analizowanych w dalszej części niniejszego dokumentu scenariuszy. Należy podkreślić, że podstawowym narzędziem służącym do zwiększenia bezpieczeństwa dostaw jest rotacyjne wyłączanie dostaw na wybranych, niedużych obszarach.

2.1.10. Niższe koszty obsługi klienta

W przypadku wdrożenia takich rozwiązań w ramach ISD, jak wyświetlacz domowy, aplikacja na telefon lub tablet, umożliwiających konsumentom dostęp do informacji dotyczących bieżącego zużycia energii i jej kosztów, możliwy jest spadek reklamacji oraz kosztów obsługi klientów. W początkowej fazie wdrożenia może mieć miejsce przejściowy wzrost kosztu obsługi klienta związany z potrzebą rozwoju nowych kompetencji w tym zakresie, co zostało odzwierciedlone w odpowiedniej pozycji kosztowej analizy finansowej. Korzyść nie została poddana kwantyfikacji w analizach ekonomicznych z uwagi na jej zależność od specyfiki firm zajmujących się ISD.

2.1.11. Stworzenie rynku mocy w zakresie redukcji zapotrzebowania

Wdrożenia rozwiązań ISD będzie wspierać stworzenie rynku mocy, na którym możliwa będzie sprzedaż potencjału w zakresie redukcji zapotrzebowania według wymaganych parametrów. Korzyść nie została uwzględniona w analizie kosztów i korzyści, ze względu na trudność z określeniem zasad funkcjonowania rynku mocy i momentu jego ewentualnego uruchomienia.

2.1.12. Redukcja kosztów odczytu liczników innych mediów

Wdrożenie ISD pozwala na zintegrowanie zdalnego odczytu liczników różnych mediów. Dzięki temu możliwe jest uczestnictwo dostawców innych mediów we wdrożeniu rozwiązań ISD. Należy mieć na uwadze, że wdrożenie ISD nie jest warunkiem wystarczającym do osiągnięcia korzyści z redukcji kosztów odczytów liczników innych mediów. Aby uruchomić taką funkcjonalność, konieczne są dodatkowe inwestycje, m.in. wdrożenie systemu AMI, czy odpowiednia modyfikacja infrastruktury informatycznej spółek użyteczności publicznej. Z tego względu korzyść nie została poddana kwantyfikacji w analizach ekonomicznych na potrzeby niniejszego raportu.

2.1.13. Optymalizacja zużycia innych mediów

Analogicznie, jak w przypadku zużycia energii elektrycznej, dostęp do informacji o zużyciu pozostałych mediów w czasie rzeczywistym, takich jak woda, gaz lub ciepło sieciowe, pozwoli konsumentom na optymalizację ich zużycia i redukcję wydatków. Korzyść nie została poddana kwantyfikacji w analizach ekonomicznych z uwagi na przyczyny opisane we wcześniej.

2.1.14. Dodatkowe przychody z udostępnienia infrastruktury

ISD może być wykorzystywana do sprzedaży produktów i usług podmiotów trzecich, takich jak agencje reklamowe (infrastruktura ISD jako nośnik reklam wyświetlanych odbiorcom), firmy zajmujące się ochroną fizyczną (przesyłanie informacji o alarmach), czy firmy świadczące usługi w sektorze ochrony zdrowia (zdalne przesyłanie wyników badań wykonanych przez aparaturę diagnostyczną). Dodatkowe przychody z udostępnienia ISD nie zostały poddane kwantyfikacji w analizach ekonomicznych – w naszej ocenie prawdopodobieństwo osiągnięcia tej korzyści w najbliższej przyszłości jest znaczne, aczkolwiek wymaga dodatkowych inwestycji i zaangażowania dodatkowych interesariuszy. Korzyść została szerzej omówiona w jednym z następnych rozdziałów.

2.1.15. Marża na sprzedaży urządzeń funkcjonujących w ramach ISD

Korzyść osiągana przez dostawców urządzeń ISD polegająca na osiągnięciu określonej marży ze sprzedaży urządzeń wchodzących w skład ISD. Korzyść nie została poddana kwantyfikacji w analizach ekonomicznych z uwagi na różnorodność możliwych rozwiązań i

urządzeń oraz zależność wysokości marży od strategii cenowych i kompetencji poszczególnych graczy rynkowych.

2.1.16. Powstanie nowych miejsc pracy

Sektor infrastruktury i usług ISD obecnie istnieje w niewielkim rozmiarze w polskiej gospodarce – zwiększenie popytu w zakresie rozwiązań ISD spowoduje powstanie zapotrzebowania na produkcję różnego typu urządzeń a w związku z tym na nowe miejsca pracy. Korzyść nie została poddana kwantyfikacji w analizach ekonomicznych z uwagi na trudność z określeniem docelowych miejsc produkcji urządzeń ISD.

2.1.17. Zwiększenie konkurencyjności na rynku

Dostęp do usług oferowanych w ramach ISD może być czynnikiem dającym możliwość różnicowania oferty poszczególnych graczy na rynku energetycznym. Zróżnicowanie oferty rynkowej spowoduje wzrost konkurencyjności – poszczególni gracze będą konkurować nie tylko ceną, ale również poziomem i zakresem świadczonych usług. Korzyść nie została poddana kwantyfikacji w analizach ekonomicznych.

2.1.18. Wsparcie rozwoju generacji rozsianej

Szerokie wdrożenie ISD będzie czynnikiem wspierającym rozwój generacji rozsianej w Polsce. Podłączenie przydomowych źródeł będzie tańsze i łatwiejsze w gospodarstwach domowych posiadających ISD ze względu na dostępność funkcjonalności pozwalającej integrować urządzenia i zarządzać wytwarzaniem energii w ramach ISD. Dodatkowo sieci domowe pozwolą na pełniejsze wykorzystanie potencjału generacji rozsianej w połączeniu z magazynami energii poprzez koordynację wytwarzania i konsumpcji w różnych okresach dnia i nocy. Należy podkreślić, że ISD może wspierać generację rozsianą, jednak kluczowymi czynnikami rozwoju dla wytwarzania przydomowego są regulacje prawne oraz system dofinansowania (np. taryfy feed-in).

2.2. Analiza kosztów

Koszty związane z wdrożeniem rozwiązań ISD w Polsce podzielono na trzy kategorie:

- Koszty przygotowania do wdrożenia,
- Koszty wdrożenia,
- Koszty operacyjne.

Rysunek 9 prezentuje listę pozycji kosztowych z podziałem wydatków na wymienione wyżej kategorie kosztów.

Rysunek 9. Podział kosztów wdrożenia rozwiązań ISD

Źródło: Opracowanie A.T. Kearney

Pozycje kosztowe zostały również przypisane do poszczególnych interesariuszy wdrożenia, co przedstawia Rysunek 10.

Rysunek 10. Koszty wdrożenia ISD w Polsce

		Wytwarzanie	OSP	OSD	Sprzedawca ee[1]	Aktywny odbiorca	Pozostali odbiorcy	Inni dostawcy[2]	Rodzaj kosztu
i.	Projekty pilotażowe			✓	✓			✓	
ii.	Koszt bramy domowej				✓	✓			
iii.	Koszt platformy internetowej				✓				
iv.	Koszt modułu komunikacyjnego				✓	✓			
v.	Koszt przełączników					✓			
vi	Dodatkowe systemy IT po stronie dostawcy usług ISD				✓				
vii	Instalacja urządzeń			✓	✓	✓			
viii	Biuro zarządzania projektem				✓				
ix	Edukacja klienta	✓	✓	✓	✓				
x	Koszt utrzymania systemów IT				✓				
xi	Obsługa klienta				✓				
xii	Koszt utraconej marży	✓			✓				
xiii	Koszt pobranej energii elektrycznej					✓			
xiv	Opłata za dane pomiarowe				✓				
xv	Koszt serwisowania urządzeń				✓				
xvi	Opłata abonamentowa za ISD					✓	✓		
xvii	Podział kosztów dystrybucji energii elektrycznej					✓	✓		
xviii	Wyświetlacz				✓	✓			
xix	Koszt utrzymania urządzeń oraz amortyzacja				✓	✓			
xx	Pozostałe urządzenia, które mogą być instalowane w ramach ISD					✓			
xxi	Koszt nietrafionych decyzji inwestycyjnych w źródła szczytowe	✓				✓	✓		

✓ - bezpośrednie oddziaływanie,
✓ - pośrednie lub podważalne oddziaływanie,
- pozycja skwantyfikowana i nieuwzględniona w analizie kosztów i korzyści,
- pozycja jakościowa nieuwzględniona w analizie kosztów i korzyści,

1. Na potrzeby modelu finansowego przyjęto, iż sprzedawca energii elektrycznej jest jednocześnie dostawcą usług ISD,
2. Dostawcy technologii, dostawcy innych mediów niż energia elektryczna.

Źródło: Opracowanie A.T. Kearney

Wszystkie pozycje kosztowe były analizowane dla okresu do 2030 roku.

2.2.1. Projekty pilotażowe

Przed przeprowadzeniem pełnego wdrożenia ISD przeprowadzane będą projekty pilotażowe. Główne grupy kosztów związane z projektami pilotażowymi:

- Opracowanie założeń oraz interpretacja wyników projektów pilotażowych,
- Koszty kapitałowe (urządzenia przekazywane uczestnikom),
- Koszty operacyjne (wsparcie klienta, biuro zarządzania projektem),
- Analiza badań / projektów pilotażowych przeprowadzonych przez inne podmioty.

Koszt przeprowadzenia projektu pilotażowego będzie przede wszystkim zależał od zakresu rozwiązań poddanych testom oraz liczby uczestników. Przykładowe kosztorysy projektów pilotażowych zostały zaprezentowane w Tabeli 2.

Tabela 2. Przykładowe kosztorysy projektów pilotażowych

	Pilotaż aplikacji internetowej[1]	Wybór interfejsu ISD[2]	Definicja zakresu zbieranych danych[3]
Liczba uczestników	30 000	400	1 200
Czas trwania	40 miesięcy	24 miesięcy	30 miesięcy
Koszt całkowity	1,6 - 2,53 mln USD	1 – 1,11 mln USD	2,95 – 3,08 mln USD

1. Projekt pilotażowy weryfikacji skuteczności aplikacji internetowej pozwalającej na porównanie zużycia energii elektrycznej z innymi gospodarstwami domowymi oraz przekazującej informację zwrotną o zużyciu.
2. Projekt pilotażowy mający na celu wybór interfejsu ISD. Zdefiniowano trzy grupy odbiorców wyposażonych w różne rozwiązania: prosty wyświetlacz, zaawansowany wyświetlacz, aplikacja na komputer.
3. Celem projektu pilotażowego było określenie jaki wpływ na ograniczenie konsumpcji energii elektrycznej przez odbiorców ma udostępnienie informacji o zużyciu na poziomie pojedynczych urządzeń.

Źródło: EPRI

2.2.2. Koszt bramy domowej

Brama domowa umożliwia komunikację pomiędzy inteligentnym licznikiem a urządzeniami ISD. Istnieją cztery podstawowe rodzaje bram domowych:

- Brama wbudowana w inteligentny licznik lub do niego podłączona,
- Brama poza licznikiem, komunikacja radiowa,
- Brama poza licznikiem, komunikacja szerokopasmowa,
- Brama poza licznikiem, wiele protokołów komunikacji.

W pierwszej opcji moduł komunikacyjny finansowany jest w ramach wdrożenia inteligentnych liczników. W drugiej i trzeciej opcji wymagane jest poniesienie dodatkowych kosztów zakupu i instalacji modułu komunikacyjnego.

2.2.3. Koszt platformy internetowej

Platforma internetowa pozwala konsumentom na dostęp do informacji o szczegółowych danych o konsumpcji energii elektrycznej przy użyciu dowolnego połączenia internetowego (telefon komórkowy, laptop, tablet). Platforma internetowa w wielu przypadkach jest wdrażana równolegle z rozwiązaniami ISD. Platforma internetowa może być alternatywą dla domowych wyświetlaczy ISD w zakresie przekazywania informacji.

2.2.4. Koszt modułu komunikacyjnego

Koszt zakupu modułu komunikacyjnego podłączonego do licznika AMI w celu przesyłania i odbierania sygnałów od urządzeń zlokalizowanych w ramach gospodarstwa domowego.

2.2.5. Koszt przełączników

Instalacja przełączników (inteligentnych wtyczek) pozwoli aktywnym odbiorcom na zdalne, automatyczne sterowanie wybraną grupą urządzeń zainstalowanych w gospodarstwach domowych nieposiadających funkcjonalności „Full Smart Grid". Na potrzeby modelu przyjęto, że w każdym gospodarstwie domowym objętym wdrożeniem instalowane są cztery przełączniki.

2.2.6. Dodatkowe systemy IT po stronie dostawcy usług ISD

Platforma IT umożliwiająca komunikację z urządzeniami uczestniczącymi w programach odpowiedzi popytu, pozwalająca także na wysyłanie sygnałów cenowych do konsumenta. Koszty ujęte w tej kategorii uwzględniają również rozwój dotychczasowych systemów IT oraz integrację systemów wymaganą dla wdrożenia ISD.

2.2.7. Instalacja urządzeń

Uwzględniono dwa możliwe sposoby instalacji urządzeń ISD:

- Indywidualnie przez klienta,
- Przez pracownika firmy dostarczającej usługi ISD.

Pierwsze, tańsze rozwiązanie, może być realizowane, gdy klient dokonuje zdalnej rejestracji urządzeń ISD. Drugie, droższe rozwiązanie, może być realizowane w przypadku, gdy pracownik dostawcy usług ISD niezależnie od instalacji dodatkowych urządzeń ISD odwiedza klienta w celu instalacji bramy domowej lub modułu komunikacji z ISD.

2.2.8. Biuro zarządzania projektem

Biuro zarządzania projektem jest odpowiedzialne za prawidłową realizację wdrożenia rozwiązań ISD. Działania zespołu polegają na nadzorze i koordynacji działań wdrożeniowych. Uwzględniono następujące koszty biura zarządzania projektem:

- Wynagrodzenia pracowników,
- Koszty administracyjne,
- Usługi zewnętrzne (prawne, doradcze).

2.2.9. Edukacja klienta

Wybrane elementy kosztowe kampanii edukacyjnej:

- Reklama w mediach (telewizja, radio, prasa),
- Dedykowana infolinia informacyjna,
- Dedykowana strona internetowa,
- Dostarczenie materiałów,
- Lokalne wydarzenia,
- Planowanie i zarządzanie kampanią,
- Koszt produkcji materiałów.

Proponowany jest program edukacyjny realizowany na czterech poziomach komunikacji oraz powiązanych z nimi działań, których struktura kosztowa szacowana jest następująco:

1. Kampania krajowa – 40 % (publikacje prasowe, konferencje prasowe, programy telewizyjne, ogólnopolskie reklamy telewizyjne i prasowe, billboardy),
2. Internet, marketing społecznościowy – 10 % (filmy internetowe, doradca on-line, możliwość sprawdzenia dat instalacji, newsletter, dedykowana strona internetowa, blog oraz profile na portalach społecznościowych),
3. Lokalne media, wydarzenia, samorządy – 35 % (sponsoring lokalnych wydarzeń, materiały informacyjne w lokalnych urzędach, spotkania z lokalnymi stowarzyszeniami i organizacjami, reklama na samochodach firmowych),
4. Bezpośredni kontakt – 15 % (warsztaty, konsultacje domowe, materiały informacyjne wysłane pocztą, rozmowa telefoniczna, uruchomienie dedykowanej linii telefonicznej, audyt efektywności energetycznej domu).

2.2.10. Koszt utrzymania systemów IT

Koszt utrzymania i rozwoju platformy IT służącej do dwustronnej komunikacji z aktywnymi odbiorcami.

2.2.11. Obsługa klienta

Obsługa klienta ISD zapewniana jest poprzez budowę nowych struktur biznesowych (back-office). W ramach obsługi klienta może powstać dedykowane centrum telefoniczne. Wybrane elementy obsługi klienta:

- Rejestracja urządzeń,
- Obsługa reklamacji,
- Bieżąca obsługa klientów ISD.

2.2.12. Koszt utraconej marży

Wdrożenie elementów technologii w zakresie ISD prowadzi między innymi do zmniejszenia konsumpcji energii elektrycznej. Zmniejszenie konsumpcji energii elektrycznej przekłada się na spadek przychodów ze sprzedaży energii. Spadek przychodów ze sprzedaży energii może być kompensowany wzrostem sprzedaży nowych produktów i usług.

2.2.13. Koszt pobranej energii elektrycznej

Koszt energii pobranej przez dodatkowe urządzania zapewniające funkcjonalność w ramach ISD (np. wtyczka inteligentna, wyświetlacz domowy, itp.).

2.2.14. Opłata za dane pomiarowe

W sytuacji, w której dostawca usług ISD będzie pobierał dane o zużyciu energii elektrycznej dla poszczególnych segmentów odbiorców od Operatora Informacji Pomiarowej, konieczne będzie wniesienie dodatkowej opłaty za udostępnienie danych.

2.2.15. Koszt serwisowania urządzeń

Koszt serwisu zainstalowanych ISD. Koszt ponoszony jest przez dostawcę usług ISD, który zobowiązany jest do wykonywania napraw usterek infrastruktury zgłoszonych przez klientów.

2.2.16. Opłata abonamentowa za ISD

Opłata wnoszona przez odbiorców na rzecz dostawcy usług ISD. Pozycja znajduje również odzwierciedlenie w korzyściach wdrożenia. Opłata abonamentowa nie wpływa na wynik finalny analizy kosztów i korzyści, ale pozwala na lepsze modelowanie podziału kosztów i korzyści pomiędzy interesariuszami rynku. Szerszy opis pozycji znajduje się w części raportu dotyczącej korzyści z wdrożenia ISD (rozdział 2.1.4)

2.2.17. Podział kosztów dystrybucji energii elektrycznej

Redukcja zużycia energii elektrycznej pozwoli odbiorcom aktywnym oraz częściowo aktywnym na zmniejszenie wysokości rachunku zarówno z powodu ograniczenia ponoszonego kosztu za energię bazową jak i dystrybucję energii elektrycznej. W związku z regulowana działalnością OSD w Polsce redukcja wolumenu energii dostarczonej przez OSD wpłynie na zwiększeniem taryfy w celu utrzymania poziomu regulowanego przychodu. Taryfa zostanie podwyższona jednakowo dla wszystkich odbiorców. Jednakże, ze względu na optymalizację majątku oraz rozpływów energii i mocy w sieci wypadkowy poziom przychodu regulowanego podlegający podziałowi na wszystkich odbiorców ulegnie obniżeniu.

2.2.18. Wyświetlacz

Wyświetlacze instalowane przez firmy energetyczne znacznie różnią się miedzy sobą ceną oraz zakresem posiadanych funkcji. Kluczowe funkcjonalności wpływające na cenę wyświetlaczy są następujące:

- Graficzna prezentacja danych,
- Zarządzanie danymi historycznymi,
- Ekran dotykowy,
- Wbudowana brama domowa (wielokierunkowy port komunikacyjny),
- Rozmiar i jakość ekranu.

Nie jest wykluczone, że w przyszłości rolę wyświetlaczy będą przejmować urządzenia działające już w gospodarstwach domowych, takie jak telewizory, urządzenia podłączane do

telewizorów (tzw. set-top-boxes), tablety, telefony komórkowe czy komputery wyposażone w odpowiednie oprogramowanie pozwalające na komunikację z bramą domową i pobieranie informacji o zużyciu energii w czasie rzeczywistym. Zastosowanie takiego rozwiązania ma niewątpliwe zalety w postaci redukcji kosztów ponoszonych przez odbiorców, a także zwiększenia liczby odbiorców, do których można dotrzeć z wizualizacją danych w czasie rzeczywistym – na dzień dzisiejszy wielu potencjalnie zainteresowanych wyświetlaczem odbiorców posiada przynajmniej jedno z wymienionych urządzeń (np. telefon komórkowy).

2.2.19. Koszt utrzymania urządzeń oraz amortyzacja

W ramach architektury ISD może funkcjonować wiele urządzeń, np. wyświetlacz, termostat, inteligentne urządzenia gospodarstwa domowego. Dla celów analizy kosztów i korzyści przyjęto, że średnia amortyzacja urządzeń objętych wdrożeniem będzie równa okresowi trwania inwestycji (15 lat). Należy podkreślić, że taki średni okres amortyzacji będzie możliwy jedynie przy zapewnieniu długiej żywotności ekonomicznej i funkcjonalnej urządzeń ISD (brama domowa, inteligentne przełączniki). W przypadku objęcia tych urządzeń systemem dofinansowania możliwe jest zapisanie regulacji wymuszających odpowiednią trwałość zarówno ze względu na zastosowane materiały, jak i realizowane funkcjonalności. Jednocześnie, warto zwrócić uwagę, że wartość rezydualna projektu wynosi zero – przepływy pieniężne występujące po zakończeniu okresu prognozy (2030 rok) nie zostały skwantyfikowane i dodane do wyniku.

2.2.20. Pozostałe urządzenia, które mogą być instalowane w ramach ISD

Aktywny odbiorca może zainstalować szereg dodatkowych urządzeń w ramach ISD, m.in.:

- Inteligentne urządzenia gospodarstwa domowego,
- Systemy monitoringu,
- Stację ładowania samochodów elektrycznych,
- Urządzenia generacji rozsianej i magazyny energii elektrycznej.

Koszt dodatkowych urządzeń ponosi aktywny odbiorca.

2.2.21. Koszt nietrafionych decyzji inwestycyjnych w źródła szczytowe

Możliwe jest pojawienie się kosztów związanych z nietrafionymi decyzjami inwestycyjnymi w źródła szczytowe. W sytuacji ograniczenia zużycia energii elektrycznej w okresach szczytowych koszty poniesione przez wytwórców na zbudowanie źródeł szczytowych nie zostaną zwrócone. Może to prowadzić do przerzucania tych kosztów na odbiorców (opłaty

przejściowe) oraz inwestorów. Należy zwrócić uwagę, że ryzyko wystąpienia takich sytuacji jest minimalizowane w przypadku przeprowadzenia przez inwestorów poprawnej oceny opłacalności inwestycji w nowe źródła szczytowe z uwzględnieniem spłaszczania profilu konsumpcji energii elektrycznej wynikającego np. z powodu szerokiego wdrożenia ISD. Pozycja nie została skwantyfikowana oraz nie została uwzględniona w modelu finansowym.

2.3. Podział kosztów i korzyści pomiędzy uczestników rynku

Na potrzeby modelu finansowego każda ze skwantyfikowanych korzyści oraz kosztów została podzielona pomiędzy podmioty związane z wdrożeniem. Podział został zaprezentowany na Rysunku 11.

Rysunek 11. Podział korzyści i kosztów pomiędzy interesariuszy

		Wytwarzanie	OSP	OSD	Sprzedawca ee[1]	Aktywny odbiorca	Pozostali odbiorcy	Inni dostawcy[2]	Rodzaj korzyści
i.	*Redukcja zużycia energii elektrycznej*				50%	50%			
ii.	*Przesunięcie części popytu na energię na okresy pozaszczytowe*				50%	50%			
iii.	*Optymalizacja nakładów inwestycyjnych na nowe moce wytwórcze*					100%[3]			
iv.	*Opłata abonamentowa za ISD*					100%[3]			
v.	*Korzyści ekologiczne*					100%[3]			
vi	*Zmniejszenie strat technicznych*					100%[3]			
vii	*Optymalizacja nakładów inwestycyjnych na nowe sieci dystrybucyjne i przesyłowe*					100%[3]			
viii	*Korzyści z uniknięcia rotacyjnego wyłączania dostaw energii elektrycznej*	10%				90%[3]			
ix	*Korzyści z uniknięcia black-outu*	10%				90%[3]			

		Wytwarzanie	OSP	OSD	Sprzedawca ee[1]	Aktywny odbiorca	Pozostali odbiorcy	Inni dostawcy[2]	Rodzaj kosztu
i.	*Projekty pilotażowe*				100%				
ii.	*Koszt bramy domowej*				70%	30%			
iii.	*Koszt platformy internetowej*				100%				
iv.	*Koszt modułu komunikacyjnego*				70%	30%			
v.	*Koszt przełączników*				70%	30%			
vi	*Dodatkowe systemy IT po stronie dostawcy usług ISD*				100%				
vii	*Instalacja urządzeń*				70%	30%			
viii	*Biuro zarządzania projektem*				100%				
ix	*Edukacja klienta*	25%	25%	25%	25%				
x	*Koszt utrzymania systemów IT*				100%				
xi	*Obsługa klienta*				100%				
xii	*Koszt utraconej marży*	50%			50%				
xiii	*Koszt pobranej energii elektrycznej*					100%			
xiv	*Opłata za dane pomiarowe*				100%				
xv	*Koszt serwisowania urządzeń*				100%				
xvi	*Opłata abonamentowa za ISD*					100%[3]			
xvii	*Podział kosztów dystrybucji energii elektrycznej*					100%[3]			

✓ - bezpośrednie oddziaływanie,
✓ - pośrednie lub podważalne oddziaływanie,
- pozycja skwantyfikowana i nieuwzględniona w analizie kosztów i korzyści,
- pozycja skwantyfikowana i uwzględniona w analizie kosztów i korzyści,

1. Na potrzeby modelu finansowego przyjęto, iż sprzedawca energii elektrycznej jest jednocześnie dostawcą usług ISD,
2. Dostawcy technologii, dostawcy innych mediów niż energia elektryczna,
3. Podział korzyści pomiędzy poszczególne grupy odbiorców jest proporcjonalny do ich udziału w liczbie gospodarstw domowych oraz liczbie przedsiębiorstw.

Źródło: Opracowanie A.T. Kearney

Należy podkreślić, że zaprezentowany podział jest propozycją, której realizacja jest zależna od wielu czynników. W szczególności formuła podziału kosztów i korzyści pomiędzy aktywnego odbiorcę a dostawcę usług ISD będzie zależeć od warunków umowy, które strony zawrą między sobą. Głównym czynnikiem warunkującym sposób podziału korzyści będą siły rynkowe.

W opracowaniu założono, ze duża część korzyści realizowana jest po stronie aktywnych odbiorców, z których wielu nie będzie mogło realizować inwestycji w ISD z uwagi na jej wysoki koszt dla gospodarstwa domowego. W tym celu zaproponowano model realizacji inwestycji, w którym początkowe wydatki realizowane są przez dostawcę usług ISD i są one finansowane z części (50%) korzyści w zakresie redukcji zużycia energii elektrycznej oraz przesunięcia części popytu na energię na okresy pozaszczytowe, osiąganych w dalszych etapach przez aktywnych konsumentów. Rozwiązanie takie określa się mianem formuły ESCO[5]. Przychód dostawcy ISD będą stanowiły także ewentualnie opłaty abonamentowe wspierające ISD – pobierane od wszystkich odbiorców.

[5] ESCO (Energy Service Company) - przedsiębiorstwo świadczące usługi energetyczne lub dostarczające innych środków poprawy efektywności energetycznej w zakładzie lub w pomieszczeniach użytkownika

2.4. Analiza kosztów i korzyści dla grupy małych i średnich przedsiębiorstw

Analiza kosztów i korzyści wdrożenia ISD w Polsce uwzględnia również potencjał małych i średnich przedsiębiorstw z uwzględnieniem tych przedsiębiorstw, gdzie rozwiązania ISD mogą być instalowane.

Zgodnie z analizą przeprowadzaną w raporcie rynkowym wdrożeniem ISD będą zainteresowanie głównie mniejsze podmioty z sektora MSP. Większe przedsiębiorstwa cechujące się wysokim zużyciem energii elektrycznej i kompleksowym procesem produkcyjnym potrzebują bardziej zaawansowanych systemów zarządzania energią. Do potencjalnych odbiorców korporacyjnych korzystających z ISD należy tym samym zaliczyć przede wszystkim mikroprzedsiębiorstwa zatrudniające do 9 osób oraz klientów z grup taryfowych C11 i C12.

Na potrzeby modelu przyjęto założenie, że zachowania tego typu przedsiębiorstw objętych wdrożeniem są bardzo zbliżone do zachowania gospodarstw domowych w zakresie realizacji celów wdrożenia. Osoby korzystające z ISD w swoim domu będą wdrażać podobne rozwiązania we własnych firmach. Potencjał redukcji zużycia dla wszystkich przedsiębiorstw objętych wdrożeniem został przyjęty na poziomie 6 % a możliwość ograniczenia zapotrzebowania na moc szczytową 9 %. Takie same wartości zostały przypisane do czwartego, najbardziej aktywnego segmentu gospodarstw domowych. Należy zwrócić uwagę, że motywacja odbiorców korporacyjnych do oszczędzania będzie prawdopodobnie większa niż w przypadku gospodarstw domowych ze względu na wyższe ceny energii oraz komercyjny charakter ich działań.

2.5. Definicja scenariuszy

Z uwagi na ograniczoną przewidywalność rozwoju ważnych czynników wpływających na opłacalność wdrożenia ISD w Polsce przygotowano trzy scenariusze rozwoju rynku. Opłacalność wdrożenia przeanalizowano dla wszystkich zdefiniowanych scenariuszy w celu zobrazowania pełnego potencjału oraz ryzyka związanego z wdrożeniem ISD. Dane określone dla poszczególnych scenariuszy są kluczowymi zmiennymi określającymi opłacalność wdrożenia oraz stanowią wkład do modelu finansowego. Czynniki opisujące scenariusze wraz z wartościami zostały przedstawione w Tabeli 3.

Tabela 3. Założenia dla scenariuszy wdrożenia

	Scenariusz 1	Scenariusz 2	Scenariusz 3
Rok wdrożenia technologii w zakresie HAN w Polsce[1]		2015	
Zakładana stopa odejścia konsumentów[2]		1%	
Akwizycja konsumentów po okresie dojścia do docelowego poziomu[3]		2%	
Potencjał redukcji zużycia energii elektrycznej		3%-6%[4]	
Potencjał redukcji zapotrzebowania na moc szczytową		4%-9%[4]	
Docelowy odsetek klientów korzystających z ISD	5%	10%	20%
Okres dojścia do oczekiwanego odsetka klientów objętych wdrożeniem	10 lat	8 lat	6 lat
Tempo spadku ceny technologii dla ISD	3%	5%	7%
Średnioroczny wzrost zużycia energii elektrycznej w skali kraju	1,9%	1,9%	2,5%

1. Przed rozpoczęciem wdrożenia przewidziane jest przeprowadzenie programów pilotażowych,
2. Odsetek konsumentów, którzy każdego roku rezygnują z korzystania z rozwiązań ISD,
3. Odsetek konsumentów, którzy każdego roku dodatkowo powiększają grupę odbiorców objętych wdrożeniem,
4. Wartość zróżnicowana dla poszczególnych grup odbiorców.

Źródło: Opracowanie A.T. Kearney

Przyjęto, że dla wszystkich scenariuszy wdrożenie zostanie rozpoczęte w 2015 roku. Również dla wszystkich scenariuszy przewidywany jest poziom odejścia konsumentów w wysokości 1 %. Oznacza to, że każdego roku 1 % odbiorców objętych wdrożeniem zrezygnuje w dalszego korzystania z ISD. Z drugiej strony, co roku, niezależnie od zasięgu wdrożenia, grupa aktywnych konsumentów będzie się powiększać o 2 %. W dalszej części raportu przedstawione są również propozycje działań do podjęcia w celu przyspieszenia wzrostu liczby aktywnych konsumentów.

Założenia o potencjale redukcji zużycia energii oraz poziomu ograniczenia zapotrzebowania na moc szczytową zostały oparte o analizę opisaną w raporcie rynkowo-społecznym (wyniki wskazywały odpowiednio na wartości 5 % oraz 9 %). Następnie wprowadzono rozróżnienie potencjału w zależności od rodzaju odbiorcy, co zostało przedstawione w Tabeli 4.

Tabela 4. Segmenty użytkowników ISD

	Segment 1	Segment 2	Segment 3	Segment 4	MSP[1]
Średnie roczne zużycie (MWh)	1,6	1,9	2,2	2,6	6,0
Potencjał redukcji zużycia energii elektrycznej	3,0%	4,0%	5,0%	6,0%	6,0%
Potencjał redukcji zapotrzebowania na moc szczytową	4,0%	5,5%	7,0%	9,0%	9%

1. Małe i średnie przedsiębiorstwa objęte wdrożeniem (zgodnie z opisem)

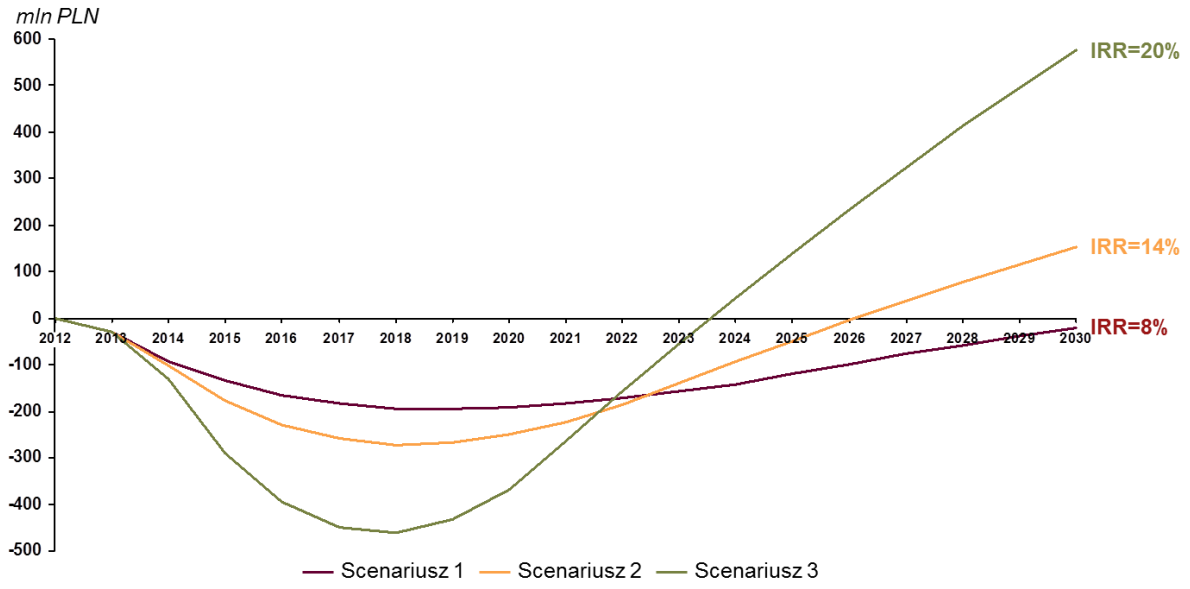
Źródło: Opracowanie A.T. Kearney

Dalsze zmienne – zasięg wdrożenia, tempo dojścia, spadek cen, wzrost zużycia energii – różnią się w zależności od scenariusza. Scenariusz pierwszy jest skonstruowany według założeń wpływających negatywnie na opłacalność wdrożenia ISD. Scenariusz trzeci zawiera optymistyczne zmienne wyrażone szybkim wzrostem grupy aktywnych odbiorców, wysoką dynamiką spadku cen rozwiązań technologicznych oraz znacznym wzrostem średniego zużycia energii elektrycznej w Polsce. Wariant drugi, określany jako bazowy, powstał w oparciu o lekko konserwatywne założenia, których realizacja jest najbardziej prawdopodobna.

2.6. Wyniki analizy kosztów i korzyści

Ogólne wyniki analizy kosztów i korzyści dla trzech scenariuszy zostały zaprezentowane na Wykresie 1. Analiza została przeprowadzona dla horyzontu czasowego do roku 2030.

Wykres 1. Skumulowane NPV dla trzech scenariuszy wdrożenia ISD

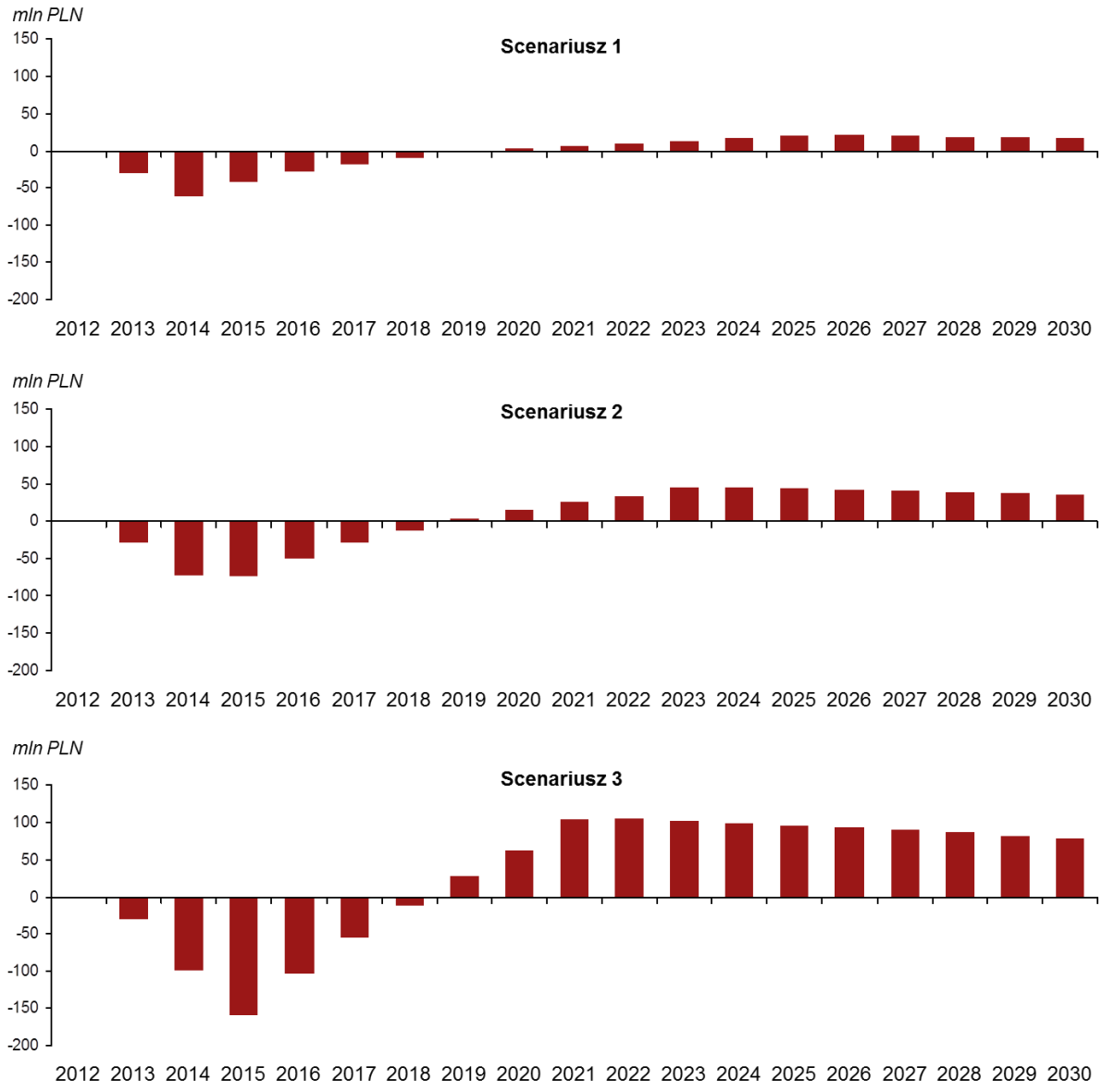


Źródło: Opracowanie A.T. Kearney

Wartość zaktualizowana netto (NPV) dla scenariusza pierwszego wyniosła w przybliżeniu minus 20 milionów złotych przy wewnętrznej stopie zwrotu równej 8 %. Oznacza to, że gdyby założenia ze scenariusza 1 się wypełniły to inwestycje w ISD byłyby bardzo ryzykowne. Wyniki dla scenariusza bazowego wynoszą odpowiednio 152 miliony złotych oraz 14 %. Tym samym analiza ekonomiczna wdrożenia ISD przy założeniach dla scenariusza bazowego wskazuje na atrakcyjność inwestycji. Najbardziej pozytywny scenariusz trzeci wskazuje na możliwość wygenerowania wartości NPV na poziomie 576 milionów złotych przy wewnętrznej stopie zwrotu równej 20 %. Przeprowadzenie wdrożenia w ramach scenariusza 3 przyniosłoby znaczne korzyści finansowe.

Dodatnie przepływy pieniężne pojawiają się we wszystkich scenariuszach w podobnym momencie (około 2020 roku), jednak wysokość przepływów w poszczególnych latach znacznie się różni pomiędzy scenariuszami. Przy scenariuszu pesymistycznym zarówno przepływy ujemne w początkowym okresie, jak i dodatnie w późniejszym są względnie niewielkie. W scenariuszach drugim oraz trzecim przepływy są znacznie większe w porównaniu do scenariusza 1 i w rezultacie końcowym pozwalają na uzyskanie dodatniego NPV.

Wykres 2. Zdyskontowane przepływy pieniężne dla trzech scenariuszy wdrożenia ISD



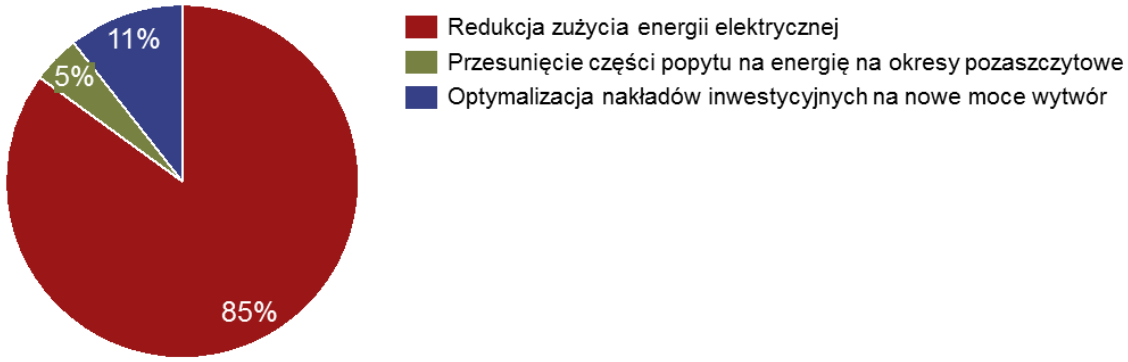
Źródło: Opracowanie A.T. Kearney

Zgodnie z założeniami opisanymi w definicji scenariuszy wariant drugi jest przyjmowany w dalszych analizach jako najbardziej prawdopodobny i wzorcowy.

2.7. Dekompozycja kosztów i korzyści wdrożenia

Dekompozycja korzyści ze względu na źródło ich uzyskania została przedstawiona na Wykresie 3. W każdym ze scenariuszy rozkład korzyści kształtował się w bardzo zbliżony sposób.

Wykres 3. Dekompozycja korzyści[1]

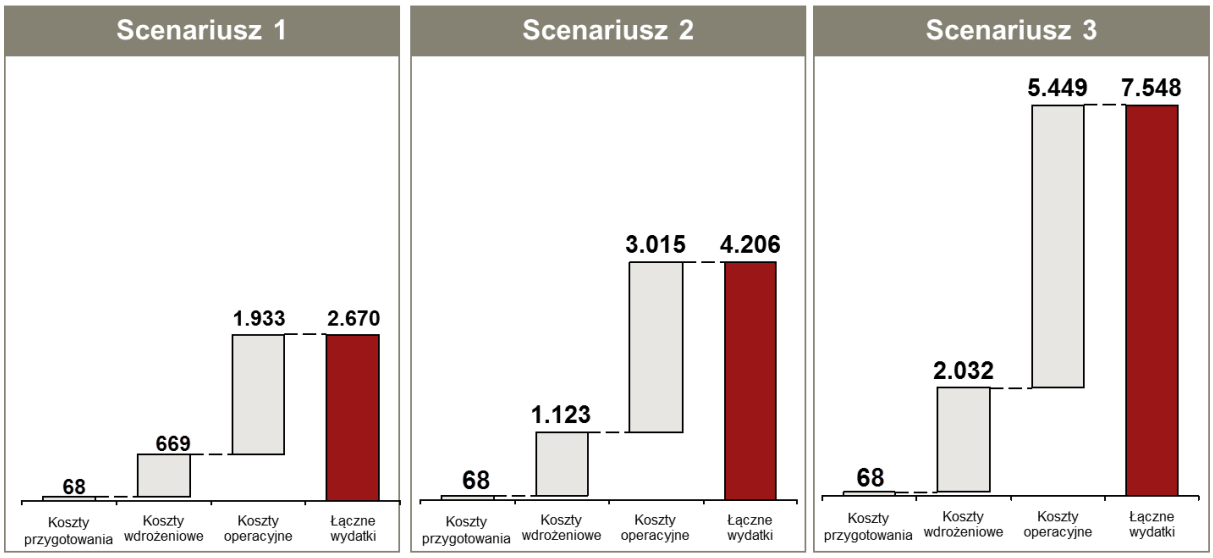


1. Według cen bieżących
Źródło: Opracowanie A.T. Kearney

Zdecydowanie najważniejszą korzyścią wdrożenia jest redukcja zużycia energii elektrycznej, której udział wynosi 85 %. Drugą istotną pozycją jest optymalizacja nakładów inwestycyjnych na nowe moce (11 %). Przesunięcie części popytu na energię na okresy pozaszczytowe przynosi 5 % korzyści.

Dekompozycja kosztów ze względu na ich rodzaj została przedstawiona na Rysunku 12.

Rysunek 12. Dekompozycja kosztów wdrożenia dla trzech scenariuszy[1]



1. Według cen bieżących
Źródło: Opracowanie A.T. Kearney

Dla wszystkich scenariuszy koszty przygotowania mają taką samą wartość. Wynika to z przyjętego założenia, że niezależnie do zasięgu wdrożenia i innych parametrów opisujących scenariusz konieczne jest poniesienie stałego nakładu na przeprowadzenie projektów pilotażowych. Udział kosztów przygotowania w kosztach całkowitych wynosi około 2 % dla wszystkich scenariuszy. Podobnie udział pozostałych pozycji jest względnie stały niezależnie od przyjętego wariantu i wynosi około 72 % dla kosztów operacyjnych i 26 % dla wdrożeniowych.

2.8. Analiza dodatkowych korzyści nieuwzględnionych w scenariuszach

Część ze zidentyfikowanych korzyści została skwantyfikowana, ale nieuwzględniona w zaprezentowanych scenariuszach. Wynika to przede wszystkim z dużej niepewności szacowania ich potencjalnego wpływu na poszczególnych interesariuszy.

Tabela 5 przedstawia dodatkowe korzyści oraz ich wpływ na wyniki modelu finansowego w przypadku realizacji scenariusza bazowego (drugiego).

Tabela 5. Wpływ dodatkowych korzyści na wyniki modelu finansowego

Korzyść	Wpływ na NPV (mln pln)
Uniknięcie blackout'u w 2016 roku	710
Uniknięcie rotacyjnego wyłączania dostaw w latach 2017-2020	300
Optymalizacja nakładów na sieci dystrybucyjne i przesyłowe	74
Uniknięcie kosztów zewnętrznych emisji zanieczyszczeń	447
Uniknięcie strat technicznych przesyłu i dystrybucji	46

Źródło: Opracowanie A.T. Kearney

Dane przedstawione w powyższej tabeli wskazują wzrost skumulowanej wartości bieżącej netto (NPV) inwestycji dla 2030 roku w przypadku włączenia danej korzyści do kalkulacji. Wyniki wskazują na potencjalny bardzo duży wpływ na opłacalność projektu przy uwzględnieniu tych korzyści. Sumaryczna wartość wynosi prawie 1,6 miliarda złotych. Największa wartość została wyliczona dla uniknięcia blackout'u w 2016 roku. W przypadku wystąpienia braku dostaw energii elektrycznej dla 20 % odbiorców przez kilka godzin koszt dla gospodarki byłby gigantyczny, co znajduje odzwierciedlenie w kalkulacjach. Należy zwrócić uwagę, że uniknięcie tak rozległej awarii może być możliwe dzięki zastosowaniu AMI i rotacyjnego, krótkiego wyłączania poszczególnych grup odbiorców. Pozwoli to na znaczną redukcję kosztów ze względu na krótszy czas trwania oraz wyłączanie, wybranych

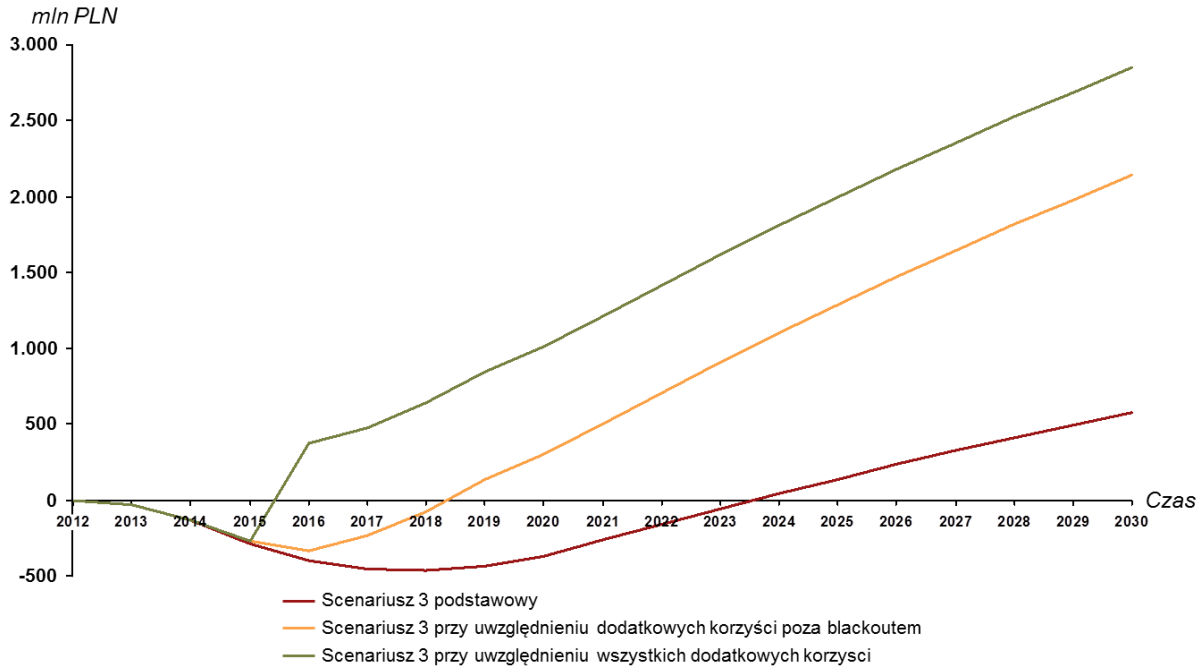
odbiorców. Na potrzeby wyceny przyjęto uniknięcie wystąpienia jednego blackout'u w 2016 oraz serii rotacyjnych wyłączeń w latach 2017-2020.

Istotną pozycję stanowi również uniknięcie kosztów zewnętrznych emisji zanieczyszczeń. Oszacowanie wartości korzyści w oparciu o straty ponoszone przez całe społeczeństwo (np. wpływ emisji CO_2 na zachorowania) pozwala na znaczne zwiększenie NPV projektu.

Uniknięcie strat technicznych wynika ze zmniejszenia zużycia energii elektrycznej. Ograniczenie konsumpcji pozwala na redukcję ilości przesyłanej energii, co w konsekwencji prowadzi do zmniejszenia strat. Optymalizacja nakładów inwestycyjnych na sieci dystrybucyjne i przesyłowe związana jest z ograniczeniem zapotrzebowania na moc szczytową i wynikającym z tego zmniejszeniem zapotrzebowania na inwestycje w infrastrukturę przesyłową i dystrybucyjną.

Dodatkowo na Wykresie 4 zostały przedstawione wyniki analizy NPV dla scenariusza trzeciego przy uwzględnieniu wszystkich dodatkowych korzyści. Skumulowane zdyskontowane przepływy wynoszą blisko trzy miliardy złotych. Dla porównania scenariusz trzeci podstawowy pozwala na osiągnięcie rezultatów finansowych w wysokości blisko 580 milionów.

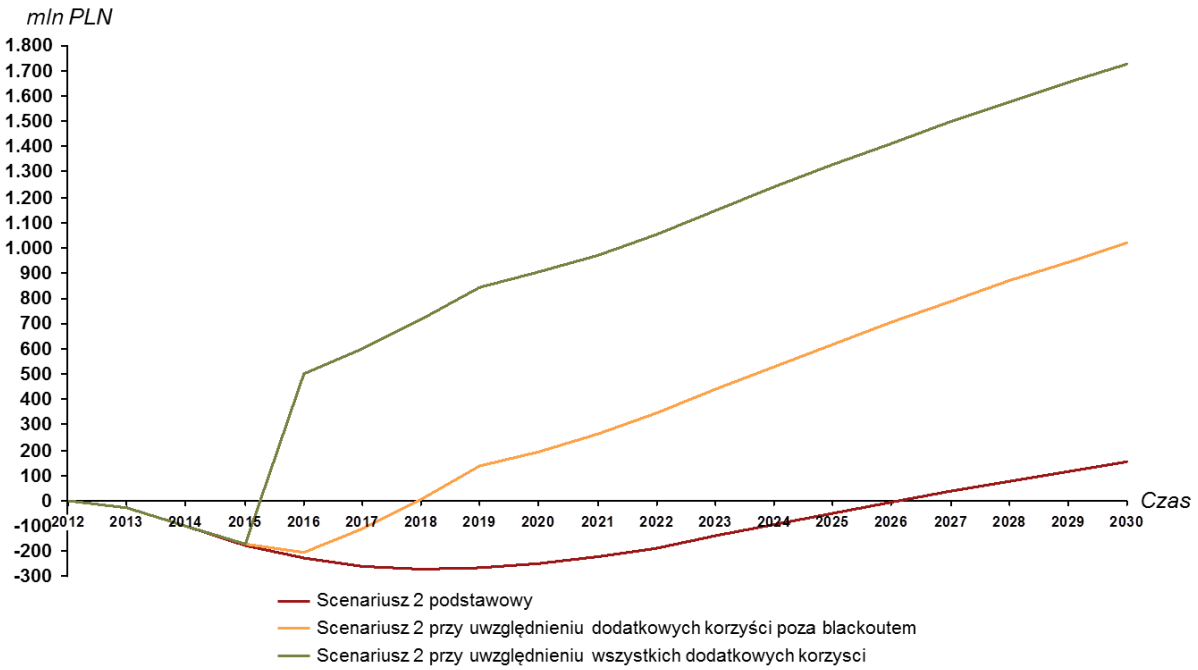
Wykres 4. NPV dla scenariusza trzeciego przy uwzględnieniu dodatkowych korzyści



Źródło: Opracowanie A.T. Kearney

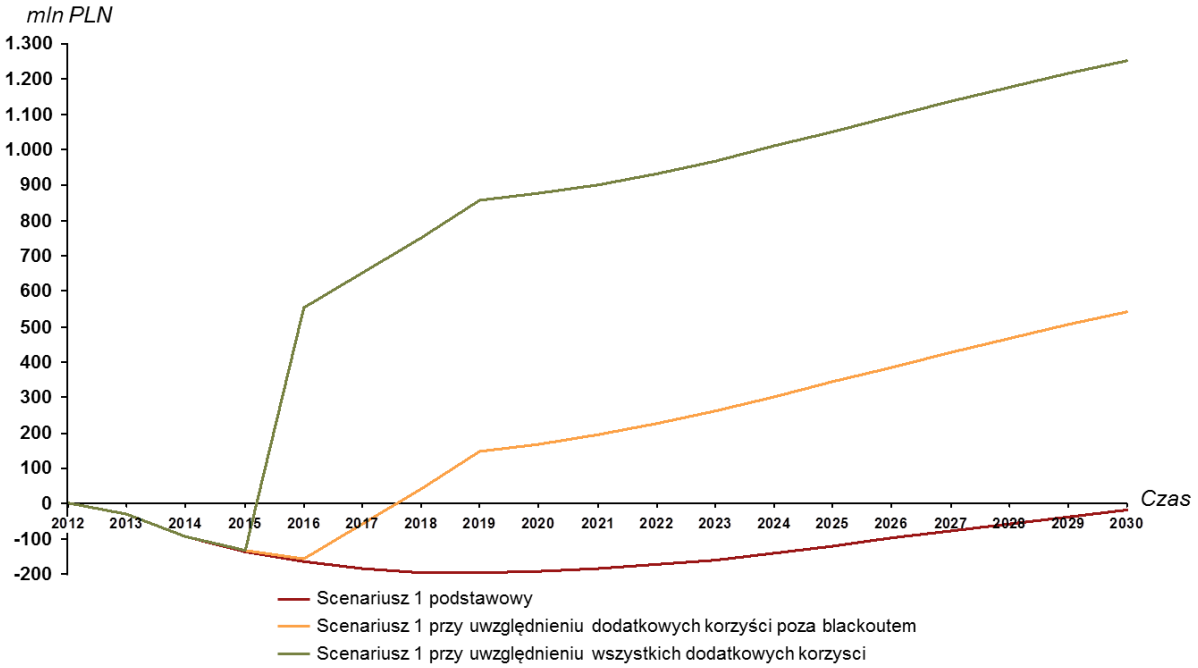
Wykresy 5 i 6 przedstawiają odpowiednio NPV dla scenariusza drugiego i pierwszego z uwzględnieniem dodatkowych korzyści.

Wykres 5. NPV dla scenariusza drugiego przy uwzględnieniu dodatkowych korzyści



Źródło: Opracowanie A.T. Kearney

Wykres 6. NPV dla scenariusza pierwszego przy uwzględnieniu dodatkowych korzyści



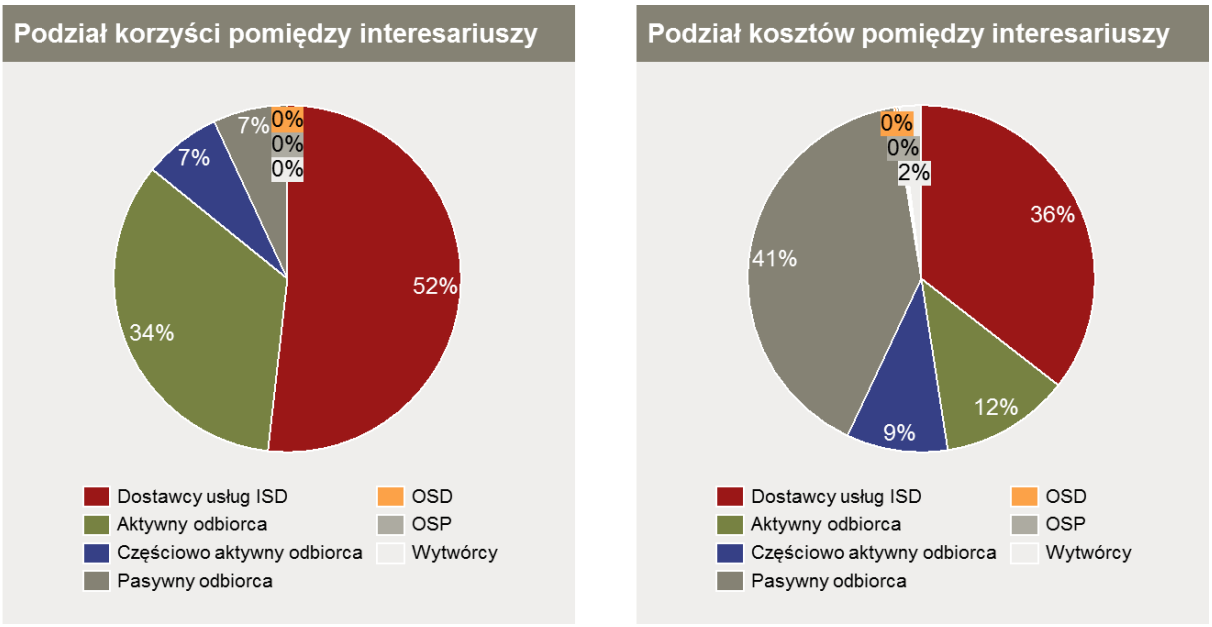
Źródło: Opracowanie A.T. Kearney

Należy podkreślić, że przedstawione dodatkowe korzyści osiągają znaczne wartości, ale z drugiej strony istnieje duża niepewność ich wystąpienia i realizacji prognozowanych efektów.

2.9. Wyniki analizy kosztów i korzyści dla interesariuszy rynku

Wszystkie koszty i korzyści wdrożenia zostały przypisanie poszczególnych interesariuszom rynku. Udział interesariuszy w kosztach i korzyściach przedstawia Rysunek 13 (dane dla scenariusza bazowego).

Rysunek 13. Struktura kosztów i korzyści wdrożenia w podziale na głównych interesariuszy

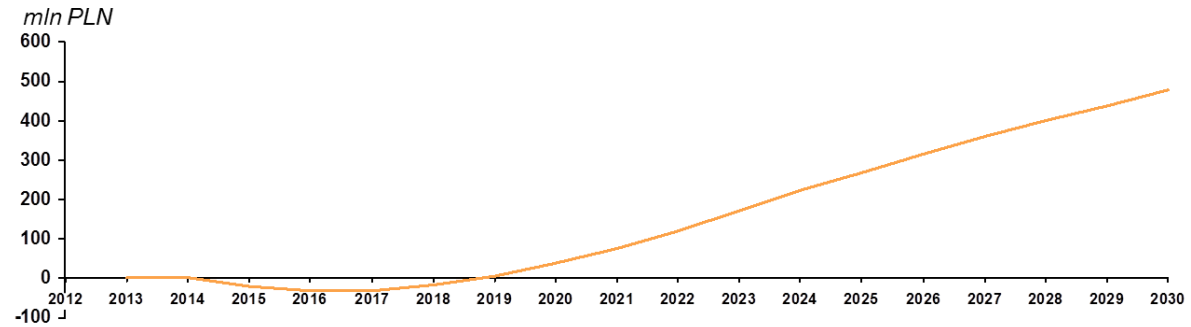


Źródło: Opracowanie A.T. Kearney

Koszty i korzyści są dla większości interesariuszy rozłożone równomiernie. Głównymi beneficjentami netto wdrożenia są aktywni odbiorcy (34 % korzyści, 12 % kosztów) oraz dostawca usług ISD (odpowiednio 52 % i 36 %). Częściowo aktywni odbiorcy partycypują we wdrożeniu w ograniczonym zakresie.

Analiza NPV dla poszczególnych interesariuszy została przeprowadzona w oparciu o założenia dla scenariusza drugiego (bazowego). Wdrożenie jest atrakcyjne dla obiorców aktywnych. Po rozpoczęciu wdrożenia w 2015 roku po czterech latach skumulowane korzyści przewyższają koszty. W roku 2030 wartość NPV wynosi prawie pół miliarda złotych (Wykres 7).

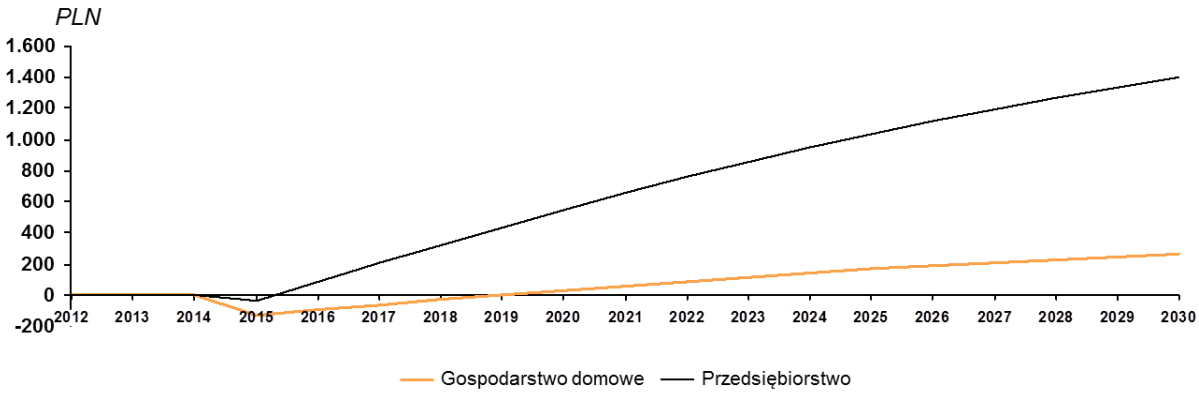
Wykres 7. NPV dla aktywnych odbiorców



Źródło: Opracowanie A.T. Kearney

Wykres 8 przedstawia skumulowane NPV dla pojedynczego gospodarstwa domowego oraz przedsiębiorstwa, które zakupią ISD w 2015 roku.

Wykres 8. NPV dla jednego gospodarstwa domowego oraz przedsiębiorstwa



Źródło: Opracowanie A.T. Kearney

Pojedynczy aktywny odbiorca musi zainwestować 169 złotych w 2015 roku, aby zainstalować ISD. Wydatek zwraca się w 2019 roku. Zakładając, że sieć będzie poprawnie działać do 2030 roku skumulowane korzyści wyniosą 267 złotych dla gospodarstwa domowego oraz 1402 złotych dla przedsiębiorstwa. Okres zwrotu wynosi odpowiednio pięć lat i jeden rok. Należy zwrócić uwagę, że ISD oferuje użytkownikom również dodatkowe, niekwantyfikowalne korzyści:

- Zwiększony komfort życia dzięki możliwości zdalnego i centralnego zarządzania mieszkaniem/urządzeniami ISD,
- Pozytywny wpływ na środowisko poprzez zmniejszenie emisji zanieczyszczeń,
- Uczestnictwo w działaniach na rzecz zwiększania jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej.

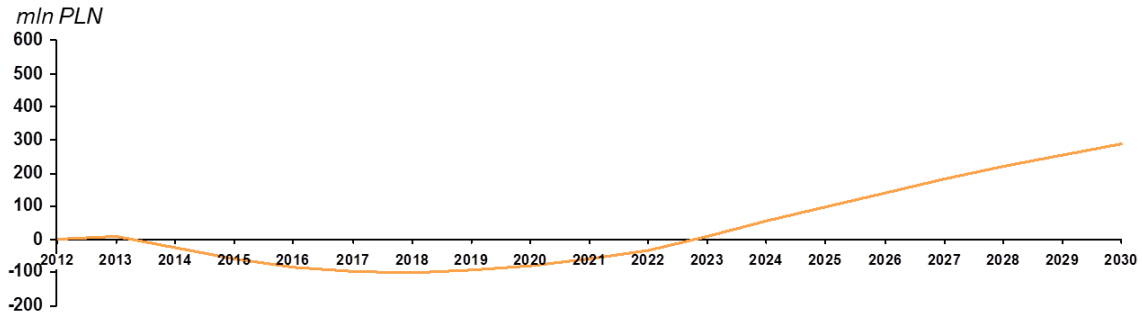
Korzyści te mają szczególne znaczenie w kontekście gospodarstw domowych, które w przeciwieństwie do podmiotów rynkowych często kierują się aspektami emocjonalnymi. W celu ekspozycji tych korzyści konieczne jest ich uwzględnienie w kampanii edukacyjnej.

Prognozowane przepływy pieniężne kształtują się szczególnie korzystnie dla przedsiębiorstwa. Wynika to przede wszystkim z względnie niskiego kosztu inwestycji

(takiego samego jak dla gospodarstw domowych) przy jednocześnie znacznie większym potencjale korzyści wynikającym z większego zużycia energii elektrycznej. Przedstawiony wykres może oznaczać, że przedsiębiorstwa będą skłonne inwestować w ISD.

Skumulowane NPV dla dostawcy usług ISD jest równe 300 milionów złotych dla roku 2030. Okres zwrotu z inwestycji wynosi dwanaście lat (2013-2025). Wyniki wskazują na opłacalność zaangażowania się dostawcy usług ISD we wdrożenia (Wykres 9).

Wykres 9. NPV dla dostawcy usług ISD

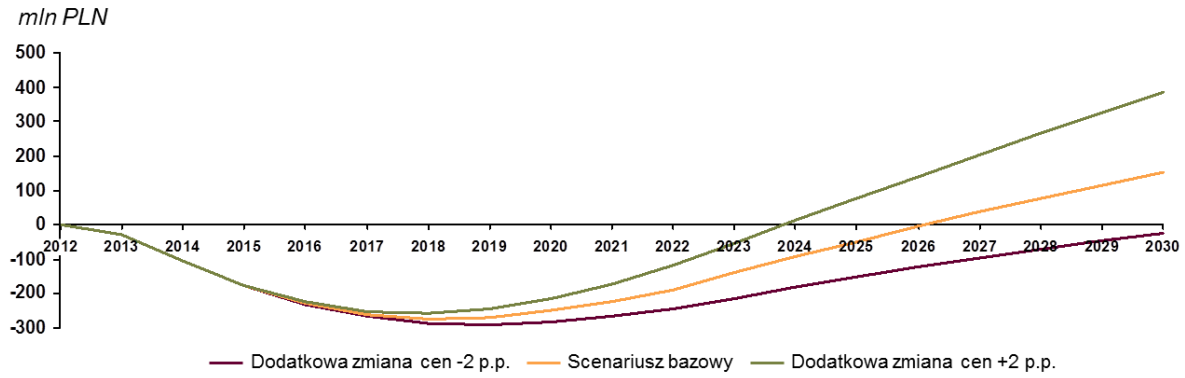


Źródło: Opracowanie A.T. Kearney

2.10. Analiza wrażliwości

Celem analizy wrażliwości było wskazanie czynników, które mają największy wpływ na wynik wdrożenia. Badanie zostało przeprowadzone dla założeń ze scenariusza bazowego. W pierwszej kolejności określono wpływ zmian cen energii na NPV.

Wykres 10. Analiza wrażliwości dla ceny energii elektrycznej



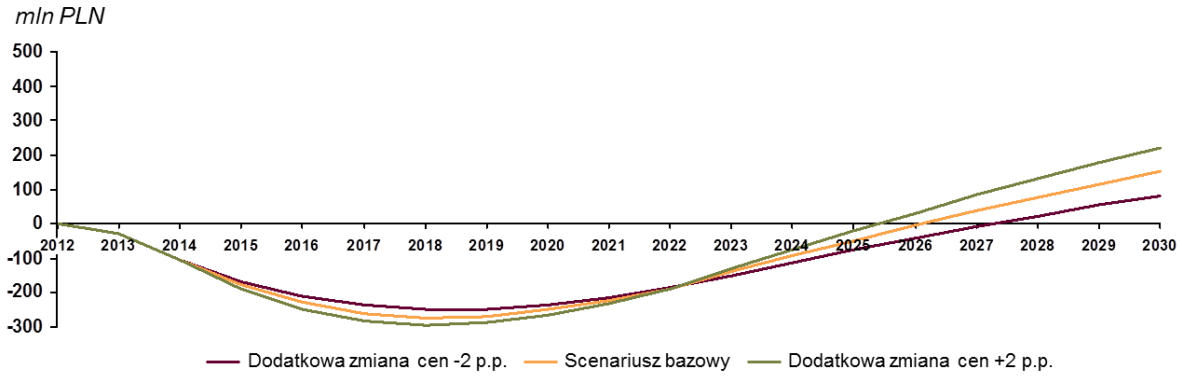
Źródło: Opracowanie A.T. Kearney

Dane przedstawione na Wykresie 10 wskazują na duży wpływ zmian ceny energii elektrycznej na wynik wdrożenia. Dla scenariusza bazowego przyjęto prognozę przeprowadzoną przez ARE dla Ministerstwa Gospodarki (po wprowadzeniu nieznacznych modyfikacji). Przy założeniu, że koszt energii elektrycznej będzie rosnąć co roku o dwa punkty procentowe więcej niż to zakłada prognoza bazowa, NPV zwiększa się do poziomu

384 milionów złotych. Przy spadku o dwa punkty procentowe rocznie projekt osiąga negatywne NPV (-27 milionów złotych). Kształtowanie się cen energii elektrycznej jest krytycznym czynnikiem warunkującym opłacalność projektu.

Wpływ zasięgu wdrożenia przedstawiony na Wykresie 11 również jest wyraźny. Wykres 9 dodatkowo ilustruje wartość NPV w 2030 roku w zależności od udziału użytkowników objętych wdrożeniem. Prezentowana zależność jest liniowa. Wdrożenie jest opłacalne przy zasięgu nie mniejszym niż 5,7 %. Przy realizacji projektu kluczowym celem będzie dążenie do instalacji ISD u jak największej liczby odbiorców energii elektrycznej. W przypadku pojawienia się nowej technologii w co piątym gospodarstwie domowym lub mikroprzedsiębiorstwie oczekiwane korzyści przyjmują wartość niespełna pół miliarda złotych.

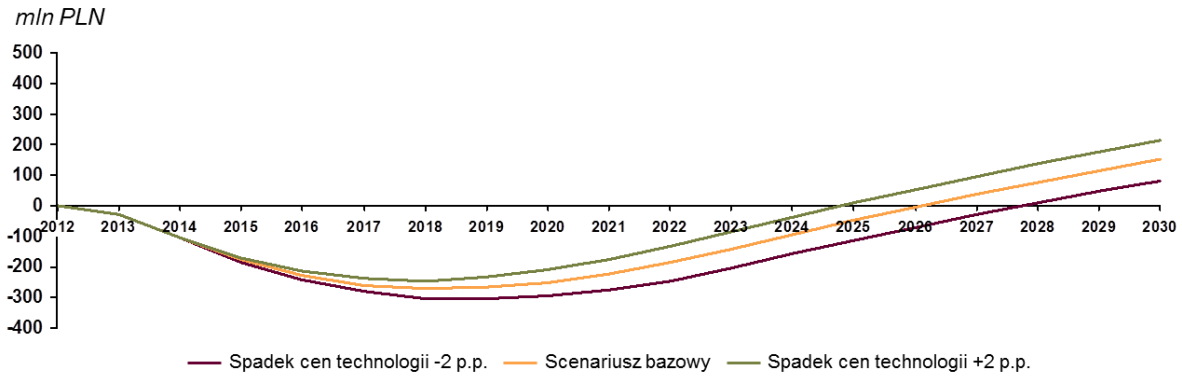
Wykres 11. Analiza wrażliwości dla zasięgu wdrożenia



Źródło: Opracowanie A.T. Kearney

Następnym czynnikiem, który w znaczny sposób będzie warunkował atrakcyjność ekonomiczną wdrożenia, jest kształtowanie się cen technologii. Zmiana spadku cen technologii o jeden punkt procentowy przekłada się na zmianę NPV dla 2030 roku o około 65 milionów złotych.

Wykres 12. Analiza wrażliwości dla cen technologii



Źródło: Opracowanie A.T. Kearney

W Tabeli 6 przedstawiono koszt ISD w zależności od prognozowanego spadku cen technologii oraz roku wdrożenia.

Tabela 6. Ceny podstawowej ISD

Cena podstawowej sieci ISD	2013	2030
Roczny spadek cen o 3%	590	351
Roczny spadek cen o 5%	570	238
Roczny spadek cen o 7%	551	160

Źródło: Opracowanie A.T. Kearney

W 2013 roku spadek cen technologii nie wpływa w sposób znaczący na koszt ISD, natomiast w 2030 dostrzegalne są wyraźne różnice. W scenariuszu bazowym koszt kształtuje się na poziomie 238 zł, podczas gdy w wariancie optymistycznym cena spada do 160 zł. Należy podkreślić, że wysokość nakładów na ISD będzie wpływała nie tylko na część kosztową analizy finansowej, ale będzie również kluczowym czynnikiem warunkującym liczbę odbiorców. Wraz z obniżaniem kosztu urządzeń można spodziewać się coraz szerszego wykorzystania niezależnie od poziomu wsparcia zapewnionego przez system dofinansowania.

3. Identyfikacja możliwych źródeł finansowania kosztów związanych z wdrożeniem ISD

Zidentyfikowano trzy grupy źródeł finansowania wdrożenia ISD:

- Bezpośrednie programy finansowania,
- Dodatkowe usługi świadczone w ramach ISD,
- Regulacyjne systemy wsparcia.

Bezpośrednie programy finansowania opierają się na dopłacie do budżetu projektu pilotażu lub wdrożenia najczęściej ze środków publicznych/rządowych. Drugą grupą finansowania może być podział kosztów wdrożenia pomiędzy podmioty z rynku elektroenergetycznego, a firmy z innych obszarów (np. energetyka gazowa, ochrona mienia, monitoring zdrowia), zainteresowane komercyjnym wykorzystaniem ISD. Trzecim źródłem finansowania są regulacyjne systemy wsparcia, które nakładają obowiązek lub zachęcają interesariuszy do inwestowania w efektywność energetyczną, w tym w rozwiązania w zakresie ISD. Następne podrozdziały zawierają analizę każdego ze zidentyfikowanych źródeł dodatkowego finansowania wdrożenia.

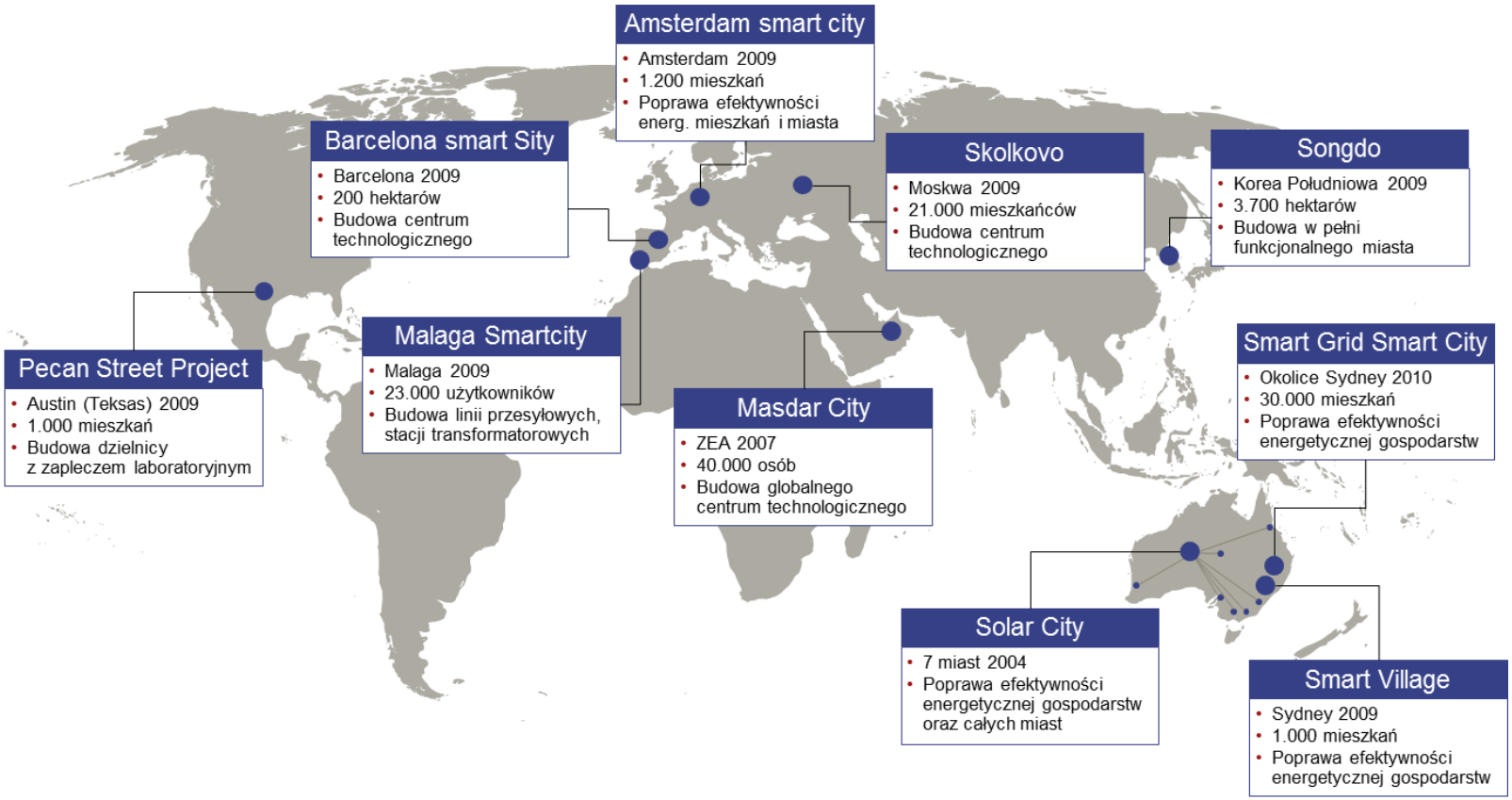
3.1. Bezpośrednie programy finansowania

Zidentyfikowaliśmy pięć przykładowych sposobów wykorzystania bezpośrednich programów finansowania:

- Budowa inteligentnych miast,
- Systemy wsparcia budowy inteligentnych budynków,
- Rozwój rządowych programów finansowania,
- Wykorzystanie dotacji z Unii Europejskiej,
- Kontrakty realizacji zakładanych korzyści.

Pierwszym zidentyfikowanym zastosowaniem jest budowa inteligentnych miast. Głównym celem tej metody jest stworzenie przestrzeni, na której podmioty mogą rozwijać inteligentne technologie energetyczne oraz przeprowadzać projekty pilotażowe. Możliwa jest budowa inteligentnego miasta, jako całkowicie nowej aglomeracji (np. Masdar City w Zjednoczonych Emiratach Arabskich, Songdo w Korei Południowej) lub wydzielenie specjalnej dzielnicy w ramach istniejącego miasta (np. Barcelona Smart City, Amsterdam Smart City). W inteligentnych miastach tworzone są dzielnice mieszkaniowe oraz centra biznesowe. Zakres rozwijanych technologii jest bardzo szeroki i może zawierać technologie w zakresie samochodów i autobusów elektrycznych, ISD, generacji rozsianej, inteligentnego opomiarowania. Budowa inteligentnego miasta pozwala dodatkowo na promocję państwa/miasta oraz rozwój centrum kompetencyjnego. Najczęściej na obszarach inteligentnych miast oferowane są programy i bodźce finansowe zachęcające firmy do inwestycji. Rysunek 14 przedstawia wybrane projekty w zakresie budowy inteligentnych miast.

Rysunek 14. Mapa wybranych inteligentnych miast



Źródło: Strony internetowe inteligentnych miast

Drugim rodzajem programów bezpośredniego wsparcia są systemy wsparcia budowy inteligentnych budynków. Terminem inteligentne budynki określa się budynki, dla których wdrażane są rozwiązania efektywne kosztowo, w celu ograniczenia zapotrzebowania na ogrzewanie, chłodzenie, energię elektryczną. Dodatkowo dla inteligntnych budynków wprowadzane są technologie maksymalizujące wykorzystanie lokalnych, odnawialnych źródeł energii w celu pokrycia własnego zapotrzebowania na energię[6]. Unia Europejska przykłada dużą wagę do koncepcji inteligentnych, energetycznie oszczędnych budynków. Wybrane projekty Unii Europejskiej, wspierające tę koncepcję, zostały przedstawione poniżej.

Unia Europejska w ramach pakietu energetycznego prowadzi kampanię na rzecz inteligentnych energetycznie budynków (European Campaign for Smart Energy Buildings). Program zakłada działania w następujących płaszczyznach:

- Finansowanie projektów (poprzez bezpośrednie granty, ulgi podatkowe, kredyty preferencyjne),
- Merytoryczne wsparcie przy tworzeniu regulacji prawnych,
- Wprowadzenie regulacji zachęcających do inwestycji w inteligentne energetycznie budynki,
- Szkolenia podnoszące kwalifikacje specjalistów,
- Podnoszenie świadomości społecznej w obszarze efektywności energetycznej oraz odnawialnych źródeł energii w budynkach.

W ramach kampanii stworzona została platforma wymiany doświadczeń w zakresie projektowania, budowli i korzystania z budynków inteligentnych energetycznie (http://www.takeyourenergyback.eu). Na portalu zamieszczane są przykłady wdrożeń z całej Europy.

Unia Europejska wspiera budowę inteligentnych budynków również przez szereg innych inicjatyw. Najważniejsze z nich zostały opisane poniżej:

- **Intelligent Use of Buildings´ Energy Information** (http://www.intube.eu/) – projekt mający na celu rozwój narzędzi służących do pomiaru i analizy profili energetycznych budynków, systemu zarządzania inteligentnym budynkiem, mechanizmu przepływu energii pomiędzy inteligentnymi budynkami oraz modeli biznesowych ich wdrożenia,
- **SEEMPubS** (http://seempubs.polito.it) – projekt mający na celu optymalizację zużycia energii w historycznych budynkach użyteczności publicznej, których modernizacja jest niemożliwa. Projekt zakłada redukcję konsumpcji energii bez utraty komfortu użytkowania poprzez implementację systemu monitorowania czasu rzeczywistego oraz źródeł dostępnych zasobów (min. światła słonecznego, energii słonecznej) i zarządzanie ich wykorzystaniem,
- **FIEMSER** (http://www.fiemser.eu) – projekt mający na celu stworzenie systemu zarządzania energią w budynkach mieszkalnych poprzez minimalizację zużycia energii z wykorzystaniem rozsianych źródeł energii, magazynów energii pochodzącej z zewnętrznych źródeł oraz interakcję z użytkownikiem.

[6] Definicja przyjęta przez EREC (European Renewable Energy Council)

Oprócz Unii Europejskiej różne modele finansowania są proponowane przez firmy dostarczające urządzenia infrastruktury inteligentnego domu, które stosują model polegający na kredytowaniu inwestycji, przy jednoczesnym gwarantowaniu inwestorowi pozytywnego bilansu oszczędności i kosztów spłaty inwestycji od momentu rozpoczęcia działania systemu do skończenia spłaty. Dodatkowe oszczędności można osiągnąć również w przypadku wzrostu kosztów energii ponad prognozy.

Następnym bezpośrednim źródłem finansowania są programy rządowe. Model ten jest powszechnie stosowany na całym świecie. Wybrane programy bezpośredniego wsparcia zostały poddane analizie i opisane w Tabeli 7.

Przenalizowane programy bezpośredniego wsparcia wskazują na dużą różnorodność w zakresie wysokości wsparcia, celów i mechanizmów wydatkowania. Możliwe jest wyodrębnienie trzech głównych celów:

1. **Poprawienie efektywności sieci elektroenergetycznej.** Pieniądze wydawane są bezpośrednio przez rząd lub spółki należące do państwa. Główne wyznaczniki efektywności: jakość dostaw energii elektrycznej, wykrywalność nielegalnego poboru. Przykłady krajów: Brazylia, Chiny.
2. **Stymulowanie wzrostu gospodarki.** Pieniądze są przekazywane na rynek poprzez agencje rządowe (np. departament energetyki). Główny wyznacznik efektywności programu: kontrybucja do wzrostu gospodarczego, liczba stworzonych nowych miejsc pracy. Przykład kraju: Stany Zjednoczone.
3. **Wspieranie ochrony środowiska.** Środki wydatkowane są poprzez publiczne przetargi. Główne wyznaczniki efektywności programu: redukcja CO_2, zmniejszenie konsumpcji energii. Przykłady krajów: Australia, Niemcy.

Tabela 7. Opis wybranych programów rządowych

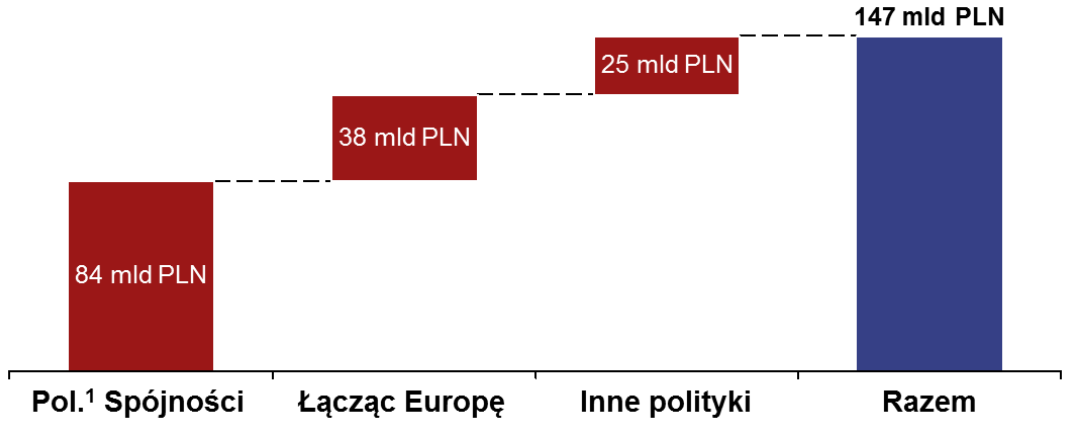
Lokalizacja	Program	Opis
	Climate Change Fund Australia 2007 – obecnie 2,4 mld PLN (700 mln AUD)	• Głównym celem programu jest ograniczenie zużycia energii elektrycznej i wody oraz emisji CO_2. • Jednym z projektów finansowanych w ramach programu jest stworzenie inteligentnej wioski zawierającej m.in. inteligentne liczniki oraz ISD. Projekt obejmuje 1.000 gospodarstw domowych. • Jeden dolar wykorzystany w ramach funduszu przekłada się na 5 dolarów oszczędności w zużyciu energii elektrycznej lub wody.
	Smart Grid Smart City Australia 2010 – 2013 343 mln PLN (100 mln AUD)	• Rząd Australii ogłosił przetarg na przeprowadzenie projektu Smart Grid Smart City dofinansowanego w wysokości 343 mln PLN. • Celem projektu jest sprawdzenie w praktyce różnych konfiguracji inteligentnych technologii energetycznych. Projekt obejmuje pięć miast i 30.000 gospodarstw domowych. • Przetarg wygrało konsorcjum Ausgrid, w którego skład wchodzą uczelnie, firmy energetyczne oraz dostawcy.
	Solar City Australia 2007 – obecnie 322 mln PLN (94 mln AUD)	• Celem programu rządowego jest dofinansowanie rozwoju siedmiu „Miast Słonecznych" zlokalizowanych w: Adelaide, Alice Springs, Blacktown, Central Victoria, Moreland, Perth, Townsville. • Wybrane działania realizowane w ramach programu: instalacja kompleksowych paneli fotowoltaicznych, programy poprawy efektywności energetycznej, programy zarzadzania popytem, inteligentne liczniki, wyświetlacze domowe, zachowania konsumentów w zakresie zużycia energii elektrycznej.
	E-Energy Niemcy 2008 252 mln PLN (60 mln EUR)	• Celem programu jest wspieranie tworzenia e-rynku energii, cyfryzacja i komputeryzacja systemu energetycznego oraz rozwój rozwiązań on-line. • Kluczowym elementem programu jest instalacja inteligentnych liczników oraz innych elementów inteligentnych technologii energetycznych. • W 2008 roku został rozstrzygnięty konkurs, w ramach którego sześć projektów otrzymało dotacje publiczną w wysokości 252 milionów PLN.
	SGCC[1] Chiny 2010 23,2 mld PLN (7,3 mld USD)	• W Chinach struktury sprzedaży i dystrybucji energii należą do państwa. • Rozwój inteligentnych technologii energetycznych jest jednym z priorytetów rządu chińskiego, który przekazuje SGCC znaczne środki finansowe w celu wsparcia nowych inwestycji. • Brak zidentyfikowanych programów finansowania otwartych dla zewnętrznych firm.
	Rząd Brazylii Brazylia 2010 636 mln PLN (200 mln USD)	• Najważniejszymi celami, które stawia sobie rząd jest zwiększenie niezawodności dostaw energii elektrycznej, ograniczenie kradzieży oraz poprawienie płatności rachunków. • Brak zidentyfikowanych programów finansowania otwartych dla zewnętrznych firm. Przenalizowane materiały wskazują, że rząd Brazylii planuje inwestować w wybrane elementy sieci energetycznej bezpośrednio przez agencje rządowe.
	Masdar City Abu Dhabi 2007 – obecnie	• W celu stworzenia globalnego centrum rozwoju kompleksowych technologii energetycznych Abu Dhabi rozpoczęło budowę inteligentnego miasteczka „Masdar City" • W miasteczku docelowo mają powstać siedziby kilkuset firm z sektora energetycznego (obecnie m.in. GE, BASF, Schneider), mieszkania dla 40.000 osób oraz uczelnia wyższa (we współpracy z MIT) • Miasteczko będzie w całości zasilane energią z odnawialnych źródeł przy jednoczesnym braku emisji CO2. Po miasteczku będą poruszać się jedynie samochody elektryczne
	ARRA[2] USA 2009 – obecnie 2,5 bln PLN (787 mld USD)	• W celu walki z kryzysem uruchomiono program wsparcia warty dwa i pół biliona złotych. Znaczna część programu (14,3 miliarda złotych) została przeznaczona na rozwój inteligentnych technologii energetycznych • Celem programu jest przyspieszenie modernizacji sieci przesyłowej i dystrybucyjnej oraz promocja inwestycji w technologie, narzędzie i techniki zwiększające elastyczność, funkcjonalność, interoperacyjność, bezpieczeństwo, efektywność operacyjną oraz świadomość społeczną

1. State Grid Corporation of China
2. American Recovery and Reinvestment Act

Źródło: Strony internetowe programów, portale branżowe

Następnym źródłem bezpośredniego wsparcia finansowego inwestycji związanych z inteligentnymi technologiami energetycznymi są środki dostępne w ramach budżetu Unii Europejskiej. W projekcie ustawy budżetowej UE na lata 2014 – 2020 projekty związane z inteligentnymi technologiami będą mogły ubiegać się o środki z programów o łącznej wartości około 147 miliardów złotych. Fundusze pochodzą z trzech źródeł zaprezentowanych na Wykresie 13.

Wykres 13. Źródła finansowania inteligentnych technologii UE 2014 – 2020



Źródło: Unia Europejska

Każde z zaprezentowanych wyżej źródeł będzie wspierać inteligentne technologie energetyczne w określonym zakresie. W ramach polityki spójności (poprzez Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego) wpierane będą inwestycje w odnawialne źródła energii.

Instrument „Łącząc Europę" stanowi źródło finansowania dla inwestycji w szeroko rozumianą efektywność energetyczną:

- Budowa korytarzy energii elektrycznej pomiędzy krajami UE,
- Rozwój inteligentnych sieci w celu lepszej integracji rynków elektroenergetycznych krajów członkowskich (m.in. dla lepszego wykorzystania OZE oraz generacji rozsianej).

Cel realizowany w ramach innych polityk UE[7] (poprzez program badawczy Horyzont 2020) to bezpieczna, ekologiczna i efektywna energia.

Polska będzie miała dostęp do wyżej wymienionych środków. Mechanizm kalkulacji środków dostępnych dla Polski w ramach polityki spójności przewiduje się, że w jej ramach Polska ma szansę otrzymać od Unii Europejskiej 300 mld złotych. Z tej kwoty około 30 % zostanie przeznaczone na fundusz spójności oraz przynajmniej 25 % na Europejski Fundusz Społeczny. Pozostałe około 135 miliardów zostanie przeznaczone na Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego.

Zgodnie z proponowaną ustawą budżetową regiony dobrze rozwinięte będą musiały przeznaczyć na cele związane z efektywną energetyką i OZE przynajmniej 20 % środków z EFRR, a regiony słabo rozwinięte przynajmniej 6 % środków z EFRR. W Polsce prawie wszystkie regiony należą do kategorii słabo rozwiniętych. W związku z tym prognozowana minimalna wartość środków, która będzie musiała zostać przeznaczona na Efektywność Energetyczną i OZE w Polsce z budżetu UE na lata 2014 – 2020 to 8,1 miliarda złotych.

W odniesieniu do instrumentu „Łącząc Europę" na obecnym etapie prowadzonych prac niemożliwa jest estymacja wartości środków dostępnych dla Polski. Wśród wstępnie

[7] Poprzez Inne Polityki należy rozumieć wszystkie fundusze przekazywane przez Unię Europejską poza Polityką Spójności oraz Instrumentem Łącząc Europę. W ramach tych środków prawdopodobnie dostępny będzie program badawczy Horyzont 2020 o wartości ok. 25 miliardów Euro.

zidentyfikowanych korytarzy energetycznych o najwyższym priorytecie znajdują się dwie pozycje, których beneficjentem jest Polska:

- Połączenie rynków energii elektrycznej krajów bałtyckich,
- Połączenie elektroenergetyczne północ – południe w Europie Środkowo – Wschodniej i Południowo – Wschodniej.

Opisane programy i instrumenty finansowane przez Unię Europejską dotyczą wielu obszarów i nie są jednoznacznie związane z inteligentnymi technologiami energetycznymi. Rysunek 15 przedstawia adekwatność środków w odniesieniu do technologii w zakresie ISD.

Rysunek 15. Adekwatność programów i instrumentów finansowych przez Unię Europejską w odniesieniu do technologii w zakresie ISD

Źródło: Estymacja A.T. Kearney

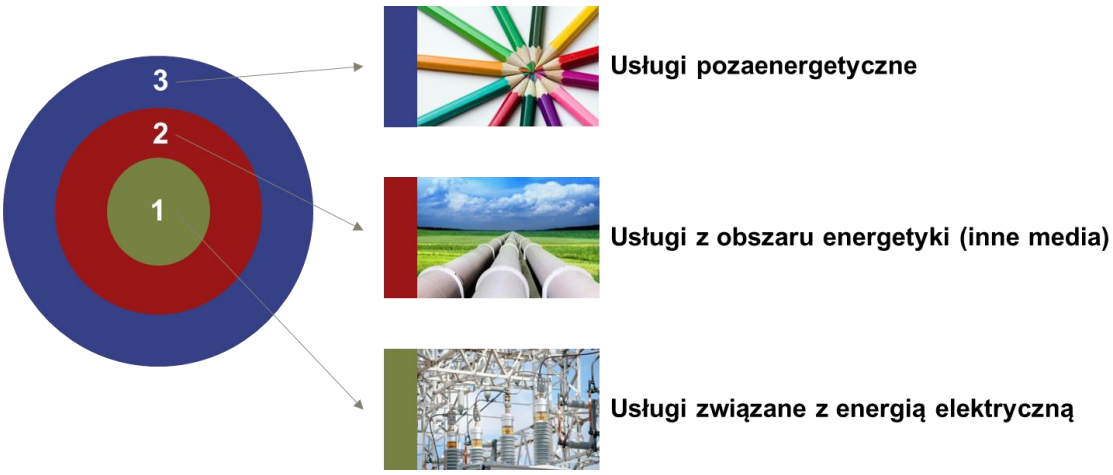
Należy podkreślić, że przedstawiona estymacja środków dostępnych z Unii Europejskiej jest jedynie szacunkiem opartym o materiały prasowe i analizę projektową. Wartość środków faktycznie dostępnych dla Polski na cele związane z technologiami ISD może się znaczącą różnić od kwot podanych w niniejszym opracowaniu.

Następną możliwością finansowania inwestycji w ISD jest podpisanie kontraktów realizacji zakładanych korzyści. Na podstawie takich kontraktów firmy instalujące elementy ISD zobowiązują się do osiągnięcia określonych korzyści. Inwestycja realizowana jest ze środków firmy instalującej urządzenia, a spłata nakładów inwestycyjnych realizowana jest z osiąganych korzyści w zakresie optymalizacji konsumpcji energii w formule ESCO.

3.2. Identyfikacja oraz analiza dodatkowych usług wspierających wdrożenia ISD wraz z propozycją sposobu podziału kosztów

ISD może być wykorzystywana jako kanał dystrybucji dla dodatkowych produktów i usług. Zidentyfikowane zostały trzy podstawowe grupy usług, przedstawione na Rysunku 16.

Rysunek 16. Grupy usług, które mogą być świadczone przy wykorzystaniu ISD



Źródło: Opracowanie A.T. Kearney

Pierwszy poziom usług to obszar bezpośrednio związany z energią elektryczną. Dodatkowe usługi dostarczone są przez firmy energetyczne i dotyczą efektywności energetycznej, redukcji zużycia i zapotrzebowania szczytowego oraz odnawialnych źródeł energii. Drugi poziom to obszar związany z firmami użyteczności publicznej dostarczającymi inne media. Usługi w tym obszarze mogą być związane z wykorzystaniem ISD do zbierania danych o zużyciu mediów takich jak woda, gaz czy ciepło. Trzeci poziom to usługi niezwiązane z energetyką. Usługi oferowane są przez podmioty trzecie niezwiązane z firmami użyteczności publicznej, takie jak domy mediowe, firmy medyczne, instytucje finansowe, firmy ubezpieczeniowe czy firmy zajmujące się ochroną mienia.

Dla każdego z opisanych wyżej obszarów określono potencjalnych partnerów wdrożenia oraz proponowane zasady wykorzystania ISD. Podsumowanie przedstawia Tabela 8. Wyniki wskazują, że istnieje wiele podmiotów, które mogłyby być zainteresowane wykorzystaniem ISD w celu świadczenia dodatkowych usług.

Tabela 8. Potencjalni partnerzy wdrożenia ISD

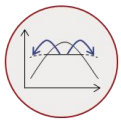
Obszar	Potencjalny partner	Proponowane zasady współpracy
1	Firmy elektroenergetyczne	• Wdrożenia ISD umożliwi firmom elektroenergetycznym rozwój wielu nowych i atrakcyjnych usług
2	Firmy użyteczności publicznej spoza obszaru elektroenergetyki	• Transmisja danych o zużyciu (wody, gazu, ciepła) • Zdalne odłączanie i włączanie dostaw
3	Ochrona mienia	• Wysłanie informacji o włamaniu • Zdalny podgląd i dostęp do urządzeń monitoringowych
	Dostawcy i producenci urządzeń rozrywki domowej	• Zdalne sterowanie urządzeniami (telewizor, system audio)
	Firmy medyczne	• Monitoring funkcji życiowych w domu • Monitoring wypadków i zdarzeń losowych w domu
	Firmy ubezpieczeniowe	• Czujniki ognia z automatycznym powiadamianiem straży pożarnej • Lepsza ocena ryzyka dzięki dostępowi do dodatkowych danych
	Banki	• Sprzedaż dofinansowanych przez rząd kredytów przeznaczonych na poprawę efektywności energetycznej gospodarstwa domowego • Usługi finansowe • Potwierdzanie transakcji
	Dostawcy kompleksowych rozwiązań smart house	• Stworzenie jednej sieci komunikacyjnej wewnątrz domu
	Domy mediowe na zlecenie innych firm (zakup nośników reklamowych)	• Reklama na wyświetlaczu domowym • Segmentacja klientów na podstawie danych zużycia energii elektrycznej

Źródło: Opracowanie A.T. Kearney

3.2.1. Elektroenergetyka

Powstaniu rozwiązań ISD towarzyszyć będzie rozwój dodatkowych usług związanych z energią elektryczną. Najważniejsze z nich zostały zaprezentowane na Rysunku 17.

Rysunek 17. Wybrane możliwe dodatkowe usługi



Ograniczanie szczytowego zapotrzebowania na moc – wybrane urządzenia klienta mogą być wyłączane całkowicie lub częściowo przez firmę energetyczną za pośrednictwem sieci AMI i ISD

Samochód elektryczny – programowanie godzin ładowania samochodu za pośrednictwem ISD w celu ograniczenia kosztów

Zdalne zarządzanie zużyciem energii – klient przy wykorzystaniu aplikacji na telefon komórkowy, tablet, laptop lub portal internetowy może zdalnie zarządzać urządzeniami podłączonymi do ISD

Inteligentne urządzenia – inteligentne urządzenia mogą pobierać informacje z ISD o obowiązujących taryfach i automatycznie dostosowywać profil zużycia energii elektrycznej (np. poprzez wykonywanie energochłonnych czynności takich jak cykl rozmrażania lodówki w nocy)

Rozproszona generacja, odnawialne źródła energii – ISD pozwala na podłączenie i zarządzanie dodatkowymi źródłami energii zainstalowanymi przy gospodarstwie domowym

Zmienne taryfy – informacja o obecnie obowiązującej taryfie lub zmianach taryfy może być przesyłana na wyświetlacz ISD klienta

Źródło: Opracowanie A.T. Kearney

Firmy będą zainteresowane wdrożeniami rozwiązań ISD między innymi ze względu na możliwość zaoferowania wyżej wymienionych usług. Wprowadzenie nowych usług przyniesie inwestorom dodatkowe przychody oraz pozwoli na osiągnięcie przewagi konkurencyjnej. Analiza przypisania kosztów do poszczególnego podmiotu rynkowego (operator, dystrybutor, sprzedawca) została przeprowadzona w trzecim rozdziale. Przykładem oferowania dodatkowych usług energetycznych jest RWE w Niemczech. RWE oferuje obecnie podstawowe inteligentne urządzenia wraz z oprogramowaniem (zdalnie zarządzanie

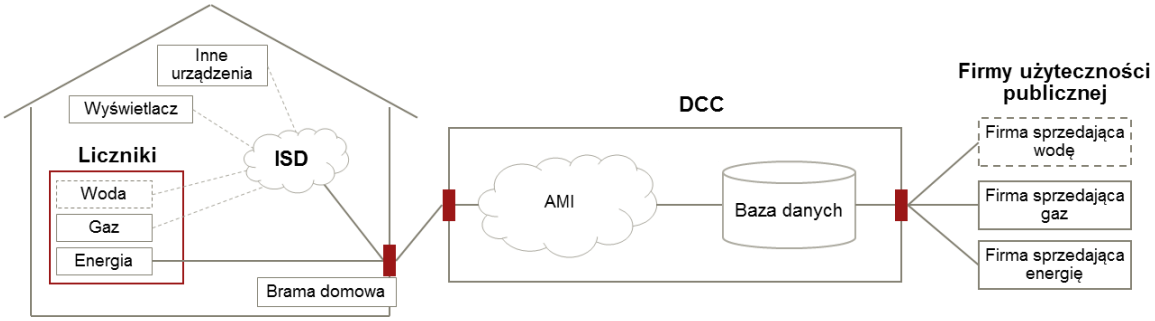
urządzeniami takimi jak inteligentny termostat, przełącznik). W przyszłości firma planuje rozbudowę oferty i zintegrowanie proponowanych rozwiązań z inteligentną siecią.

Interesującym źródłem finansowania ISD może być przekazywanie konsumentom urządzeń ISD nieodpłatnie w zamian za uczestnictwo w programach odpowiedzi popytu. W normalnych uwarunkowaniach osoby oferujące redukcję zapotrzebowania na moc wynagradzane są dodatkową opłatą, jednak w tej sytuacji formą zapłaty byłyby przekazane wcześniej urządzenia. Rozwiązania tego typu zaczynają się pojawiać w USA (na razie w formie projektów pilotażowych).

3.2.2. Energetyka (inne media)

Firmy użyteczności publicznej spoza obszaru elektroenergetyki mogą osiągać oszczędności kosztów dzięki wykorzystaniu ISD. Po wymianie dotychczasowych liczników innych mediów (np. gaz, woda, ciepło) na inteligentne bądź wyposażenie analogowych liczników w moduły komunikacyjne, możliwe jest przesyłanie danych pomiarowych oraz zdalne odłączanie / włączanie dostaw. Pozwala to na ograniczenie kosztów związanych w tymi zadaniami. Wdrożenie podobnego systemu rozważane jest w Wielkiej Brytanii. Wraz z wdrożeniem inteligentnych liczników energii elektrycznej planowana jest instalacja liczników gazu zdolnych do komunikacji z ISD. Dane pomiarowe mają być przesyłane przez sieć AMI do operatora danych pomiarowych DCC[8] (odpowiednik polskiego OIP), a następnie do firm sprzedających gaz. W przyszłości planowane jest rozszerzenie systemu o inne firmy użyteczności publicznej. Schemat modelu został zaprezentowany na Rysunku 18.

Rysunek 18. Poglądowa architektura systemu w Wielkiej Brytanii



Źródło: DECC

Korzyści dla modelu planowanego do wdrożenia w Wielkiej Brytanii:

- Korzyści dla podmiotów wdrażających rozwiązania technologii w zakresie ISD/AMI:
  - Możliwe rozłożenie kosztów inwestycji na większą liczbę podmiotów (dołączenie do inwestorów pozostałych firm użyteczności publicznej),

[8] Data and Communications Company

  - Zwiększenie przychodów poprzez świadczenie usług komunikacyjnych dla firm, które rozpoczną współpracę z operatorem ISD/AMI już po zakończeniu etapu inwestycyjnego.
- Korzyści dla firm użyteczności publicznej spoza obszaru elektroenergetyki:
  - Zmniejszenie kosztów operacyjnych odczytu liczników,
  - Zmniejszenie kosztów włączania i odłączania dostaw (w przypadku zainstalowania w liczniku sterowanego zdalnie modułu),
  - Transmisja wrażliwych danych o klientach poprzez bezpieczne i zatwierdzone łącze komunikacyjne (łącze AMI na potrzeby przesyłu danych o zużyciu energii elektrycznej zapewnia pełne szyfrowanie i bezpieczeństwo danych).

Koszty i bariery dla modelu planowanego do wdrożenia w Wielkiej Brytanii:

- Wymagana jest budowa kompetencji podmiotu zarządzającego danymi zbieranymi przez ISD/AMI pozwalających na szeroką obsługę wielu firm energetycznych przy zachowaniu odpowiednich standardów bezpieczeństwa danych,
- Dodatkowo należy ponieść koszty instalacji inteligentnych liczników lub instalacji modułu komunikacyjnego w tradycyjnym liczniku (jeśli istnieje taka możliwość techniczna),
- Wymagane jest uzgodnienie przez wszystkie zaangażowane podmioty formuły podziału kosztów i przychodów z ISD/AMI.

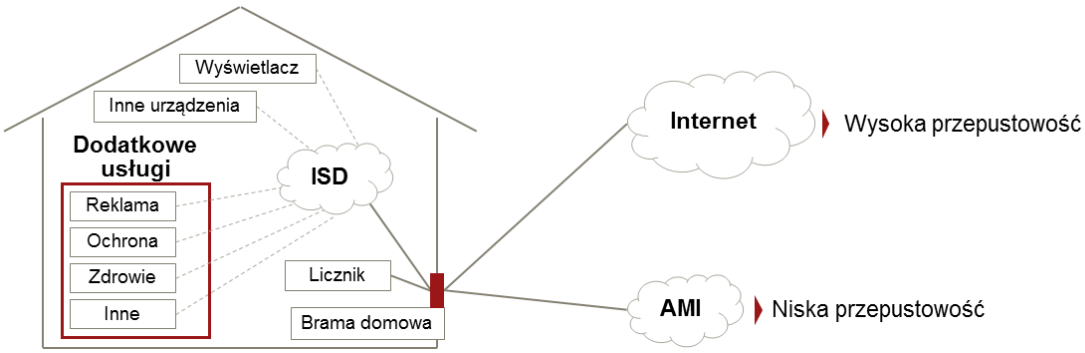
Oprócz współpracy w zakresie przesyłu informacji o konsumpcji potencjał dla innych mediów może zostać uwzględniony poprzez włączenie dodatkowych urządzeń/mierników do ISD. Pozwoli to na znaczne zwiększenie korzyści osiąganych dzięki wdrożeniu ze względu na:

- Stosunkowo duże wydatki na inne media (w szczególności ciepło systemowe) w stosunku do zużycia energii elektrycznej w Polsce,
- Ograniczenie kosztów (jedna brama domowa oraz aplikacja/wyświetlacza dla wszystkich mediów).

3.2.3. Dodatkowe usługi

Wdrożenie inteligentnych sieci oraz ISD pozwala na świadczenie dodatkowych usług przez firmy niezwiązane z energetyką. Głównym obszarem wykorzystania będzie prawdopodobnie dołączanie własnych urządzeń do istniejącej sieci oraz wykorzystanie istniejących kanałów komunikacji. Ciekawym zastosowaniem mogłoby być przesyłanie reklam na wyświetlacz domowy. W takim rozwiązaniu agencja reklamowa mogłaby przesyłać reklamy za pośrednictwem kanału internetowego, bezpośrednio na wyświetlacz (lub aplikację internetową) konsumenta. Poglądowa architektura modelu została zaprezentowana na Rysunku 19.

Rysunek 19. Poglądowa architektura modelu współpracy



Źródło: Opracowanie A.T. Kearney

Korzyści:

- Dodatkowe przychody na pokrycie kosztów inwestycji w ISD (np. koszty IT),
- Dodatkowy nośnik reklamowy oraz atrakcyjna oferta dla klienta końcowego, który mógłby otrzymywać dodatkowe korzyści finansowe za każdą wyświetloną reklamę.

Koszty i bariery:

- Niska przepustowość sieci AMI znacznie utrudnia jej wykorzystanie dla celów świadczenia dodatkowych usług,
- Firmy świadczące usługi będą dołączać się po zainstalowaniu ISD,
- Interoperacyjność urządzeń oraz techniczne ograniczenia wyświetlania złożonych treści na wyświetlaczu (problem nie występuje w przypadku wykorzystania aplikacji internetowej).

Firmy oferujące usługi ISD mogą tworzyć zestawy produktów i usług, w ramach których oferowane są urządzenia związane z energetyką (zdalnie sterowane termostaty, inteligentne wtyczki itp.) oraz dodatkowe produkty (kamery, alarmy, czujniki ognia). Model tego typu realizowany jest przez wspominane wcześniej niemieckie RWE, które w ramach oferty inteligentnych urządzeń sprzedaje również produkty niezwiązane bezpośrednio z energetyką m.in. czujki dymu, ruchu, czujki otwarcia okna/drzwi. W przypadku sprzedaży zestawów przy współpracy niezależnych od siebie firm potrzebne będzie wypracowanie formuły podziału kosztów i przychodów.

Ciekawym elementem ISD może być dołączenie czujek tlenku węgla oraz układów monitorowania zdrowia/życia. W przypadku detekcji zdarzenia sieć mogłaby automatycznie wysyłać sygnał do odpowiednich służb. Oferowanie tego typu usług będzie mogło współfinansować wdrożenie ISD przy założeniu budowy wspólnej oferty i podziału kosztów bramy domowej.

Finansowanie ISD może zostać oparte również na opłacie abonamentowej. Na przykład klient otrzymuje za darmo bramę domową oraz urządzenia służące monitorowaniu zdrowia. Koszt produktów spłacany jest pod postacią miesięcznego abonamentu, którego płatność jest jednocześnie warunkiem otrzymywania usługi automatycznego powiadamiania służb ratowniczych w przypadku aktywacji alarmu. Zaproponowany model finansowania w

ograniczonym stopniu wspiera ISD służące celom energetyki – wyposaża je jedynie w bramę domową.

3.2.4. Podsumowanie

Podsumowanie oceny zidentyfikowanych trzech obszarów usług, które mogą być świadczone przy wykorzystaniu ISD, zostało przedstawione w Tabeli 9. Wyniki wskazują na to, że dodatkowe usługi w zakresie elektroenergetyki będą rozwijane, a stopień ich wykorzystania będzie warunkował opłacalność wdrożenia ISD. W obszarze pozostałych firm użyteczności publicznej potrzebna jest pogłębiona analiza opłacalności. Dodatkowe usługi prawdopodobnie nie będą rozwijane na etapie realizacji inwestycji. Ich rozwój nastąpi po zainstalowaniu ISD.

Tabela 9. Podsumowanie analizy usług świadczonych przy wykorzystaniu ISD

Model współpracy	Przykładowe wdrożenia	Wnioski
Dodatkowe rozwiązania elektroenergetyczne	• ISD jest wdrażana równolegle z dodatkowymi rozwiązaniami elektroenergetycznymi	• Finansowanie ISD przez firmy energetyczne przekłada się na rozwój dodatkowych usług • Opłacalność wdrożenia ISD w dużej mierze będzie zależeć od stopnia wykorzystania dodatkowych rozwiązań elektroenergetycznych
Współpraca firm użyteczności publicznej	• Planowane wdrożenie w Wielkiej Brytanii obejmuje współpracę firm użyteczności publicznej	• Założenie ISD w gospodarstwie domowym pozwala na podłączenie do systemu komunikacyjnego AMI dodatkowych liczników i tym samym stworzenia możliwości zdalnego odczytu • Firmy użyteczności publicznej spoza obszaru elektroenergetyki prawdopodobnie będą w stanie zaangażować się w finansowanie wdrożenia pod warunkiem pozytywnego wyniku analizy opłacalności • Głównymi korzyściami są oszczędności w odczycie liczników oraz zapewnienie bezpiecznej transmisji danych
Współpraca firm świadczących dodatkowe usługi	• Brak zidentyfikowanych planowanych lub rozpoczętych wdrożeń	• Głównym barierami są niska przepustowość AMI oraz brak gwarancji zwrotu kosztów poniesionych przez firmy świadczące dodatkowe usługi

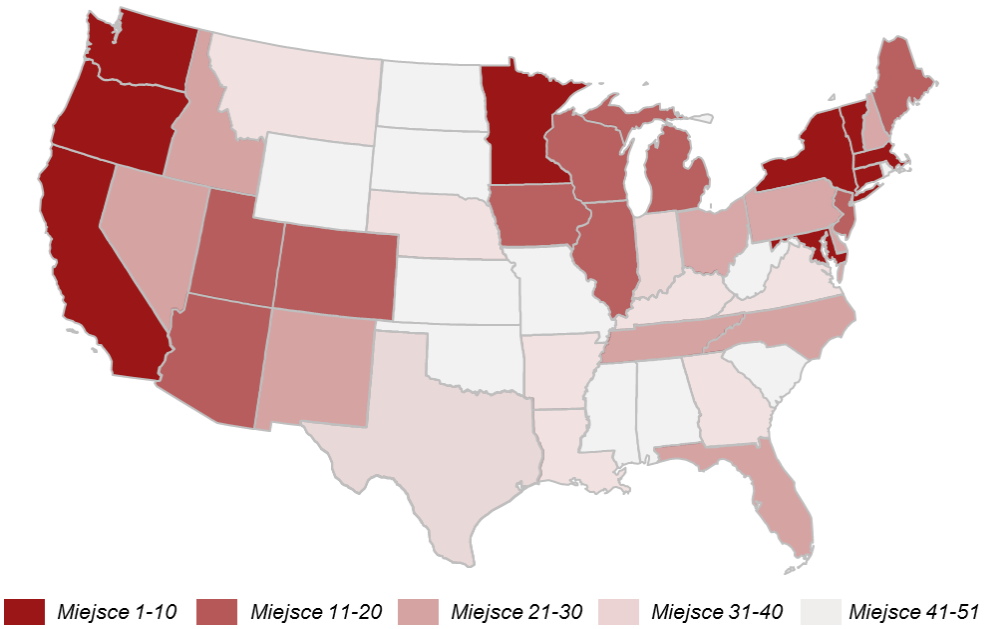
Źródło: Opracowanie A.T. Kearney

3.3. Regulacyjne systemy wsparcia

3.3.1. Przykład systemu obowiązującego w Stanach Zjednoczonych

W wielu krajach regulatorzy wymagają od firm energetycznych, aby te zaangażowały się w realizację programów poprawy efektywności energetycznej oraz programów odpowiedzi popytu. W Stanach Zjednoczonych podejście to umożliwiło osiągnięcie znacznych oszczędności w zużyciu energii elektrycznej. Jednakże wolumen oszczędzonych MWh energii różni się istotnie pomiędzy stanami jako wynik różnic w regulacyjnych mechanizmach wsparcia. Na rysunku 20 zaprezentowano ranking poszczególnych stanów w realizacji celów związanych z efektywnością energetyczną.

Rysunek 20. Ranking poszczególnych stanów w realizacji celów



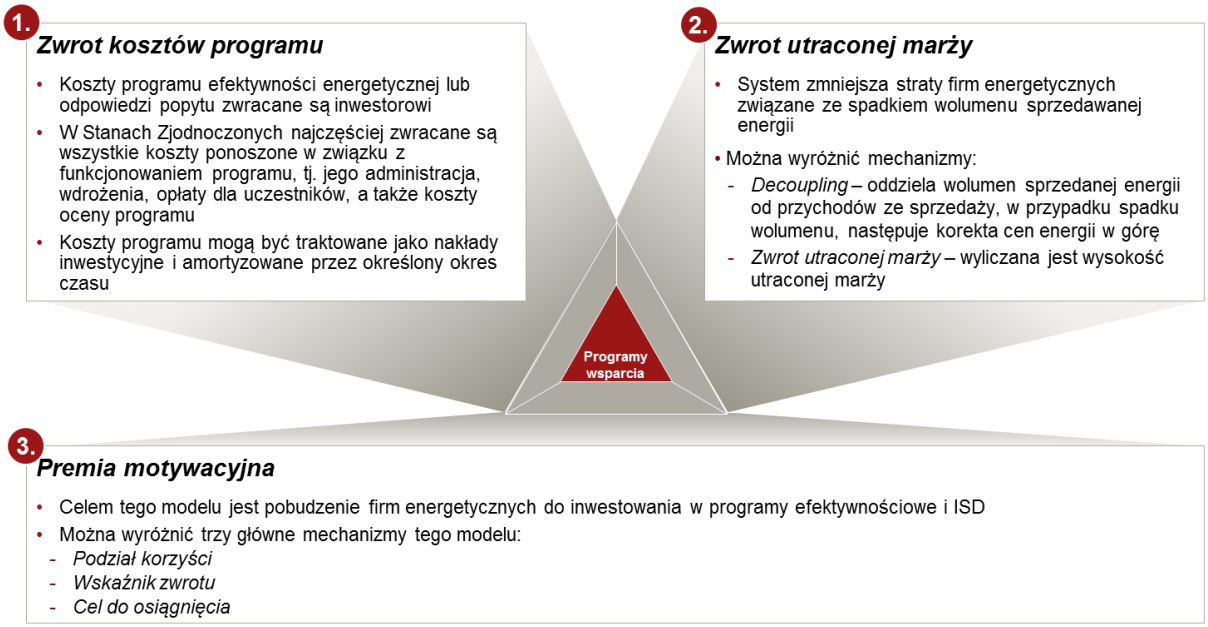
Źródło: American Council for an Energy-Efficient Economy

Ze względu na występowanie dużej dysproporcji korzyści osiąganych przez całą gospodarkę z wdrażanych programów efektywności energetycznej, a korzyściami osiąganymi przez firmy energetyczne, konieczne jest wprowadzenie zachęt regulacyjnych. W Stanach Zjednoczonych istnieją trzy podstawowe modele wspierania rozwoju programów efektywności energetycznej, w tym wdrażanie ISD. Należą do nich:

- Zwrot kosztów programów efektywności energetycznej,
- Zwrot utraconej marży wynikającej ze spadku sprzedaży energii elektrycznej,
- Premia motywacyjna, która uzależniona jest od wyników programu.

Szczegółowe informacje o powyższych mechanizmach zostały przedstawione na Rysunku 21.

Rysunek 21. Podstawowe modele wspierania rozwoju programów efektywności energetycznej



Źródło: National Action Plan for Energy Efficiency

Zwrot kosztów jest najczęściej osiągany poprzez wprowadzenie odpowiedniej opłaty w rachunku klienta. Problem utraconych przychodów i marży może być zaadresowany poprzez zastosowanie jednej z dwóch metod: decoupling oraz zwrot utraconej marży. W mechanizmie „Premia motywacyjna" firma energetyczna otrzymuje pewien procent od oszczędności wynikających z programu odpowiedzi popytu lub efektywności energetycznej.

Najpopularniejszym z mechanizmów Premii motywacyjnej jest mechanizm Podział korzyści. W ramach tego mechanizmu firmy energetyczne otrzymują część oszczędności wynikających z programów efektywności energetycznej. Regulator rynku energetycznego decyduje o udziale firmy energetycznej w korzyściach. Wartość korzyści może być mierzona w cyklu rocznym lub na dłuższy okres czasu. W przypadku mechanizmu „Kapitalizacja wydatków" firmy energetyczne kapitalizują wydatki na programy efektywności energetycznej, co oznacza, że mogą otrzymywać zwrot na kapitale, podobnie jak dla innych typów aktywów. Zaletą tego mechanizmu jest wydłużenie okresu zwrotu kosztów, co oznacza obniżenie krótkotrwałego wpływu na stawkę za dystrybucję. W przypadku ostatniego mechanizmu, firmy energetyczne otrzymują udział w unikniętych kosztach budowy nowych mocy wytwórczych.

3.3.2. System certyfikatów efektywności energetycznej obowiązujący w Polsce

Jednym z celów polityki energetycznej jest podnoszenie efektywności energetycznej. Jednym z głównych narzędzi służących osiągnięciu tego celu jest wprowadzenie świadectw efektywności energetycznej, tzw. białych certyfikatów. W ramach systemu przedsiębiorstwa

energetyczne, mają obowiązek umarzania świadectw efektywności energetycznej lub wnoszenia opłaty zastępczej. Parametry określające wysokość opłaty ustalone są przez Ministra Gospodarki. Jej wysokość nie może przekraczać 3 % przychodów ze sprzedaży energii. Przedsiębiorstwo może zakupić certyfikaty na giełdzie towarowej lub uzyskać w przetargu organizowanym przez URE.

Aby wziąć udział w przetargu, podmiot dokonuje audytu efektywności energetycznej (przeprowadzonego przez uprawnionego audytora) i na jego podstawie składa propozycję rozwiązań technicznych, mających na celu podniesienie efektywności energetycznej. W tym celu składa wniosek przetargowy i spełnia wymagania formalne. Dodatkowo deklaruje wartość świadectw, o jaką się ubiega. O wyniku przetargu decyduje współczynnik efektywności energetycznej określony jako iloraz osiągniętej oszczędności oraz ilości zadeklarowanych certyfikatów. Minister Gospodarki określa poziom, odniesiony do średniej efektywności energetycznej zadeklarowanej przez oferentów, powyżej którego wyłaniani są zwycięzcy przetargu. Przyznawane są im świadectwa o wartości, o jaką się ubiegali. Podmiot realizuje zadeklarowane przedsięwzięcia i potwierdza jego wykonanie URE. Jeśli wartość oszczędności przekracza równowartość 100 toe, dokonywany jest ponowny audyt efektywności energetycznej. Po uznaniu przedsięwzięcia za wykonane zgodnie z deklaracjami, świadectwa zostają wpisane na rachunek ewidencyjny podmiotu i nabierają praw majątkowych. Podmiot może je umorzyć lub wprowadzić do obrotu giełdowego.

Wykorzystanie systemu białych certyfikatów na cele finansowania wdrożenia ISD jest praktycznie niemożliwie. System wymaga minimalnych oszczędności w wysokości 10 toe, które nie mogą być osiągnięte w przypadku indywidualnych inwestycji dokonywanych przez gospodarstwa domowe lub małe przedsiębiorstwa. Ewentualnym rozwiązaniem jest agregacja dużej liczby instalacji ISD. Istnieją również inne ograniczenia, takie jak złożone formalności i niepewność otrzymania dofinansowania, które mogą zniechęcać gospodarstwa domowe do wykorzystania tego mechanizmu. Rozwiązanie oparte na certyfikatach efektywności energetycznej skierowane jest do dużych podmiotów i na dzień dzisiejszy nie znajduje zastosowania dla wdrożenia ISD. Celowe wydawałoby się przeprowadzenie szczegółowej analizy systemu białych certyfikatów pod kątem jego potencjalnej modyfikacji tak, aby mógł być wykorzystywany również jako bodziec do inwestycji z wykorzystaniem ISD.

3.3.3. Przykład systemu obowiązującego w stanie Wiktoria w Australii

Inny niż w Stanach Zjednoczonych system wsparcia programów efektywności energetycznej funkcjonuje w australijskim stanie Wiktoria. W 2009, poprzez Victorian Energy Efficiency Target Act (VEET) regulator przyjął ustawę, mającą na celu wsparcie finansowe programów poprawy efektywności, a także poprawę innowacji w branżach pokrewnych z energetyką. Inicjatywa realizowana jest w kilku fazach. W pierwszej z nich (lata 2009-2011) skoncentrowano się na redukcji zużycia w gospodarstwach domowych, jednocześnie zakres urządzeń / działań objętych wsparciem był ograniczony. W kolejnych trzech latach (2012-2014) regulacja obejmie także małe i średnie przedsiębiorstwa oraz dodatkowe urządzenia i działania. Jednym z urządzeń objętych dofinansowaniem jest m.in. domowy wyświetlacz, przystosowany do wykorzystania w ISD.

Szczegółowy opis mechanizmu działania systemu został opisany w pierwszym rozdziale. Mechanizm VEET przypomina swoją konstrukcją system białych certyfikatów, który ma być wdrożony w Polsce. W obu systemach poprawa efektywności energetycznej pozwala na generowanie i sprzedaż certyfikatów. Główną różnicą systemów jest grupa docelowa – w Polsce beneficjantami białych certyfikatów są przede wszystkim duże przedsiębiorstwa. W stanie Wiktoria system przeznaczony jest dla gospodarstw domowych oraz, od 2012, dla małych i średnich przedsiębiorstw. Potencjalnie mógłby on stanowić jeden z systemów wsparcia wdrożenia wybranych elementów Inteligentnych Sieci w Polsce, np. ISD.

3.3.4. Przykład systemu obowiązującego w Wielkiej Brytanii

W Wielkiej Brytanii w 2012 roku powstanie system wsparcia regulacyjnego „Green Deal", który ma na celu umożliwienie firmom energetycznym oferowanie klientom (konsumentom, małym firmom) usług poprawy efektywności energetycznej budynków. System ten jest innowacyjnym mechanizmem finansowania inwestycji związanej z oszczędzaniem energii, zakładającym dołączanie kosztów poprawy efektywności energetycznej do rachunków za energię.

Systemem może zostać objęte każde ulepszenie zatwierdzone przez niezależnych i akredytowanych doradców, a w jego ramach mają funkcjonować kompleksowi dostawcy, którzy będą kontaktować się z klientami, oferować gotowe plany poprawy efektywności energetycznej oraz organizować instalacje urządzeń przez akredytowanych wykonawców.

Koszt rachunku energii elektrycznej nie powinien wzrosnąć, gdyż w ramach systemu będzie obowiązywać złota zasada, zgodnie z którą opłata doliczana do rachunku klienta nie może przekroczyć oszczędności uzyskanych z poprawy efektywności energetycznej. Dodatkowo długość spłaty nie może przekroczyć oczekiwanej długości życia zainstalowanych ulepszeń, a dostawcy rozwiązań w ramach systemu będą mogli zaoferować dofinansowanie w wysokości 150 funtów lub 5 % całkowitych kosztów inwestycji.

Wśród oczekiwanych korzyści wymienić można 65 000 nowych miejsc pracy, 14 mld funtów inwestycji oraz względnie niskie ryzyko braku spłaty kredytów przez klientów – jedynie 2 % klientów nie opłaca rachunków za energię elektryczną. Ważnym elementem systemu jest również ochrona konsumentów – planowane jest wprowadzenie szeregu zabezpieczeń mających chronić konsumentów przed nadużyciami dostawców oraz wzrostem rachunków za energię elektryczną:

- Złota zasada musi być przestrzegana (opłata doliczana do rachunku klienta nie może przekroczyć oszczędności uzyskanych z poprawy efektywności energetycznej),
- Plan poprawy efektywności energetycznej budynku musi być oficjalnie zatwierdzony,
- Urządzenia zainstalowane w danym budynku muszą być zalecane dla tej nieruchomości przez akredytowanego, obiektywnego doradcę, który przeprowadził ocenę sytuacji i zaakceptował plan,
- Wykonanie ulepszenia budynku musi być przeprowadzone przez akredytowanego wykonawcę,

- Przy sprzedaży mieszkania obowiązek spłat przechodzi na następnego właściciela (nie przenosi się natomiast wraz z osobą uprzednio opłacającą rachunki), przy czym osoba kupująca musi być świadoma dodatkowej opłaty dołączonej do rachunku za energię elektryczną.

Rysunek 22 obrazuje sposób działania systemu „Green Deal".

Rysunek 22. System „Green Deal"

Źródło: DECC, Wielka Brytania

4. Rekomendacje z uwzględnieniem uwarunkowań Polski

W niniejszym opracowaniu poruszone zostały trzy kluczowe zagadnienia związane z analizą ekonomiczną wdrożenia ISD:

- Model biznesowy,
- Analiza kosztów i korzyści,
- Źródła finansowania.

4.1. Rekomendacje dla modelu biznesowego

Przed wyborem podejścia do wdrożenia określono najważniejsze uwarunkowania biznesowe warunkujące maksymalizację korzyści z wdrożenia ISD w Polsce:

- **Szerokie dotarcie do społeczeństwa.** Objęcie wdrożeniem znacznej liczby odbiorców jest warunkiem koniecznym dla osiągnięcia oczekiwanych korzyści ekonomicznych (wdrożenie związane jest z wysokimi kosztami stałymi) oraz uzyskania widocznego rezultatu w zakresie realizacji celów,
- **Optymalizacja kosztu wdrożenia ISD.** Doświadczenia i przeprowadzone badania wskazują, że warunkiem szerokiego wdrożenia ISD jest niska cena instalacji wersji podstawowej. Wydaje się, że w warunkach Polskich ten aspekt będzie miał szczególnie duże znaczenie.

Mając na uwadze powyższe uwarunkowania, rekomendowane jest przyjęcie rozwiązania opartego na trzecim podejściu: „Budowanie platformy oraz współfinansowanie wyświetlaczy". W tym zakresie sugerowane są następujące działania:

- **Objęcie dofinansowaniem bramy domowej oraz inteligentnych przełączników.** Kluczowymi elementami ISD, pozwalającymi na osiąganie podstawowych korzyści, są brama domowa oraz inteligentne przełączniki. Możliwe jest również dofinansowanie wyświetlacza, jednak tańszym i równie skutecznym rozwiązaniem wydaje się być aplikacja uruchomiana na urządzeniach konsumenta (tablet, laptop, smart phone) lub ogólnodostępny portal internetowy. Propozycja kształtu podstawowej sieci domowej została zaprezentowana na Rysunku 23,
- **Zbudowanie systemu dofinansowania.** Prawidłowe funkcjonowanie modelu będzie możliwe pod warunkiem zbudowania dobrego systemu dofinansowania. Tematyka została szerzej poruszona w podrozdziale dedykowanym temu zagadnieniu.

Rysunek 23. Elementy podstawowej ISD

Źródło: GEO, Plugwise, Smartenit

4.2. Wnioski z analizy kosztów i korzyści

Największą rolę we wdrożeniach ISD odgrywają aktywni odbiorcy oraz dostawcy usług ISD. Sukces ISD w Polsce będzie zależał od tego, czy z jednej strony znajdą się dostawcy odpowiednich rozwiązań, a z drugiej strony konsumenci będą gotowi do zaangażowania się w zarządzanie energią. Wyniki analizy kosztów i korzyści dostarczają informacji o opłacalności wdrożenia dla tych dwóch grup:

- **Aktywni odbiorcy.** Koszt podstawowej ISD (przedstawionej na Rysunku 24) wraz z instalacją w 2015 roku (początek wdrożenia) wynosi ok. 560 złotych. Konsumenci będą skłonni zapłacić za proponowany zestaw ok. 170 złotych (na podstawie analiz badań). Oznacza to, że 70 % kosztu musi być ponoszone przez innych interesariuszy (dostawca usług ISD lub system dofinansowania). Korzyści osiągane dzięki instalacji ISD są później dzielone pomiędzy aktywnego odbiorcę i dostawcę usług ISD. Przy zaproponowanym podziale kosztów i korzyści gospodarstwo domowe otrzymuje zwrot zainwestowanych pieniędzy w 2020 roku. W 2030 roku NPV wynosi ok. 270 złotych. Dla przedsiębiorstw wartości te przyjmują odpowiednio jeden rok oraz 1400 złotych. Należy pamiętać, że ISD pozwala użytkownikom na zwiększenie komfortu życia dzięki możliwości zdalnego zarządzania urządzeniami domowymi. Korzyść ta nie została uwzględniona w kalkulacjach.
- **Dostawca usług ISD.** W celu zapewnienia dodatkowych przychodów dla dostawcy usług ISD do modelu została dodana opłata abonamentowa ponoszona przez wszystkich odbiorców w Polsce. Proponowana opłata nie powinna być wysoka – rzędu kilku złotych rocznie. Ze względu na dużą liczbę odbiorców przynosi ona jednak znaczne dodatkowe przychody dla dostawcy usług ISD, które mogą być użyte na finansowanie inwestycji. Uzasadnieniem dla wprowadzenia opłaty może być pozytywny wpływ wdrożenia na uniknięcie blackout'u oraz rotacyjnego wyłączania dostaw energii elektrycznej. Wyniki badań potwierdzają, że wielu konsumentów jest gotowych zaakceptować taką opłatę w celu utrzymania wysokiej niezawodności sieci. Pozytywny przepływ pieniężny dla dostawców usług ISD pojawia się dopiero po kilku latach więc w celu obniżenia ryzyka inwestycyjnego związanego z długim okresem zwrotu powinny być stworzone programy dofinansowania tego typu inwestycji.

Zgodnie z opisanymi powyżej założeniami możliwe jest zbudowanie modelu wdrożenia, w którym dwie kluczowe grupy interesariuszy – aktywni odbiorcy oraz dostawcy usług ISD – osiągają korzyści i mogą mieć motywację ekonomiczną do uczestniczenia w budowie ISD w Polsce.

Drugim, bardzo istotnym obszarem analizy kosztów i korzyści jest ogólny wpływ ISD na gospodarkę Polski ze szczególnym uwzględnieniem rynku elektroenergetycznego. Suma prognozowanych zdyskontowanych przepływów pieniężnych do 2030 roku jest pozytywna i wynosi 152 miliony złotych. Przy wysokim ryzyku związanym z długim czasem realizacji projektu atrakcyjność ekonomiczna może być podważana więc ważne jest wsparcie finansowania inwestycji z uwagi na duże dodatkowe korzyści strategiczne dla interesariuszy nie ponoszących bezpośrednio wydatków inwestycyjnych. Z drugiej strony należy rozważyć pozytywny wpływ ISD na cały rynek elektroenergetyczny. W przypadku braku podjęcia odpowiednich działań w perspektywie paru lat możliwe jest wystąpienie luki podażowej energii elektrycznej w Polsce. Doprowadzi to do znacznego wzrostu cen w okresach szczytowych oraz przymusowych rotacyjnych wyłączeń dostaw w celu zapewniania stabilności sieci. Zakładając, że wdrożenie ISD pozwoli na uniknięcie opisanych negatywnych efektów, priorytet wdrożenia znacznie wzrasta, co zostało zaprognozowane przy wykorzystaniu dodatkowych korzyści.

Należy zwrócić uwagę, że w przypadku realizacji scenariusza pesymistycznego wdrożenie ISD nie przyniesie korzyści na oczekiwanym poziomie. Najważniejszym czynnikiem, na który będzie miał wpływ inicjator wdrożenia jest liczba odbiorców energii elektrycznej korzystających z ISD. Jednocześnie jest to jedno z podstawowych założeń warunkujących opłacalność. Maksymalizacja liczby użytkowników sieci domowych będzie możliwa dzięki przeprowadzeniu skutecznej kampanii edukacyjnej oraz budowie systemu dofinansowania znacznie zmniejszającego koszty założenia ISD dla odbiorcy. Te dwa działania powinny być jednym z priorytetów podczas etapu przygotowania do wdrożenia. Dodatkowym sposobem na minimalizację ryzyka stosowanym przez podmioty rynkowe jest podział inwestycji na etapy. Pozwala to na weryfikację wstępnych założeń oraz ograniczanie wartości kapitału narażonego na stratę. Dla wdrożenia ISD ważne będzie przeprowadzenie projektów pilotażowych, które umożliwią sprawdzenie efektywności ISD oraz wyciągnięcie wniosków dla dalszego przebiegu wdrożenia.

4.3. Rekomendacje dla źródeł finansowania

Budowa ISD wymaga wsparcia w zakresie finansowania głównie w dwóch obszarach. Po pierwsze aktywny odbiorca potrzebuje dofinansowania na etapie zakupu urządzeń ISD. Po drugie dostawca usług ISD powinien otrzymywać dodatkowe wsparcie na początku inwestycji w celu obniżenia bariery wejścia w tego typu działalność.

W oparciu o przeprowadzoną analizę źródeł finansowania zespół projektowy zidentyfikował trzy główne rodzaje wsparcia:

- Bezpośrednie programy finansowania,
- Dodatkowe usługi,
- Regulacyjne systemy wsparcia.

W kontekście proponowanego modelu wdrożenia najkorzystniejszym sposobem wsparcia, pozwalającym na szerokie dotarcie do społeczeństwa, są regulacyjne systemy. Rekomendowane jest zbudowanie programu w oparciu o australijski system certyfikatów VEET, który pozwoli na zmniejszenie kosztu zakupu urządzeń ISD dla aktywnego odbiorcy oraz dostawcy usług. W efekcie końcowym koszty certyfikatów zostaną przerzucone na odbiorców energii elektrycznej korzystających ze zmniejszenia rachunków za energię, co jest zgodne z koncepcją opłaty abonamentowej. Dodatkowym atutem systemu VEET jest jego prostota – z punktu widzenia klienta skorzystanie z finansowania nie wymaga żadnych skomplikowanych rozwiązań dodatkowych.

Wykorzystanie dodatkowych usług, jako źródła finansowania na początkowych etapach wdrożenia ISD może być utrudnione. Możliwe jest powstanie usług łączonych (np. oferowanie jednocześnie ISD oraz monitoringu mieszkania), co pozwoli na ograniczenie kosztów bramy domowej zapewniającej komunikację wewnątrz budynku. Oferowanie dodatkowych usług może być popularne na dalszych etapach wdrożenia. Usługami, które będą miały duże znaczenie dla opłacalności wdrożenia ISD, będą natomiast dodatkowe świadczenia energetyczne niezwiązane z energią elektryczną (ciepło, woda), W Polsce koszty związane z wykorzystaniem innych mediów są względnie wysokie w związku z czym włączenie ich do domowego systemu zarządzania znacznie zwiększa potencjał ISD.

Bezpośrednie programy finansowania mogą być atrakcyjnym źródłem finansowania dla realizacji bardziej złożonych projektów zarządzania energią w budynkach (np. ze środków programów UE lub programów inteligentnych budynków) oraz projektów pilotażowych.

5. Bibliografia

1. *Victorian Energy Efficiency Target Act 2007*, No. 70 of 2007 (Version No. 004, incorporating amendments as at 14 October 2010).
2. *Victorian Energy Efficiency Target Regulations 2008*, S.R. No. 158/2008 (Authorised Version No. 006, incorporating amendments as at 5 July 2011).
3. Ministerstwo Gospodarki, *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku.* Projekt z dnia 4.09.2008, wersja nr 2.
4. Accenture, *Actionable Insights for the New Energy Consumer, Accenture end-customer observatory 2012*, 2012.
5. Accenture, *Revealing the Values of the New Energy Consumer. Accenture end-customer observatory on electricity management 2011*, 2011.
6. Agencja Rynku Energii, *Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030*, Warszawa, 09.2011.
7. American Council for an Energy-Efficient Economy, *Advanced Metering Initiatives and Residential Feedback Programs: A Meta-Review for Household Electricity-Saving Opportunities*, Report Number E105, 06.2010.
8. BChydro, *Smart Metering and Infrastructure Programme Business Case*, 2011.
9. CNP, Oncor, *The Smart Meter Texas Portal*, 09.2009.
10. DECC, *Smart meter rollout for the domestic sector (GB)*, 30.03.2011.
11. Deloitte, *Advanced metering infrastructure cost benefit analysis*, 08.2011.
12. Department of Energy & Climate Change, *Disablement / enablement functionality for smart gas meters*, 27.07.2010.
13. Department of Energy & Climate Change, Office of Gas and Electricity Markets, *Smart Metering Implementation Programme. Response to Prospectus Consultation, supporting Document 3 of 5 Design Requirements*, 03.2011.
14. Department of Energy & Climate Change, Office of Gas and Electricity Markets, *Smart Metering Implementation Programme. Response to Prospectus Consultation, supporting Document 4 of 5 Central Communications and Data Management,* 03.2011.
15. Electric Power Research Institute, *Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid. A Preliminary Estimate of the Investment Requirements and the Resultant Benefits of a Fully Functioning Smart Grid. 2011 Technical Report*, 2011.
16. Electric Power Research Institute, *Guidelines for Designing Effective Energy Information Feedback Pilots: Research Protocols. Final Report*, 04.2010.
17. ERCOT, *Smart Meter Functionality Implementation Update*, ERCOT Board of Directors Meeting, 16.08.2011.
18. Ernst & Young, *Smart metering implementation - Wybrane kwestie regulacyjne*. 23.03.2010.
19. European Environment Agency, *Revealing the costs of air pollution from industrial facilities in Europe*, 2011.
20. Frontier Economics, *Smart Metering.* 11.2007.
21. GE Energy, *The Role of Regulation in Maintaining the Momentum of Smart Grid Deployment in Europe*, Smart Utilities Conference Prague, 2012.
22. Główny Urząd Statystyczny, *Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2009, 2010*, Warszawa 2011.

23. Główny Urząd Statystyczny, *Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2009 roku,* Warszawa, 2012.
24. GSMA, *Vision of Smart Home The Role of Mobile in the Home of the Future*, 09.2011.
25. IBM (Frédéric Bauchot), *Influences, Perceptions, Knowledge, and Expectations of the New Energy Consumer. New views from the 2011 IBM Global Utility Consumer Survey,* 2011.
26. IBM, *Global Utility Consumer Survey*, 2011.
27. Linz AG, *Customer and community engagement and psychological triggers to change usage behavior*, Smart Utilities Conference Prague, 2012.
28. Newport Consulting Group, *New Business Models for Smart Markets*, 01.2012.
29. NSMP, *Home Area Network (HAN) Service Models*, October 2010.
30. OFGEM, *Smart Metering Implementation Programme: Communications Business Model,* 27.07.2010.
31. ONCOR Electric Delivery, *Oncor HAN Implementation*, EEI 2010 TD&M Spring Conference 13.04.2010.
32. PARP, *Raport o stanie sektora małych I średnich przedsiębiorstw w Polsce,* Warszawa 2011.
33. PG&E, *Smart Grid Deployment Plan*, 06.2011.
34. PKO Dom Maklerski, *Polska Energetyka 2011*, 27.09.2011.
35. RWE, *The energy supplier perspective and the integration in the European Market*, Electric Vehicles Conference, Brussels, 01.2012.
36. SDGE, *Smart Grid Deployment Plan 2011-2020*, 06.2011.
37. SGCC, *Consumer Pulse Research Program Wave 2 - Summary of Findings*, 01.2012.
38. SGCC, *Smart Grid Consumer Collaborative Consumer Pulse Research Program – Wave 1*, 09.2011.
39. Smart Grid Consumer Collaborative, *2012 State of the Consumer Report. 23.01.2012.*
40. SmartRegions, *European Landscape Report and insights from national trials*, 10.2011.
41. The Brattle Group (Ahmad Faruqui, Ph.D., Peter Fox-Penner, Ph.D.*), Energy Efficiency and Utility Demand-Side Management Programs,* The World Bank, 14.07.2011.
42. The New Zealand Institute of Economic Research (Johannah Branson), *Cost-benefit analysis of additional smart meter functionality. Home area networks and in-home devices. Report to the Electricity Commission,* 2.12.2009.
43. TNS OBOP, Miesięcznik Gospodarczy Nowy Przemysł*, Świadomość energetyczna Polaków*, 21.12.2011.
44. Universty of California, Berkeley*, Electric Vehicles in the United States A New Model with Forecasts to 2030*, 08.2009.
45. Urząd Regulacji Energetyki, *Koncepcja dotycząca modelu rynku opomiarowania w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem wymagań wobec Niezależnego Operatora Pomiarów*, Warszawa, 8.11.2011.
46. Urząd Regulacji Energetyki, *Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok 2010. Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 8/2011,* Warszawa 2011.
47. VasaaETT, *The potential of smart meter enabled programs to increase energy and systems efficiency: a mass pilot comparison*, 2011.
48. Victora Government*, Victorian Energy Efficiency Target Guidellines,* 10.2010.

49. Victorian Department of Primary Industries, *Benefits and Costs of the Victorian AMI Program*, 08.2012.
50. ZPryme Research & Consulting, *The New Energy Consumer*, 05.2011.