

ANEKS

do

Analizy skutków społeczno – gospodarczych wdrożenia inteligentnego opomiarowania

1. Wariantowa analiza ekonomiczna
2. Analiza prawna
3. Analiza techniczna

Warszawa, kwiecień 2013 r.

Spis treści

Wstęp.....	3
Podsumowanie	4
Analiza ekonomiczna	5
Warianty alternatywne wdrażania inteligentnego opomiarowania	5
Wdrożenie liczników zdalnego odczytu na żądanie odbiorcy	7
Instalacja liczników zdalnego odczytu u 80% odbiorców bez wprowadzania OIP	11
Analiza wdrożenia modelu inteligentnego opomiarowania	15
Analiza wariantów wdrożenia	15
Analiza wrażliwości wariantu bazowego	18
Analiza wpływu na ceny energii elektrycznej (wariant bazowy).....	22
Wpływ kosztów inteligentnego opomiarowania na ceny energii elektrycznej	25
Wpływ korzyści na ceny energii elektrycznej.....	27
Wpływ salda kosztów i korzyści na ceny energii elektrycznej	30
Analiza prawna.....	32
Akty prawne oraz pozostałe dokumenty stanowiące podstawę analizy:.....	32
Podstawy formalno-prawne konieczności wdrożenia inteligentnego opomiarowania	32
Najważniejsze problemy i obszary ryzyk prawnych wymagające regulacji.....	35
Podsumowanie prawne.....	37
Analiza techniczna	38
Podstawowe funkcjonalności systemu inteligentnego opomiarowania	38
Elementy składowe infrastruktury AMI.....	39
Zapewnienie bezpieczeństwa systemu	44
Objaśnienie skrótów	46
Materiały źródłowe	47

Wstęp

Niniejszy dokument jest aneksem do Analizy skutków społeczno – gospodarczych wdrożenia inteligentnego opomiarowania, przekazanej Radzie Ministrów w dniu 9 kwietnia 2013 r., zwanej w dalszej części „Analizą”. Przekazana Radzie Ministrów Analiza zawierała ocenę skutków ekonomicznych i społecznych wdrożenia systemu liczników zdalnego odczytu wraz z uwarunkowaniami prawnymi. Celem niniejszego Aneksu jest uzupełnienie i rozszerzenie informacji zawartych we wspomnianej Analizie.

Wdrożenie inteligentnego opomiarowania jest procesem wymagającym istotnych nakładów finansowych na infrastrukturę, jednakże generującym również znaczące korzyści dla różnych grup odbiorców. W związku z istotnym znaczeniem ekonomicznym, społecznym i prawnym projektowanych rozwiązań wymagają one dokładnej i wszechstronnej analizy. Aneks do Analizy składa się z trzech części: wariantowej analizy ekonomicznej, analizy prawnej oraz analizy technicznej.

W ramach wariantowej analizy ekonomicznej podjęto tematykę ogólnego modelu wdrażania inteligentnego opomiarowania. Rozważono różne warianty, w tym także wpływ na oczekiwane korzyści i koszty takich rozwiązań jak: instalacja liczników jedynie na żądanie odbiorcy oraz wdrożenie obowiązku instalacji liczników zdalnego odczytu u co najmniej 80% odbiorców do 2020 r. bez wprowadzania jednego scentralizowanego Operatora Informacji Pomiarowej. W dalszej części analizy ekonomicznej porównano następujące warianty: bazowy (prezentowany wcześniej w Analizie), optymalny, zawierający założenie odnośnie przyspieszenia osiągnięcia pełnej funkcjonalności liczników, dwa warianty zmienionych kosztów (spadek kosztów o 15%, wzrost kosztów o 15%) oraz dwa warianty różniące się ścieżkami instalacji liczników (przyspieszona i opóźniona ścieżka instalacji). Następnie przedmiotem rozważań w Aneksie jest wpływ wdrożenia inteligentnego opomiarowania na ceny energii. Przeanalizowano w szczególności, jakie przełożenie na cenę energii dla odbiorców końcowych oraz na opłatę dystrybucyjną mają planowane wydatki związane z wdrożeniem inteligentnego opomiarowania. Analizowano także, w jaki sposób oczekiwane korzyści wdrożenia mogą wpłynąć na ceny energii.

W ramach analizy prawnej przytoczono akty prawne oraz pozostałe dokumenty stanowiące podstawę Analizy oraz uszczegółowiono podstawy formalno-prawne konieczności wdrożenia inteligentnego opomiarowania w sektorze elektroenergetycznym, ze szczególnym uwzględnieniem wymogów wynikających z prawodawstwa europejskiego. Ponadto opisano najważniejsze problemy i obszary ryzyk prawnych związanych z wdrożeniem inteligentnego opomiarowania wymagające regulacji.

Podsumowanie

- Przesłankami do podjęcia decyzji o wdrożeniu inteligentnego opomiarowania w sektorze elektroenergetycznym w Polsce są wymagania prawa unijnego oraz korzyści i potrzeby dla tego sektora gospodarki, odbiorców energii elektrycznej oraz środowiska naturalnego.
- Niniejsza analiza pokazuje, że tempo instalowania oraz ilość liczników zdalnego odczytu może znacząco wpłynąć na korzyści wynikające z wdrożenia AMI w Polsce.
- W przypadku przyznania Odbiorcom prawa żądania od OSD E instalacji licznika zdalnego odczytu, przy założeniu, że zdecyduje się na taki ruch 20% najbardziej aktywnych Odbiorców, prognozowane koszty w żadnym wypadku nie zostaną pokryte korzyściami wynikającymi dla Odbiorców, Sprzedawców, OSD E i OSP w latach 2014-2020, a w dłuższym okresie – do 2026 r. jest to możliwe jedynie przy niższej niż prognozowana cenie zakupu instalowanych liczników.
- W przypadku wdrożenia systemu u 80% Odbiorców, bez powołania jednego OIP saldo korzyści i kosztów szacuje się na kwotę około (–) 75 mln zł w latach 2013-2020. Natomiast w przypadku wariantu bazowego tj. wdrożenia systemu u 80% Odbiorców z powołaniem niezależnego, regulowanego przez Prezesa URE operatora pomiarów saldo korzyści i kosztów w tym samym okresie jest większe o ok. 120 mln zł i wynosi 43 mln zł.
- W celu wykorzystania pełnej funkcjonalności systemu, niezbędne jest powołanie jednego umocowanego ustawowo operatora informacji pomiarowych, niezależnego od OSD E i regulowanego przez Prezesa URE. Pozwoli to na stworzenie możliwości wykorzystania wszystkich korzyści wynikających z instalacji liczników zdalnego odczytu i jest rozwiązaniem najbardziej efektywnym.
- Pod względem najwyższego dodatniego salda korzyści i kosztów, zarówno w krótszym jak i dłuższym okresie, najlepszy okazuje się wariant instalacji liczników u 80% Odbiorców według ścieżki osiągnięcia funkcjonalności opisanej w wariantcie optymalnym i powołanie jednego OIP.
- W stosunku do wariantu bazowego przyspieszenie instalacji liczników zdalnego dostępu, przyspieszenie udostępnienia ich funkcjonalności i obniżenie kosztu instalowanych liczników powoduje zdecydowany przyrost salda korzyści.
- Korzyści będą rosły w miarę funkcjonowania systemu inteligentnego opomiarowania. Koszty zostaną poniesione głównie w latach 2014-2020. Po roku 2020 korzyści będą znacznie przewyższać poniesione nakłady. Wzrost liczby instalowanych w początkowym okresie liczników zdalnego odczytu i tempo instalacji tych liczników przekłada się na możliwy wzrost korzyści w pierwszych latach.
- Wdrożenie w Polsce systemu inteligentnego opomiarowania nie będzie miało znaczącego wpływu na ceny energii elektrycznej. Jednostkowy udział kosztu związanego z instalacją licznika zdalnego odczytu (w przeliczeniu na MWh i wyrażony w zł/MWh) dla odbiorców grupy C i G i liczony rok do roku, mieści się w przedziale od 0,8 zł/MWh do 4,1 zł/MWh, co stanowi:
 - od 0,3% do 1,7% wartości stawki dystrybucyjnej dla grupy C i od 0,1% do 0,8% ceny energii elektrycznej dla odbiorcy końcowego w tej grupie,

- od 0,3% do 1,9% wartości stawki dystrybucyjnej dla grupy G i od 0,1% do 0,9% ceny energii elektrycznej dla odbiorcy końcowego w tej grupie.

Analiza ekonomiczna

Warianty alternatywne wdrażania inteligentnego opomiarowania

W Analizie skutków społeczno-gospodarczych wdrożenia inteligentnego opomiarowania przekazanej dnia 9 kwietnia 2013 r. przyjęty został model (wariant **bazowy** analizy), który opiera się o dwa zasadnicze filary:

- powszechności systemu, poprzez wprowadzenie obowiązku instalacji liczników zdalnego odczytu u co najmniej 80% odbiorców do 2020 r., co gwarantuje maksymalizację korzyści i minimalizację kosztów poprzez efekt skali;
- standaryzacji rozwiązań, poprzez wprowadzenie operatora informacji pomiarowych (OIP), co gwarantuje eliminację barier dostępu i możliwość wykorzystania pełnych funkcjonalności systemu wszystkim jego uczestnikom, a zatem maksymalizację korzyści.

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (URE) w 2012 r., po przeprowadzeniu wszechstronnych konsultacji opublikował stanowisko *Koncepcja dotycząca modelu rynku opomiarowania w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem wymagań wobec Operatora Informacji Pomiarowej*.

W ramach tego stanowiska poddał analizie możliwe rozwiązania, które wypełniałyby funkcje założonych fundamentalnych celów, do których należą w szczególności:

- poprawa bezpieczeństwa pracy KSE – aspekt techniczny,
- poprawa konkurencyjności rynku energii – aspekt ekonomiczny,
- stworzenie warunków dla efektywnego wzrostu udziału energii odnawialnej w krajowym bilansie zużycia energii – aspekt ekologiczny,
- upodmiotowienie odbiorcy i stworzenie możliwości poprawy efektywności energetycznej – aspekt ekonomiczny i klimatyczny.

W stanowisku Prezes URE analizował trzy modelowe grupy rozwiązań oparte o następujące założenia:

- I. OSD E zachowują pełnię dotychczasowych kompetencji dotyczących organizacji procesu, zmianie uległaby wyłącznie warstwa technologiczna (ze względu np. na zwiększoną częstotliwość odczytów i konieczność ich udostępniania);
- II. OSD E zachowują częściową kompetencję w zakresie organizacji procesu (w części dotyczącej własności liczników i zarządzania nimi oraz pobierania danych pomiarowych) natomiast:
 - A – kompetencja udostępniania danych pomiarowych uprawnionym uczestnikom rynku zostałaaby podzielona pomiędzy grupę podmiotów „rynkowych”, niezależnych od OSD E operatorów pomiarowych lub
 - B – kompetencję tę przejąłby jeden nowy podmiot – niezależny od OSD E operator pomiarowy, nie podlegający regulacji Prezesa URE lub

C – kompetencję tę przejąłby jeden nowy podmiot – niezależny od OSD E operator pomiarowy, regulowany przez Prezesa URE;

III. Całość kompetencji dotyczących organizacji procesu (własności liczników i zarządzania nimi oraz pobierania, gromadzenia i udostępniania danych pomiarowych) przejąłaby nowa struktura podmiotów lub podmiot spoza sektora elektroenergetycznego, na zasadach wolnorynkowych lub częściowo regulowanych.

Po dokonaniu wszechstronnej analizy możliwych rozwiązań Prezes URE określił, że optymalnym wariantem gwarantującym stabilność, generującym najmniej ryzyk i najwięcej korzyści, posiadającym najwięcej zalet, oraz największy potencjał rozwojowy, jest wariant zgodnie z którym kompetencję gromadzenia, zarządzania i udostępniania danych pomiarowych przejąłby jeden ustawowo umocowany, niezależny od OSD E i sprzedawców podmiot regulowany przez Prezesa URE.

W niniejszym opracowaniu poddane analizie zostały dwa alternatywne scenariusze, oparte o następujące założenia:

1. Instalacja liczników zdalnego odczytu jedynie na żądanie odbiorcy;
2. Wdrożenie obowiązku instalacji liczników zdalnego odczytu u co najmniej 80% odbiorców do 2020 r. bez wprowadzania OIP.

Wdrożenie liczników zdalnego odczytu na żądanie odbiorcy

1. Opis

Analizowane rozwiązanie może wynikać z chęci maksymalizacji ochrony prywatności odbiorców i autonomii podejmowania przez nich decyzji dotyczących instalowania liczników (przykład Holandii opisany szczegółowo w CEER Benchmarking Report on Meter Data Management Case Studies, Rada Europejskich Regulatorów Energii listopad 2012 r.).

Zgodnie z tym scenariuszem Odbiorcy powinno być przyznane prawo żądania od OSD E instalacji licznika zdalnego odczytu wraz z niezbędną do jego obsługi infrastrukturą. Do rozważenia pozostaje, czy koszty takiej instalacji wraz z kosztami niezbędnej infrastruktury powinien ponieść Odbiorca wysuwający takie żądanie czy też koszty te powinny zostać podzielone na wszystkich odbiorców i uwzględnione w taryfie. Rozstrzygnięcie tej kwestii nie leżało w zakresie niniejszej analizy, chociaż wydaje się, że każde rozstrzygnięcie tej kwestii nie będzie dla odbiorcy korzystne. Może on bowiem ponieść nadmierne koszty takiej instalacji lub spotkać się z odmową instalacji licznika na swój wniosek ze względów ekonomicznych. W przypadku uwzględnienia tych kosztów w taryfie zostaną one podzielone na również innych odbiorców energii elektrycznej, którzy nie będą beneficjentami potencjalnych korzyści.

Należy jednakże założyć, że wdrażanie liczników nawet w bardzo ograniczonej skali wymaga budowy systemów akwizycji i przetwarzania danych pomiarowych oraz stworzenia całej niezbędnej infrastruktury. Jeśli bowiem dajemy prawo wyboru Odbiorcy system ten powinien być przygotowany do obsłużenia wszystkich uprawnionych. W przeciwnym wypadku powstaną po stronie OSD E dodatkowe koszty osierocone¹ lub Odbiorcy będą bardzo długo oczekiwać na zainstalowanie licznika i uruchomienie jego funkcjonalności.

2. Koszty

Dla przeprowadzenia dalszych analiz założono, że liczniki zostaną zainstalowane u 20% najbardziej aktywnych odbiorców końcowych do 2020 r.

Dalsze obliczenia wykonywano dla trzech wariantów:

Wariant 1 – Koszty systemów AMI założono na takim samym poziomie jak w wariantcie bazowym². Wynika to z faktu, że koszty systemów teleinformatycznych do przetwarzania danych pomiarowych są na podobnym poziomie, niezależnie od tego czy mają przewidywać akwizycję danych od setek tysięcy czy kilku milionów odbiorców. Jak przedstawiono powyżej system akwizycji powinien przewidywać możliwość wystąpienia z żądaniem zainstalowania liczników u każdego Odbiorcy. Dodatkowo aby umożliwić przekazywanie

¹ Jeśli wyobrazić sobie sytuację, zgodnie z którą w budynku zamieszkałym przez 40 rodzin jeden tylko odbiorca wnioskować będzie o instalację licznika powinna być dla niego zbudowana cała infrastruktura komunikacyjna, przy czym powinna ona umożliwiać podłączenia wszystkich 40 rodzin, przepustowość będzie więc wykorzystywana w 1/40 części a koszt infrastruktury (np. koncentratory itp.) poniesiony dla 40 liczników.

² Wariant bazowy (instalacja liczników zdalnego odczytu u 80% Odbiorców do końca 2020 r. oraz gromadzenie i udostępnianie danych przez regulowanego przez Prezesa URE niezależnego operatora pomiarowego) opisano szczegółowo w *Analizie skutków społeczno – gospodarczych wdrożenia inteligentnego opomiarowania* str 24-25 Zgodnie z przeprowadzoną tam analizą wariantu bazowego koszt instalacji liczników w cenach stałych z 2013 r. wynosi 3 456 mln zł.

danych do wielu sprzedawców systemy te powinny posiadać odpowiednio rozbudowane interfejsy komunikacyjne.

Zmienne są w zależności od ilości instalowanych liczników koszty samych urządzeń i ich instalacji (przyjęto koszt urządzenia z instalacją w wysokości 320 zł/licznik).

Tabela 1. Koszty wdrożenia wariant 1, w mld zł (ceny stałe 2013 r.)

Koszty aplikacji AMI i systemów akwizycji (np. koncentratorów)	0,950
Koszty liczników zdalnego odczytu	1,061
Razem	2,011

Źródło: obliczenia własne

Wariant 2 – W wariantcie tym przyjęto koszt instalacji licznika w wysokości 309,5³ zł/licznik (na bazie kosztów Energa Operator S.A.) oraz założono proporcję kosztów stałych (niezależnych od liczby liczników aplikacji i akwizycji danych) do kosztów zmiennych (licznik i instalacja) w wysokości 30/70.

W tym wariantcie szacowane koszty wdrożenia wynoszą ok. 1,946 mld zł.

Tabela 2. Koszty wdrożenia wariant 2, w mld zł (ceny stałe 2013 r.)

Koszty aplikacji AMI i systemów akwizycji (np. koncentratorów)	1,229
Koszty liczników zdalnego odczytu	0,717
Razem	1,946

Źródło: Obliczenia własne

Wariant 3 - W wariantcie tym przyjęto koszt instalacji licznika w wysokości 398⁴ zł/licznik (na bazie kosztów Energa Operator S.A.) przy założeniu, że koszt na licznik jest taki sam dla wdrożenia 20% jak i dla 100%. Najbardziej optymistyczne wyliczenie, ale obarczone największym ryzykiem niedoszacowania nakładów.

Przy takim założeniu szacowany koszt instalacji liczników u 20% Odbiorców wyniesie ok. 1,3 mld zł (398 zł pomnożone przez liczbę zainstalowanych w tym wariantcie liczników).

We wszystkich wariantach trzeba uwzględnić koszt instalacji legalizacyjnych liczników, które są wymieniane na liczniki elektroniczne ale nie zdalnego odczytu. Te koszty to dodatkowe ok. 0,5 mld zł.

Reasumując, w zależności od przyjętego wariantu, szacowane w cenach stałych 2013 r. koszty instalacji liczników zdalnego odczytu na żądanie Odbiorcy końcowego (w przyjętym założeniu dla 20% Odbiorców) wraz z niezbędną infrastrukturą mieszczą się w przedziale od 1,3 mld zł do ok. 2,0 mld zł.

³ na podstawie danych ze strony ENERGA Operator S.A. www.media.energa.pl informacja z dnia 5 stycznia 2013 r.

⁴ Analiza w zakresie ekonomicznej oceny zasadności wprowadzenia inteligentnych form pomiaru zużycia energii elektrycznej w Polsce, PTPIREE, Poznań, 20 sierpnia 2012 r.

3. Korzyści

Korzyści oszacowano według tej samej metody co w wariantcie bazowym przy założeniu instalacji 20% liczników zdalnego odczytu do 2020 r.

Założono że z uwagi na:

- instalację liczników zdalnego odczytu na żądanie, tj. jedynie dla 20%, a nie jak w wariantcie bazowym dla 80% Odbiorców,
- brak standaryzacji, tj. brak regulowanego przez Prezesa URE niezależnego operatora pomiarowego,

nie zostaną osiągnięte korzyści w postaci:

- ułatwienia zmiany sprzedawcy,
- ograniczenia przychodów (redukcja strat handlowych i technicznych).

Jednocześnie korzyści OSP zostaną osiągnięte jedynie w 25% w stosunku do przypadku, gdyby liczniki zdalnego odczytu zainstalowano u 80% Odbiorców końcowych.

Tabela 3. Korzyści wdrożenia systemu (w mln zł, w cenach stałych 2013 r.).

KORZYŚCI		2013-2020	2013-2026
Odbiorca	Świadome zużycie energii	111	371
Odbiorca	razem	111	371
sprzedawca	Skrócenie czasu do wystawienia faktury	9	28
sprzedawca	Dopasowanie portfela zakupów (ograniczenie niezbilansowania)	15	46
sprzedawca	Zarządzanie popytem	79	236
sprzedawca	razem	103	310
OSD E	Oszczędności na odczytach	103	308
OSD E	razem	103	308
OSP	Ograniczenie szczytowego zapotrzebowania na moc	426	694
OSP	razem	426	694
RAZEM KORZYŚCI		743	1683

Źródło: Obliczenia własne na podstawie modelu HP dla PSE S.A.

Z przeprowadzonej analizy wynika, że w przypadku instalacji liczników zdalnego odczytu na żądanie Odbiorcy końcowego (w przyjętym założeniu u 20% najbardziej aktywnych Odbiorców) prognozowane korzyści, możliwe do osiągnięcia do 2020 r. nie przekroczą łącznie 750 mln zł, a do 2026 r. 1,7 mld zł. Korzyści te są zatem mniejsze o blisko 3 mld zł i o 6,7 mld zł odpowiednio w okresie do 2020 r. i 2026 r. Oczekuje się, że największy ubytek korzyści nastąpi w przypadku OSP – blisko 1,4 mld zł⁵.

⁵ Szacowane korzyści dla OSP w wariantcie bazowym do 2020 r. mogą wynieść ok. 1,8 mld zł (tabela 5, str. 13)

4. Ograniczenia i skutki

Porównanie kosztów i korzyści związanych z wdrożeniem liczników zdalnego odczytu na żądanie Odbiorcy końcowego wskazuje, że **jedynie w dłuższym okresie tj. do 2026 r.** i w optymistycznym wariancie kosztowym (minimalizacja kosztów, jak wspomniano powyżej obarczona jednakże wysokim stopniem ryzyka niedoszacowania kosztów) - korzyści mogą pokryć koszty.

Z pozostałych poddanych analizie wariantów wynika nieopłacalność ekonomiczna modelu wdrażania inteligentnego opomiarowania tylko u części Odbiorców (na żądanie Odbiorcy).

W przypadku znacząco większej liczby liczników niż zakładane 20%, koszty wdrożenia będą rosły wolniej niż przyrost korzyści. Przy instalacji min 50% liczników do 2020 r. kalkulując koszty i korzyści na lata 2014-2026 można się spodziewać że koszty zbliżą się do oczekiwanych korzyści.

Należy mieć na uwadze, że dla porównania w wariancie bazowym (80% liczników i OIP) korzyści przekraczają koszty w tym okresie o ponad 4,6 mld zł.

5. Wymagany poziom regulacji

Należy mieć na uwadze, że analizowany powyżej model wdrożenia inteligentnego opomiarowania nie wypełnia zapisów Dyrektywy 2009/72/WE w zakresie wdrożenia 80% liczników do 2020 r. lub nie daje pewności pełnego wykonania warunków określonych w przepisach UE. Naraża to Polskę na kolejne postępowanie związane z nierealizowaniem ustaleń unijnych, a zatem również i na dotkliwe kary. Ich wysokość oraz ocena prawna skutków niewdrożenia tych decyzji nie jest przedmiotem tej analizy, jednakże ewentualne kary dodatkowo zwiększą i tak już niekorzystną różnicę między kosztami wdrożenia systemu i potencjalnymi korzyściami.

W celu wdrożenia wariantu obejmującego instalację liczników zdalnego odczytu tylko i wyłącznie na żądanie Odbiorcy konieczne jest wprowadzenie regulacji obejmujących:

- wprowadzenie zapisów o obligatoryjnym instalowaniu przez OSD E licznika zdalnego odczytu na żądanie odbiorcy – bez tego zapisu OSD E mógłby odmówić danemu odbiorcy instalację licznika na jego żądanie np. ze względu na koszty,
- ustawowe określenie, kto ponosi koszt instalacji licznika zdalnego odczytu – Odbiorca występujący z takim żądaniem czy też wszyscy Odbiorcy poprzez taryfę dystrybucyjną,
- wymagania w zakresie ochrony prywatności odbiorców i bezpieczeństwa danych pomiarowych.

Większość relacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz odbiorcami końcowymi powinno opierać się na relacjach umownych i upoważnieniach.

Instalacja liczników zdalnego odczytu u 80% odbiorców bez wprowadzania OIP

1. Opis

Wariant zakłada wprowadzenie na poziomie ustawowym obowiązku instalacji liczników zdalnego odczytu u 80% odbiorców do roku 2020. W tym alternatywnym wariantcie nie zakłada się powołania regulowanego przez Prezesa URE, niezależnego operatora pomiarów (OIP) ani innej centralnej platformy wymiany danych. Zakłada się, że zadania w zakresie udostępniania danych pomiarowych i obiegu informacji przy zmianie sprzedawcy obsługiwać będzie OSD E w bezpośrednich relacjach ze sprzedawcami.

W tym modelu przy 360 sprzedawcach i 150 OSD E może wystąpić potencjalnie 54 tys. interakcji pomiędzy tymi podmiotami.

2. Koszty

Zakłada się identyczne koszty wdrożenia po stronie OSD E jak w wariantcie bazowym od ok. 3,6 do 5,2 mld zł.

3. Korzyści

HP na potrzeby PSE S.A. dokonał oszacowania wpływu roli OIP na zakładane korzyści z wdrożenia inteligentnego opomiarowania. Wpływ ten został podzielony na trzy kategorie – bardzo silny, silny i słaby.

Dla celów niniejszej analizy ekspercko założono, że brak OIP powoduje obniżenie oczekiwanych korzyści w pierwszych latach tj. do 2020 r. odpowiednio o:

- Bardzo silny – 10%
- Silny – 5%
- Słaby – 1%.

Zastosowano konserwatywne podejście wskazujące na minimalistyczną rolę OIP. Wynika to z założenia ostrożnościowego, iż niedoszacowanie efektu działalności OIP jest lepsze niż jej przeszacowanie. Należy jednak podkreślić, że w skrajnych rozważanych wariantach część zakładanych korzyści byłaby nie do osiągnięcia bez OIP.

W kolejnych latach założono z ostrożnościowego punktu widzenia, że nastąpi odpowiednie dostosowanie systemu inteligentnego opomiarowania, tak że korzyści w latach 2021 – 2026 będą osiągane w pełnej skali.

Szczegóły określenia wpływu OIP na możliwe do osiągnięcia korzyści zawiera tabela 4.

Tabela 4. Rola OIP, jako podmiotu wspierającego osiągnięcie zakładanych celów wdrożenia nowego modelu rynku opomiarowania

LP	Cele operacyjna	Rola OIP	Opis
1	Zarządzanie popytem	+++	Udostępnianie danych, możliwość rozliczania taryf TOU
2	Dopasowanie portfela zakupów: poprawa jakości prognozowania dzięki szybkiej analizie rzeczywistych zachowań odbiorców	+++	Łatwy dostęp do danych, pełne repozytorium danych, agregacja danych i analizy
3	Skrócenie czasu do wystawienia faktury	+++	OIP gwarantuje SLA dla sprzedawcy, agreguje dane z różnych OSD
4	Ograniczenie szczytowego zapotrzebowania na moc	+++	Wsparcie rozliczania programów DSR
5	Możliwość zmiany sprzedawcy	++	OIP występuje jako gwarant niezależności sprzedawcy i OSD; za zgodą klienta OIP udostępnia dane potencjalnemu sprzedawcy dla umożliwienia przygotowania lepszej oferty;
6	Ograniczenie ryzyka awarii systemu przesyłowego tzw. blackout-ów.	++	Udostępnienie danych pomiarowych z wysoką granulacją; docelowo wsparcie mikrogeneracji
7	Świadome zużycie energii – wyzwolenie zachowań na rzecz efektywnego wykorzystania energii: obniżenie zużycia	+	Wsparcie procesu wdrażania inteligentnego opomiarowania, agregacja i udostępnianie danych od różnych OSD i sprzedawców, standaryzacja rozwiązań
8	Ograniczeniu strat (redukcja strat handlowych i technicznych)	+	Możliwość wypracowania benchmarków
9	Zwiększenie przychodów przez ograniczenie strat - nierealizowanie sprzedaży i dystrybucji energii.	+	Możliwość wypracowania benchmarków
10	Ograniczenie zaległych zobowiązań klientów: przyspieszenie windykacji (zdalne wyłączenie lub ograniczanie mocy)	+	Uproszczenie realizacji procesów masowych (np. proces windykacyjny) realizowanych przez sprzedawcę obsługującego klientów położonych w obszarach różnych OSD.
11	Opłata dla odbiorców za ponadumowny pobór energii biernej	+	Jako element zbieranych danych niezbędnych do rozliczania klienta.
12	Bonifikata jakościowa	+	Pełne repozytorium danych, archiwum
13	Bonifikata z tytułu przerw w dostawie energii	+	Pełne repozytorium danych

Legenda: +++ bardzo silny wpływ, ++ silny wpływ, + słaby wpływ

Źródło: Opracowanie HP dla PSE S.A.

Po uwzględnieniu przedstawionych wskaźników korekty korzyści, dokonano ponownego przeszacowania oczekiwanych korzyści wdrożenia inteligentnego opomiarowania. Szczegóły zawiera tabela nr 5.

Należy zwrócić uwagę, że z wdrożeniem OIP związane są oczekiwania co do rozwoju konkurencji rynkowej, w tym zapewnienie Odbiorcy swobody wyboru dostawcy energii elektrycznej.

OIP ma gwarantować wdrożenie inteligentnego opomiarowania w Polsce i umożliwienie osiągania korzyści przez wszystkich interesariuszy poprzez równoprawny dostęp do danych i funkcjonalności AMI. Brak OIP spowoduje brak koordynacji działań w ramach AMI pomiędzy OSD E a sprzedawcami, co z kolei może spowodować, że zainwestowane pieniądze w infrastrukturę AMI nie przyniosą spodziewanych korzyści związanych z wdrożeniem inteligentnego opomiarowania.

W ramach wymiany danych, zamiast stworzenie jednego interfejsu OSD E-OIP i OIP-sprzedawca, każdy ze sprzedawców musiałby stworzyć wiele interfejsów do wielu OSD E, a każdy OSD E musiałby stworzyć wiele interfejsów do wielu sprzedawców.

Część korzyści jak te po stronie sprzedawców w postaci dopasowania portfela zakupowego oraz zarządzania popytem nie zostanie przeniesiona na odbiorców końcowych, jeżeli nie wymusi tego odpowiednia konkurencja na rynku energii elektrycznej.

Tabela 5. Podsumowanie korzyści i kosztów w wariantcie bazowym i wariantcie bez OIP w latach 2013-2020, dane w mln zł, w cenach stałych 2013 r.

		Wariant bez OIP	Wariant bazowy
KORZYŚCI		2013-2020	2013-2020
Odbiorca	Świadome zużycie energii (+)	491	496
Odbiorca	Możliwość zmiany sprzedawcy (++)	48	50
Odbiorca	razem	539	546
sprzedawca	Skrócenie czasu do wystawienia faktury (+++)	34	38
sprzedawca	Dopasowanie portfela zakupów (ograniczenie niezbilansowania). (+++)	64	71
sprzedawca	Zarządzanie popytem (+++)	327	363
sprzedawca	razem	425	472
OSD E	Ograniczenie przychodów (redukcja strat handlowych i technicznych) (+)	415	420
OSD E	Oszczędności na odczytach	475	475
OSD E	razem	890	895
OSP	Ograniczenie szczytowego zapotrzebowania na moc (+++)	1 608	1 787
OSP	razem	1 608	1 787
RAZEM KORZYŚCI		3462	3700
KOSZTY			
OSD E	Nakłady inwestycyjne	3 456	3 456
OSD E	Koszty operacyjne bez amortyzacji	81	229
OSD E	RAZEM KOSZTY OSD E	3 537	3 685
OIP	Nakłady inwestycyjne	0	75
OIP	Koszty operacyjne bez amortyzacji	0	45
OIP	RAZEM KOSZTY OIP	0	120
RAZEM KOSZTY		3 537	3 657
SALDO (KORZYŚCI – KOSZTY)		-75	43

Legenda: +++ bardzo silny wpływ, ++ silny wpływ, + słaby wpływ

Źródło: Obliczenia na podstawie modelu HP dla PSE S.A.

W okresie budowy inteligentnego opomiarowania czyli do 2020 r. prognozowane koszty przekraczają oczekiwane korzyści. Jednakże przekroczenie to mieści się w granicy wrażliwości przyjętych założeń. Chociaż poziom oczekiwanych korzyści jest zbliżony do osiąganego w wariantcie bazowym.

Różnica w stosunku do wariantu bazowego szacowana jest na 238 mln zł w cenach stałych 2013 r. Koszty wdrożenia OIP w cenach stałych 2013 r. do 2020 r. szacowane są na ok. 120 mln zł.

4. Ograniczenia i skutki

Ograniczenia wynikające z wariantu wdrożenia inteligentnego opomiarowania bez wdrożenia OIP leżą przede wszystkim po stronie rozwoju konkurencyjnego rynku energii elektrycznej dla wszystkich odbiorców końcowych.

Minister Gospodarki ma ograniczony wpływ na funkcjonowanie i kształtowanie systemu inteligentnego opomiarowania oraz działanie poszczególnych podmiotów na rynku energii elektrycznej, a Prezes URE działa w granicach ram ustawowych jako organ regulacyjny a nie operator systemu inteligentnego opomiarowania. W rozwiązaniu zdecentralizowanym brak jest więc podmiotu odpowiedzialnego za rozwój całego systemu, którym byłby OIP.

W opinii Prezesa URE pozostawienie odpowiedzialności za system opomiarowania w ramach OSD E może powodować negatywne następstwa⁶:

- zależność takich podmiotów od strategii OSD E i grup kapitałowych (wzmocnienie monopolu),
- brak jednolitego standardu komunikacyjnego, konieczność budowy interfejsów komunikacji pomiędzy każdym OSD E i sprzedawcą,
- ograniczenie efektu skali i zagrożenie powielania kosztów na wielu poziomach,
- brak bodźców do rozdzielania systemów rozliczeniowych przez OSD E i sprzedawców z tych samych grup kapitałowych co ogranicza konkurencję w sektorze sprzedaży energii elektrycznej,
- utrudnienia dostępu do informacji, dla uczestników rynku działających na rozproszonym obszarze (sprzedawcy, agregatorzy, ESCO) poprzez konieczność uzyskiwania informacji z wielu źródeł,
- wzrost kosztów funkcjonowania systemu.

5. Wymagany poziom regulacji

Analiza ekonomiczna różnych wariantów wskazuje na te warianty, przy realizacji których uzyskuje się efekt maksymalizacji możliwych do osiągnięcia korzyści przy minimalizacji nakładów i dochowaniu należytych zasad ochrony prywatności Odbiorcy końcowego. Dlatego też zasadnym jest w przyszłych regulacjach:

- wprowadzenie obowiązku instalacji liczników zdalnego odczytu w drodze ustawy,
- określenie zakresu danych pomiarowych, okresu ich przechowywania, warunków dostępu i ich wykorzystania przez poszczególne podmioty,
- doprecyzowanie funkcjonalności urządzeń systemu opomiarowania oraz standaryzacji wymiany danych i dostępu do systemów - w drodze aktów wykonawczych do ustawy,
- wzmocnienie kompetencji i uprawnień kontrolnych Prezesa URE.

⁶ Na podstawie *Koncepcja dotycząca modelu rynku opomiarowania w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem wymagań wobec Operatora Informacji Pomiarowej*. Stanowisko Prezesa URE

Analiza wdrożenia modelu inteligentnego opomiarowania

Przeprowadzono analizę wariantów skutków ekonomicznych wdrożenia inteligentnego opomiarowania. W pierwszej części analizy wariantów wdrożenia porównano wariant bazowy i wariant optymalny różniące się ścieżką przyrostu funkcjonalności liczników. Wariant bazowy był szczegółowo opisywany w Analizie.

Następnie dokonano analizy wrażliwości obliczeń kosztów i korzyści ze względu na dwa czynniki: wzrost lub spadek kosztu licznika zdalnego odczytu oraz przyspieszoną lub opóźnioną ścieżkę instalacji liczników.

Opis wariantów przedstawiono przed analizą każdego z nich.

Wszystkie dane w poniższych tabelach są ujęte w wartościach zdyskontowanych (NPV w wartości na rok 2013), zastosowano stopę dyskontową w wysokości 10% rocznie.

Analiza wariantów wdrożenia

Analizę wdrożenia przeprowadzono dla następujących wariantów:

1. Wariant bazowy
2. Wariant optymalny

1. Wariant bazowy

Założono na potrzeby analizy ścieżkę instalacji liczników zdalnego odczytu, którą uwidoczniono w poniższej tabeli.

Tabela 6. Zakładany obowiązek z mocy ustawy na koniec roku

lata	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
liczba liczników instalowanych rocznie [%]	5	5	10	15	15	15	15
skumulowana liczba liczników [%]	5	10	20	35	50	65	80

Źródło: Obliczenia własne

Z uwagi na to, że liczniki są instalowane w ciągu roku od 1 stycznia do 31 grudnia przyjmuje się do kalkulacji, że tylko połowa liczników w danym roku osiągnie pełną funkcjonalność, a zatem, tylko połowa liczników zainstalowanych w danym roku przyniesie oczekiwane korzyści lub średnio korzyści te będą możliwe do osiągnięcia przez połowę okresu (założenie konserwatywne, ostrożnościowe). W następnym roku zakłada się, że wszystkie liczniki zainstalowane w roku poprzednim osiągną pełną funkcjonalność, co oznacza, że do kalkulacji uwzględnia się ilość liczników z poprzedniego roku oraz połowę z roku bieżącego. Stąd wynika efekt w postaci częściowego, w stosunku do ścieżki instalacji, przyrostu

funkcjonalności i oczekiwanych korzyści. Opóźnienie funkcjonalności bezpośrednio po instalacji wynika także z powodu konieczności wykonania testów systemów. W miarę upływu czasu różnica ta zanika, pełną funkcjonalność i korzyści liczniki wygenerują po 2020 r.

Przyjęto w wariantcie bazowym konserwatywną ścieżkę osiągnięcia funkcjonalności, co implikuje fakt, iż pełna funkcjonalność zostanie osiągnięta po 2020 r.

Tabela 7. Ścieżka osiągnięcia funkcjonalności liczników- wariant bazowy.*

lata	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
skumulowana liczba liczników [%]	2,5	3,5	9,8	17,2	26,9	46,2	65,6

*Korzyści i koszty wariantu bazowego zostały szczegółowo przedstawione we wcześniejszej Analizie.

Źródło: Obliczenia własne

W wariantcie bazowym założono, że w roku 2020 zostanie osiągnięta pełna funkcjonalność 65,6% liczników. Po roku 2020 osiągnięta zostanie pełna funkcjonalność 80% liczników, tj. wszystkich zainstalowanych liczników.

Tabela 8. Koszty i korzyści w wariantcie bazowym, w mln zł.

	2013-2020	2013-2026
KORZYŚCI	3 701	8 457
KOSZTY*	3 658	3 851
SALDO (KORZYŚCI-KOSZTY)	43	4 606

* Koszty obejmują koszty inwestycji w liczniki i pozostałą infrastrukturę techniczną oraz koszty operacyjne OSD E, związane z obsługą liczników, a także koszty inwestycyjne i operacyjne Operatora Informacji Pomiarowych. Analogicznie w kolejnych tabelach.

Źródło: Obliczenia własne

W wariantcie bazowym w krótszym okresie przewaga korzyści nad kosztami wyniesie ok. 43 mln zł, zaś w dłuższym okresie ok. 4,6 mld zł.

2. Wariant optymalny

W wariantcie optymalnym założono, że liczniki zdalnego odczytu osiągają funkcjonalność zgodnie z przyspieszoną ścieżką. Pozwoli to również na szybsze osiągnięcie korzyści wynikających z zainstalowania liczników zdalnego dostępu. Ścieżka przyjęta do kalkulacji przedstawiona jest w tabeli 9.

Tabela 9. Ścieżka osiągnięcia funkcjonalności liczników-wariant optymalny.

lata	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
skumulowana liczba liczników w %	2,5	7,5	15,0	27,5	42,5	57,5	72,5

Źródło: Obliczenia własne

W wariantcie optymalnym w roku 2020 osiągnięta zostanie pełna funkcjonalność 72,5% liczników. Po roku 2020 osiągnięta zostanie pełna funkcjonalność 80% liczników.

Poddano analizie wariant optymalny w zakresie kosztów i korzyści.

Tabela 10. Koszty i korzyści w wariantcie optymalnym, w mln zł.

	2013-2020	2013-2026
KORZYŚCI	4 448	9 458
KOSZTY	3 658	3 851
SALDO (KORZYŚCI-KOSZTY)	790	5 607

Źródło: Obliczenia własne

W analizowanym wariantcie optymalnym korzyści wyraźnie przewyższają koszty w krótszym okresie o ok. 790 mln zł a w dłuższym okresie o 5,6 mld zł.

Analiza tych wariantów wskazuje, że przyspieszenie osiągania funkcjonalności przez zainstalowane liczniki, zakładane w poszczególnych latach dla 5% do 16% liczników, pozwala na zdecydowany wzrost osiąganych przez użytkowników korzyści. Dla okresu 2013 – 2020 korzyści wzrastają o ponad 20%, co przy przyjętych założeniach wynosi ok. 750 mln zł, natomiast w okresie dłuższym, dla lat 2013 – 2026 skumulowany przyrost sięga prawie 12%, co przy przyjętych założeniach wynosi ok. 1,0 mld zł. Zasadnym jest więc przyspieszenie instalacji liczników (o ile to możliwe) lub w przypadku ich zainstalowania, przyspieszenie uzyskania ich funkcjonalności.

Ocena negatywna, w przypadku opóźnienia instalacji liczników lub opóźnienia w uzyskiwaniu pełnej funkcjonalności zainstalowanych liczników, wskazywałaby więc stratę spowodowaną niestworzeniem warunków umożliwiających osiągnięcie korzyści. Wyrażeniem materialnym tej straty byłyby przedstawione powyżej wartości.

Analiza wrażliwości wariantu bazowego

W celu oceny wrażliwości analizowanych wariantów porównywano cztery warianty, w tym dwa warianty „kosztowe”:

- wariant KL1 – wzrost kosztu licznika o 15% w stosunku do wariantu bazowego⁷,
 - wariant KL2 – obniżenie kosztu licznika o 15% w stosunku do wariantu bazowego,
- oraz dwa warianty, związane ze ścieżką instalacji liczników:
- wariant SI1 – przyspieszenie instalacji liczników o 15% rocznie w stosunku do wariantu bazowego,
 - wariant SI2 – opóźnienie instalacji liczników o 15% rocznie w stosunku do wariantu bazowego.

1. Analiza wrażliwości na koszty

W pierwszej fazie dokonano analizy wrażliwości pod kątem zmian kosztów liczników. Porównano dwa warianty kosztowe.

W pierwszym wariancie założeniem jest wzrost kosztu licznika zdalnego odczytu o 15% w stosunku do wariantu bazowego.

Tabela 11. Wariant KL1- wzrost kosztów liczników o 15%, w mln zł.

	2013-2020	2013-2026
KORZYŚCI	3 701	8 457
KOSZTY	3 907	4 106
SALDO (KORZYŚCI-KOSZTY)	-206	4 351

Źródło: Obliczenia własne

Wzrost kosztów instalacji liczników o 15% powoduje, iż **nadwyżka korzyści nad kosztami w dłuższym okresie wynosi ok. 4,35 mld zł, natomiast w krótszym okresie występuje deficyt w wysokości ok. 206 mln zł.**

W drugim wariancie (wariant KL2) obniżono koszt liczników o 15% w stosunku do wariantu bazowego.

Tabela 12. Wariant KL2- obniżenie kosztów liczników o 15%, w mln zł.

	2013-2020	2013-2026
KORZYŚCI	3 701	8 457
KOSZTY	3 475	3 674

⁷ Dla wariantu bazowego przyjęto cenę licznika w wysokości 160 zł (pozostałe składowe tj. koncentrator i koszty instalacji nie ulegają zmianie)

SALDO (KORZYŚCI-KOSZTY)	226	4 783
--------------------------------	------------	--------------

Źródło: Obliczenia własne

Obniżka kosztów o 15% w stosunku do wariantu bazowego wywołuje wzrost przewidywanej nadwyżki korzyści nad kosztami.

W krótszym okresie nadwyżka korzyści nad kosztami wynosi ok. 226 mln zł, zaś w dłuższym okresie ok. 4,8 mld zł.

Jeśli, dla uproszczenia przyjąć założenie, że liniowy wzrost kosztów jednostkowych licznika powodować będzie liniowy wzrost kosztów związanych z instalacją liczników zdalnego odczytu, to wzrost kosztów licznika o 1% powoduje zmniejszenie salda korzyści o 13 mln zł w krótszym okresie i ok. 16mln zł w dłuższym okresie.

Analogicznie obniżenie kosztów zakupu licznika o 1% powoduje zwiększenie salda korzyści o prawie 12 mln zł w każdym z analizowanych okresów.

2. Analiza wrażliwości tempa instalacji liczników

W trzecim i czwartym wariantcie zmieniono ścieżkę instalacji liczników zdalnego odczytu.

W wariantcie trzecim (wariant SI1) przyspieszono instalację liczników o 15% rocznie.

Tabela 13. Wariant SI1-przyspieszona ścieżka instalacji liczników, w mln zł.

	2013-2020	2013-2026
KORZYŚCI	3 933	8 813
KOSZTY	3 657	3 851
SALDO (KORZYŚCI-KOSZTY)	276	4 962

Źródło: Obliczenia własne

W krótszym okresie korzyści przewyższają koszty o ok. 276 mln zł, zaś w dłuższym okresie o ok. 5 mld zł.

W wariantcie czwartym (wariant SI2) obliczono korzyści i koszty w oparciu o opóźnioną ścieżkę instalacji liczników o 15% rocznie.

Tabela 14. Wariant SI2- opóźniona ścieżka instalacji liczników, w mln zł.

	2013-2020	2013-2026
KORZYŚCI	3 499	8 379
KOSZTY	3 658	3 851
SALDO (KORZYŚCI-KOSZTY)	-159	4 528

Źródło: Obliczenia własne

W krótszym okresie występuje deficyt w wysokości ok. 159 mln zł, zaś w dłuższym okresie korzyści przewyższają koszty o ok. 4,5 mld zł.

Jeśli, analogicznie jak powyżej, dla uproszczenia przyjąć założenie, że liniowe przyspieszenie ścieżki instalacji liczników zdalnego odczytu (lub szybsze uruchomienie ich funkcjonalności) powodować będzie liniowy przyrost korzyści, to przyspieszenie

ścieżki instalacji o 1% każdego roku spowoduje przyrost korzyści o 15 mln zł w krótszym okresie i ok. 24 mln zł w dłuższym okresie.

Analogicznie, spowolnienie ścieżki instalacji liczników o 1% każdego roku spowoduje zmniejszenie korzyści o ponad 13 mln zł w krótszym okresie i ponad 5 mln zł w okresie dłuższym.

Podsumowanie wariantów

Poniższa tabela ujmuje zestawienie wariantów, na potrzeby porównania globalnych korzyści i kosztów osiągniętych w zależności od przyjętych założeń.

Tabela 15. Saldo (korzyści minus koszty) - porównanie wariantów, w mln zł.

Wariant	2013-2020	2013-2026
Bazowy	43	4 606
KL1-wzrost kosztów liczników o 15%	-206	4 351
KL2-spadek kosztów liczników o 15%	226	4 783
SI1-przyspieszona ścieżka instalacji liczników	276	4 962
SI2- opóźniona ścieżka instalacji liczników	-159	4 528
Optymalny	790	5 607

Źródło: Obliczenia własne

Największe korzyści w relacji do kosztów daje wariant optymalny⁸, co wynika z przyspieszonej ścieżki osiągania funkcjonalności przez liczniki zdalnego odczytu, co z kolei generuje dodatkowe korzyści w stosunku do pozostałych wariantów.

Ponadto istotnie większe korzyści dają warianty: przyspieszonej ścieżki instalacji liczników, ze względu na fakt, iż szybsze wdrożenie przekłada się na przyspieszenie przyrostu korzyści w stosunku do kosztów oraz wariant obniżenia kosztów instalacji licznika zdalnego odczytu poprzez zmniejszenie globalnej kwoty kosztów w poszczególnych latach, co pozwala na uzyskanie korzystnego wyniku salda korzyści i kosztów.

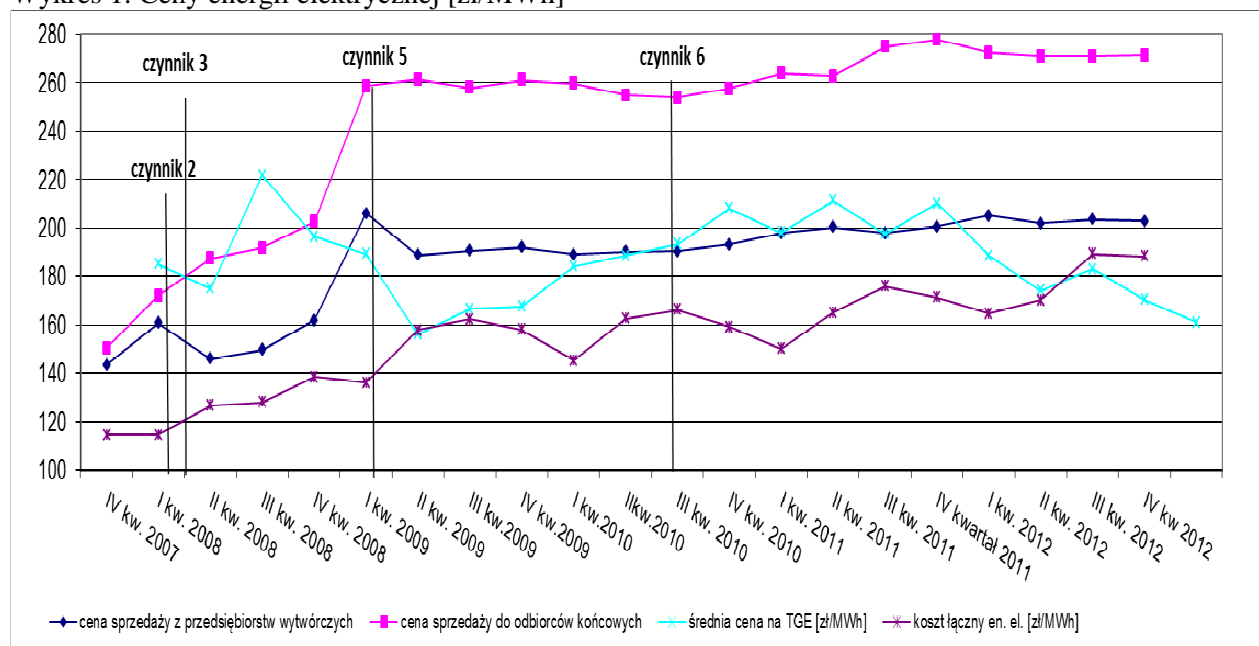
Jednakże należy podkreślić, iż w dłuższym okresie w każdym wariantcie przewaga korzyści nad kosztami jest znaczna i osiąga w zależności od wariantu 4-5 mld zł w wartościach zdyskontowanych, natomiast w wartościach bieżących wyniki będą znacznie wyższe, co pozwala na zakwalifikowanie operacji wdrożenia inteligentnego opomiarowania jako opłacalnej pod względem ekonomicznym

⁸ Wariant optymalny – instalacja liczników zdalnego odczytu wg ścieżki bazowej jednakże szybsze aniżeli w przypadku wariantu bazowego uzyskanie pełnej funkcjonalności liczników, niezależny, regulowany przez Prezesa URE operator pomiarów (str. 16 – 17)

Analiza wpływu na ceny energii elektrycznej (wariant bazowy)

Analiza cen energii elektrycznej w Polsce w ujęciu historycznym na potrzeby niniejszej analizy została przeprowadzona za okres od końca roku 2007 do I kwartału 2013 r. w zakresie dostępnych danych. Zmiany cen energii elektrycznej i kosztów wytwarzania tej energii w tym okresie przedstawione zostały na wykresie 1.

Wykres 1. Ceny energii elektrycznej [zł/MWh]



Źródło: opracowanie własne na podstawie publikacji ARE i danych dostępnych na stronie internetowej Towarowej Giełdy Energii.

Od roku 2007 wystąpiło kilka kluczowych czynników wpływających fundamentalnie na ceny energii elektrycznej:

Czynnik 1. W 2007 r. nastąpiło uwolnienie rynku hurtowego energii elektrycznej, pełne wdrożenie zasady TPA dla wszystkich odbiorców oraz wydzielenie własnościowe OSD E.

Czynnik 2. Z początkiem 2008 r. zostały uwolnione ceny w obrocie energią elektryczną w odniesieniu do odbiorców przemysłowych.

Czynnik 3. W dniu 1 kwietnia 2008 r. rozwiązane zostały długoterminowe kontrakty na zakup mocy i energii elektrycznej, a energia z tych kontraktów trafiła do segmentu rynkowego.

Czynnik 4. W pierwszych trzech kwartałach 2008 r. nastąpił dynamiczny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, zwłaszcza w godzinach szczytowych, który miał swoje odzwierciedlenie w cenach energii. Średnie ceny, po jakich energię kupowały spółki obrotu wzrosły o ponad 18%, w stosunku do roku poprzedniego. Wzrosty cen sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców na rynek bilansujący wyniósł blisko 50% a na giełdzie energii niemal 100%. Pod koniec 2008 r. nastąpił spadek zapotrzebowania na energię, co skutkowało znacznymi spadkami cen na giełdzie w transakcjach SPOT.

Czynnik 5. W 2009 r. weszły w życie wymagane prawem wspólnotowym zmiany w opodatkowaniu energii elektrycznej za pomocą podatku akcyzowego. Od 1 marca 2009 r. obowiązek podatkowy został przeniesiony z wytwórców na przedsiębiorstwa zajmujące się sprzedażą energii elektrycznej nabywcy końcowemu. W 2009 r. ze względu na niską dynamikę wzrostu gospodarczego spadło również zapotrzebowanie na energię elektryczną. Znacząco spadły ceny energii na giełdzie, czego powodem była konieczność odsprzedaży nadwyżek na rynkach bieżących, w tym na giełdzie. Transakcje giełdowe do 2009 r. miały niewielkie znaczenie. Wolumen obrotu na Towarowej Giełdzie Energii S.A. w 2009 r. wynosił zaledwie 2% globalnego zużycia energii.

Czynnik 6. Wejście w życie z dniem 9 sierpnia 2010 r. nowelizacji prawa energetycznego, która wprowadziła obowiązek publicznej sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców. Począwszy od 2009 r. ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych charakteryzują się stabilnością. Także ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym wykazują stabilizację od 2009 r. pomimo rosnących kosztów wytwarzania. Większa zmienność widoczna jest w przypadku cen na SPOT TGE. W szczególności od 2012 r. widoczny jest spadek cen w transakcjach SPOT, co może zapowiadać spadek cen na całym rynku hurtowym.

Niepokojącą sytuację można obserwować od III kwartału 2012 r. kiedy to koszty wytwarzania energii elektrycznej przewyższyły średnie ceny w transakcjach SPOT. Jeżeli ta tendencja przełoży się na cały rynek hurtowy energii elektrycznej będzie to oznaczać brak opłacalności inwestycji w nowe moce wytwórcze.

Jak wskazują przedstawione w ujęciu historycznym zdarzenia różnorodne czynniki wpływają na wzrost jak i spadek cen energii elektrycznej.

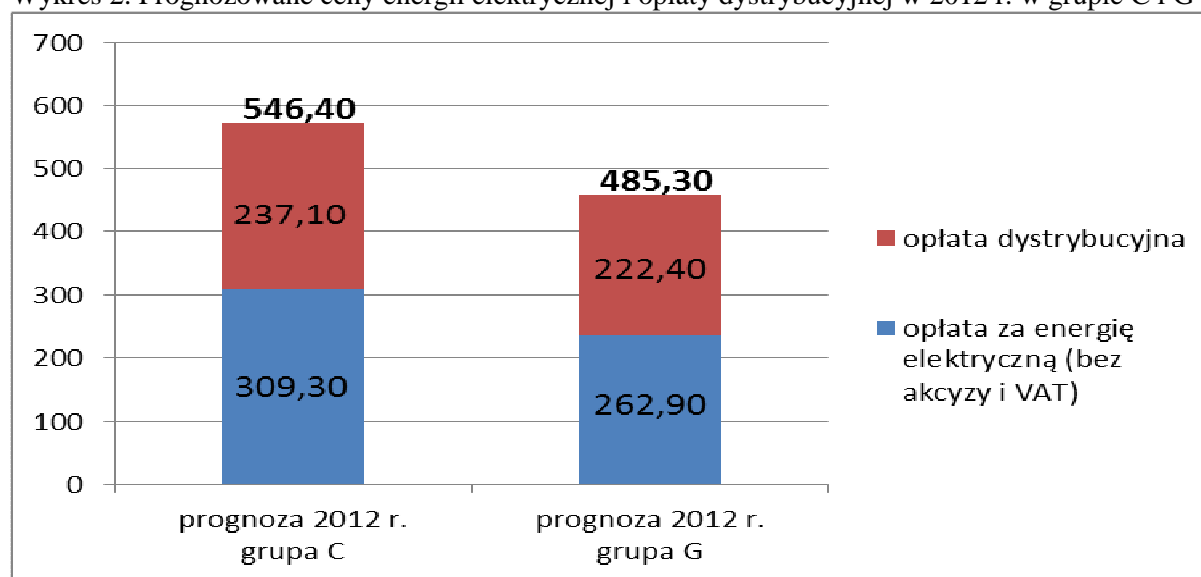
Prognozowanie zmian cen energii w przyszłości z uwagi na możliwe polityczne a nie rynkowe kształtowanie cen uprawnień do emisji CO₂, możliwe zmiany cen nośników energii pierwotnej czy też systemy wsparcia OZE obarczone jest dużą trudnością. W związku z tym w niniejszej analizie przedstawiony jest jedynie wpływ kosztów i korzyści inteligentnego opomiarowania na ceny energii elektrycznej i opłaty za usługi sieciowe. Wpływ ten może być różnoraki zarówno zwiększający te ceny jak też umożliwiających ich spadek.

Należy podkreślić też, że w rzeczywistości czy ceny spadną czy wzrosną decyduje wypadkowa różnych czynników, a wpływ szacowanych korzyści może zmniejszać tempo wzrostu cen spowodowanego przenoszeniem kosztów inwestycji w inteligentne opomiarowanie.

Prognozowanie cen energii elektrycznej w analizowanych okresach nie jest zatem przedmiotem niniejszej analizy. W dalszej części przedmiotem analiz jest wpływ na cenę energii elektrycznej spowodowany wdrożeniem systemu inteligentnego opomiarowania, przy założeniu, że pozostałe czynniki nie ulegają zmianie.

Do obliczeń wpływu kosztów i korzyści na ceny energii elektrycznej i stawki opłat sieciowych użyte zostały jako podstawa ceny energii elektrycznej oraz stawki za przesył i dystrybucję w wysokościach widocznych na wykresie 2.

Wykres 2. Prognozowane ceny energii elektrycznej i opłaty dystrybucyjnej w 2012 r. w grupie C i G



Źródło: opracowanie własne na podstawie publikacji ARE – kwartalnik Sytuacja w Elektroenergetyce, IV kwartały 2012 r.

Do analizy przyrostu cen została założona cena energii elektrycznej dla odbiorców z grup C i G na poziomie 279,24 zł/MWh. Jest to średnią cen energii elektrycznej w przedsiębiorstwach obrotu dla odbiorców z grup C i G posiadających umowy kompleksowe i umowy rozdzielone, ważona wolumenem zużycia energii elektrycznej w poszczególnych grupach w 2012 r.⁹

Z uwagi na fakt, że w głównej mierze koszty rozwoju inteligentnego opomiarowania obejmują odbiorców na niskim napięciu do kalkulacji przyjęto rozłożenie kosztów i korzyści na odbiorców z grupy C i G. Odbiorcy ci w 2012 r. zużyli łącznie ok. 52,3 TWh energii elektrycznej.

⁹ Sytuacja w Elektroenergetyce, Wydawnictwo ARE za IV kwartały 2012 r.

Skrócony opis metodologii.

W kalkulacji założony został ośmioletni okres amortyzacji inwestycji oraz 10% stopa zwrotu z zaangażowanego kapitału. Metodologia obliczania amortyzacji jest zgodna z art. 16a – 16m ustawy z dnia 15 lutego 1992 r. o podatku dochodowym od osób prawnych (Dz. U. 1992 nr 21 poz. 86 z późn. zm.). Jest ona naliczana od wartości początkowej danego środka trwałego od następnego roku po wydatkowaniu. Do analizy przyjęto średnią długość okresu umorzenia środków trwałych na poziomie ośmiu lat, czyli 12,5% od wartości początkowej w każdym roku. Zgodnie z metodologią naliczania amortyzacji – od miesiąca następującego po oddaniu środka trwałego do użytkowania – założono, że w pierwszym roku koszty amortyzacji nie występują. Kwota amortyzacji będzie się zwiększała w każdym roku proporcjonalnie do wysokości ponoszonych w kolejnych latach nakładów.

Wyniki analiz

W poszczególnych latach analizowanego okresu inwestycje związane z wdrożeniem inteligentnego opomiarowania rok do roku stanowią dodatkowo od 0,3% do 1,7% stawki dystrybucyjnej dla grupy C, co oznacza udział tych kosztów dodatkowo w cenie energii elektrycznej dla odbiorcy końcowego rok do roku na poziomie 0,1% do 0,8%. W przypadku grupy G (gospodarstwa domowe) w poszczególnych latach analizowanego okresu inwestycje związane z wdrożeniem inteligentnego opomiarowania stanowią od 0,3% do 1,9% stawki dystrybucyjnej dla tej grupy, co oznacza udział tych kosztów w cenie energii elektrycznej dla odbiorcy końcowego na poziomie 0,1% do 0,9%. Globalnie w skali badanego okresu sumaryczny przyrost osiągnięty w ciągu 8 lat (na koniec ostatniego ósmego roku) wyniesie nominalnie w wartościach bieżących około 20 zł w przeliczeniu na 1 MWh zużytej przez odbiorców z grup C i G energii elektrycznej.

Wysokość stawki dystrybucyjnej i całkowitej ceny energii elektrycznej, do której odnoszą się powyższe proporcje, jest daną prognozowaną dla 2012 r. i nie uwzględnia wzrostu inflacyjnego. Wpływ na ceny energii elektrycznej i opłaty za przesył i dystrybucję może być jeszcze niższy, z racji rynkowego wzrostu cen.

Należy jednocześnie zauważyć, że zgodnie z danymi ARE za cztery kwartały 2012 r.¹⁰:

- Łączne przychody ze sprzedaży towarów i usług w podsektorze wytwarzania – elektrownie ciepłowne i elektrociepłownie zawodowe, w 2012 r. wynosiły ok. 32 mld zł., a prognozowany wynik finansowy na energii elektrycznej ok. 6 mld zł;
- Łączne przychody ze sprzedaży energii elektrycznej w przedsiębiorstwach obrotu w 2012 r. wynosiły ponad 45 mld zł, a prognozowany wynik finansowy ok. 1,3 mld zł;
- Łączne przychody ze sprzedaży towarów i usług w podsektorze dystrybucji w 2012 r. wynosiły ok. 18 mld zł., a prognozowany wynik finansowy na działalności energetycznej ok. 2,8 mld zł.

¹⁰ Sytuacja w Elektroenergetyce, Wydawnictwo ARE za IV kwartały 2012 r.

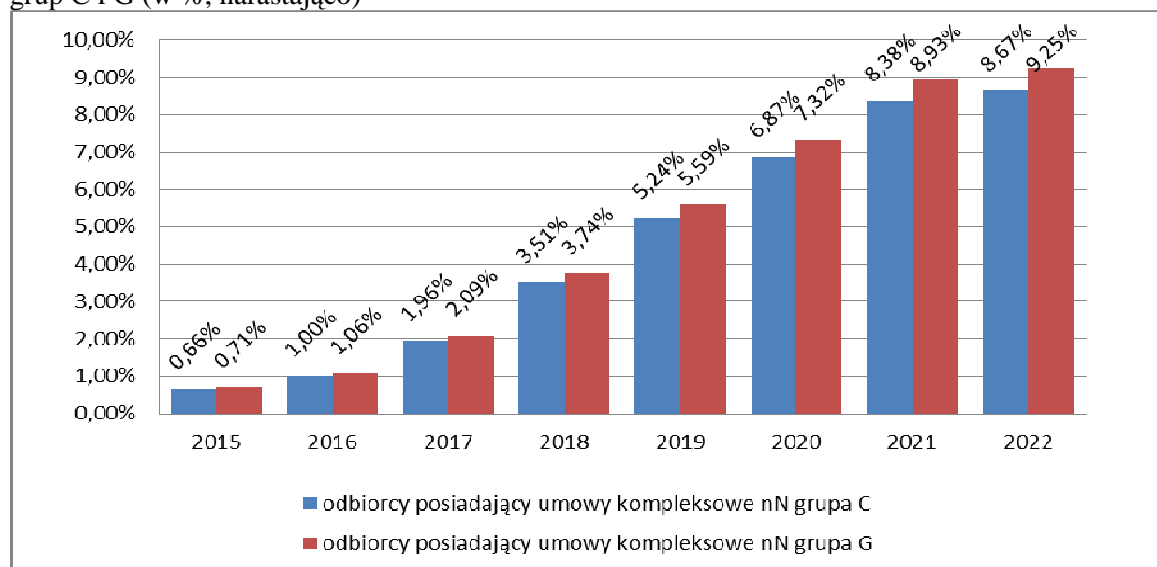
Z przeprowadzonej analizy wynika więc, że wpływ na całkowitą cenę energii elektrycznej będzie wobec tego znikomy, wynoszący ok. 4% dla całego okresu wdrażania. Z uwagi na fakt, że w każdym roku instalowana będzie różna ilość inteligentnych liczników, przyrosty do 2022 r. nie wykazują tendencji liniowego wzrostu cen. Szczegółowe dane dotyczące przyrostów przedstawia tabela 16 i wykresy 3 i 4.

Tabela 16. Wpływ kosztów wdrożenia inteligentnego opomiarowania na cenę energii elektrycznej dane w zł/MWh/rok w cenach bieżących.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
koszty inwestycyjne w przeliczeniu na zużycie energii elektrycznej w grupie C i G (narastająco)	1,58	2,36	4,64	8,32	12,43	16,28	19,87	20,57
przyrost kosztów w danym roku dla odbiorców z grup C i G	1,58	0,78	2,28	3,68	4,11	3,85	3,59	0,70

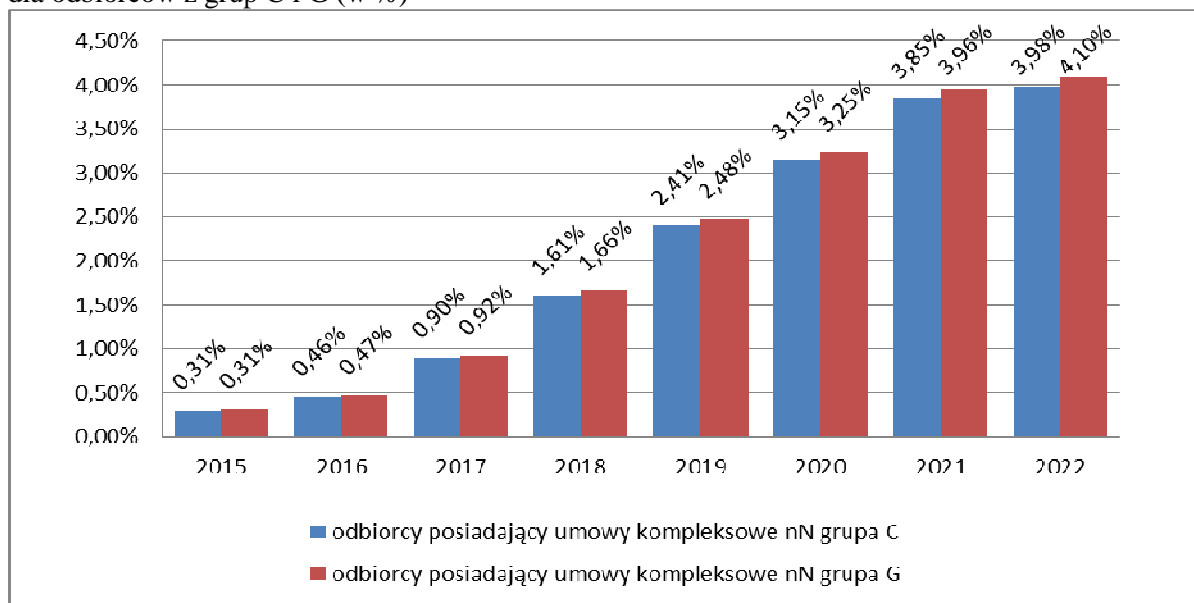
Źródło: Obliczenia własne

Wykres 3 Udział kosztów inwestycyjnych w danym roku w opłacie dystrybucyjnej dla odbiorców z grup C i G (w %, narastająco)



Źródło: Obliczenia własne

Wykres 4. Udział kosztów inwestycyjnych w danym roku w całkowitym koszcie energii elektrycznej dla odbiorców z grup C i G (w %)



Źródło: Obliczenia własne

Jak pokazuje przeprowadzona analiza oraz sytuacja na rynku energii elektrycznej w poprzednich latach, wpływ wdrożenia inteligentnego opomiarowania będzie dla całego systemu, a w szczególności dla odbiorcy końcowego znikomy. Dotychczasowe wahania cen energii były znacznie wyższe, niż rozłożone na 8 lat koszty wdrożeniowe dla Smart Grid.

Wpływ korzyści na ceny energii elektrycznej

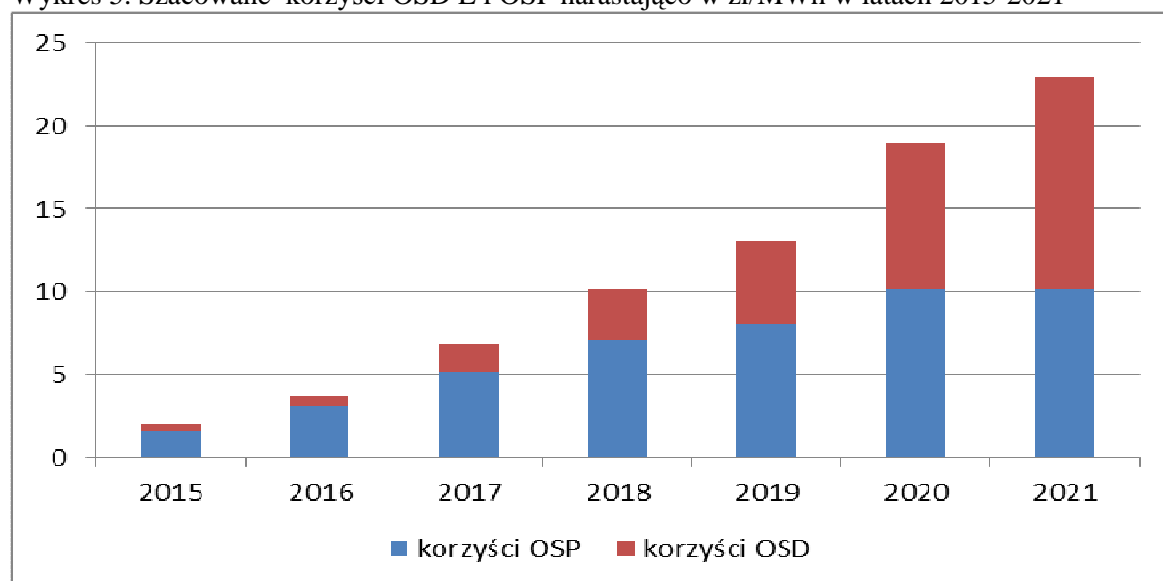
Identyfikowane były w ramach wariantu bazowego korzyści w kwocie 3,7 mld zł¹¹ w latach 2013-2020 rozłożone pomiędzy poszczególne podmioty tj. odbiorców końcowych, sprzedawców energii elektrycznej, OSD E oraz OSP.

Bezpośredniego przełożenia na rachunki odbiorców końcowych można oczekiwać w zakresie korzyści przenoszonych poprzez stawki opłat dystrybucyjnych i przesyłowych, Prezes URE w procesie zatwierdzania i kontrolowania taryf może zabiegać o uwzględnianie w proponowanych stawkach dla odbiorców oszczędności odnoszonych przez OSD E i OSP.

Kwoty te łącznie na lata 2013 – 2020 oszacowano na 2 682 mln zł w cenach stałych 2013 r. Wpływ na cenę energii elektrycznej w cenach bieżących w zł na MWh przedstawia wykres 5.

¹¹ Ceny stałe 2013 r.

Wykres 5. Szacowane korzyści OSD E i OSP narastająco w zł/MWh w latach 2015-2021



Źródło: Obliczenia własne

Przewidywany rozkład rocznych przyrostów korzyści osiąganych przez OSD E i OSP, które mogą zostać uwzględniane przy kalkulacji taryfy sieciowej wpływając pozytywnie i neutralizując wzrost tej taryfy wynikający z uwzględniania kosztów wdrażania inteligentnego opomiarowania przedstawia tabela nr 17.

Tabela 17. Przyrost korzyści OSD E i OSP rok do roku

Rok		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
koszty inwestycyjne na zużycie w grupie C i G	zł/MWh	1,58	2,36	4,64	8,31	12,43	16,28	19,87	20,57
przyrost w danym roku w taryfie z tytułu AMI	zł/MWh	1,58	0,79	2,28	3,68	4,11	3,85	3,59	0,70
procentowy udział kosztów w opł. Dystryb. w każdym r. grupa C	%	0,66%	0,33%	0,96%	1,55%	1,73%	1,62%	1,51%	0,30%
procentowy udział kosztów w opł. Dystryb. narastająco. grupa C	%	0,66%	1,00%	1,96%	3,51%	5,24%	6,87%	8,38%	8,67%
procentowy udział kosztów w całkowitej cenie e.e. w każdym r. grupa C	%	0,31%	0,15%	0,44%	0,71%	0,80%	0,75%	0,69%	0,14%
procentowy udział kosztów w całkowitej cenie e.e. narastająco. grupa C	%	0,31%	0,46%	0,90%	1,61%	2,41%	3,15%	3,85%	3,98%
procentowy udział kosztów w opł. Dystryb. w każdym r. grupa G	%	0,71%	0,35%	1,02%	1,65%	1,85%	1,73%	1,61%	0,31%
procentowy udział kosztów w opł. Dystryb. narastająco. grupa G	%	0,71%	1,06%	2,09%	3,74%	5,59%	7,32%	8,93%	9,25%
procentowy udział kosztów w całkowitej cenie e.e. w każdym r. grupa G	%	0,31%	0,16%	0,45%	0,73%	0,82%	0,77%	0,72%	0,14%
procentowy udział kosztów w całkowitej cenie e.e. narastająco. grupa G	%	0,31%	0,47%	0,92%	1,66%	2,48%	3,25%	3,96%	4,10%

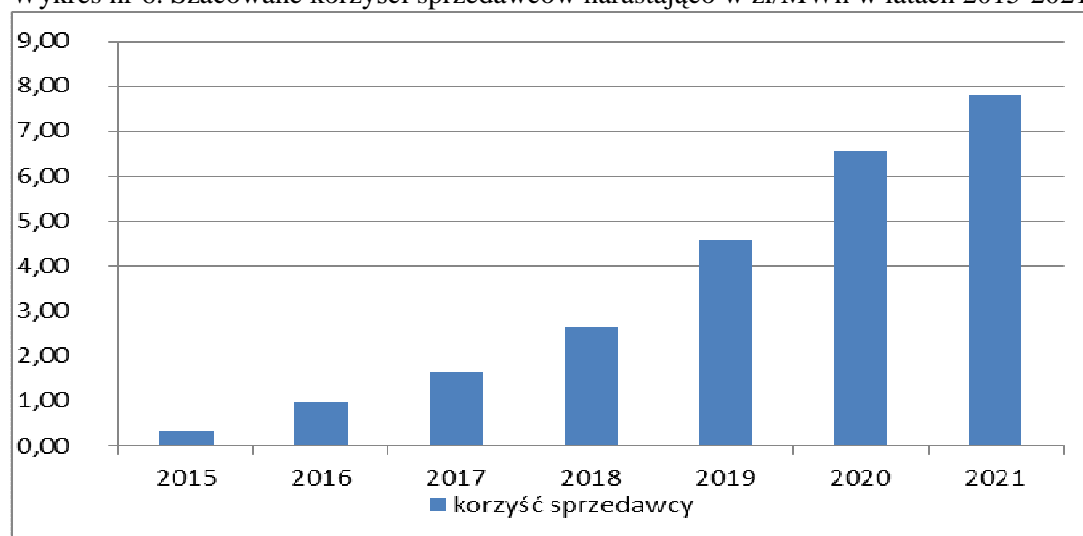
Źródło: Obliczenia własne

Odmianą kwestią pozostają oczekiwane korzyści sprzedawców energii elektrycznej szacowane na ok. 472 mln zł, które to mogą zostać przeniesione na odbiorców końcowych poprzez ceny energii elektrycznej jedynie w sytuacji gdy konkurencja rynkowa wymusi taki proces. W przeciwnym przypadku istnieje duże ryzyko pozostawienia tych oszczędności w ramach koncernów energetycznych, bez transferu korzyści na odbiorców końcowych.

Na wykresie 6 przedstawiono szacowany poziom korzyści w zł na MWh w poszczególnych latach, o którą to kwotę sprzedawcy mogą potencjalnie średnio obniżyć cenę energii elektrycznej.

Istotnym czynnikiem mającym stymulować proces zmiany sprzedawcy i tym samym ułatwić przenoszenie korzyści na odbiorców końcowych jest wprowadzenie OIP.

Wykres nr 6. Szacowane korzyści sprzedawców narastająco w zł/MWh w latach 2015-2021



Źródło: Obliczenia własne

Jeśli chodzi o bezpośrednie korzyści dla odbiorców końcowych, szacowane na ok. 546 mln zł w cenach stałych 2013 r. w okresie do 2020 r. oraz 1 690 mln zł do 2026 to będą one uwidaczniać się poprzez uniknięte wydatki, a więc takie kwoty nie zostaną przeznaczone przez odbiorców końcowych na zakup energii elektrycznej i usług sieciowych. Nie będą mieć jednak bezpośredniego przełożenia na samą cenę energii elektrycznej czy stawki usług sieciowych.

Wpływ salda kosztów i korzyści na ceny energii elektrycznej

Jak pokazuje analiza, koszty z tytułu wdrożenia inteligentnego opomiarowania będą miały znikomy wpływ na zmiany cen na rynku energii elektrycznej.

Do 2019 r. w poszczególnych latach koszty mogą nieco przewyższać korzyści. Jest to spowodowane przede wszystkim nierównomiernym rozkładem nowo instalowanych liczników.

Tabela 18. Przyrost kosztów i korzyści rok do roku w zł/MWh, narastająco.

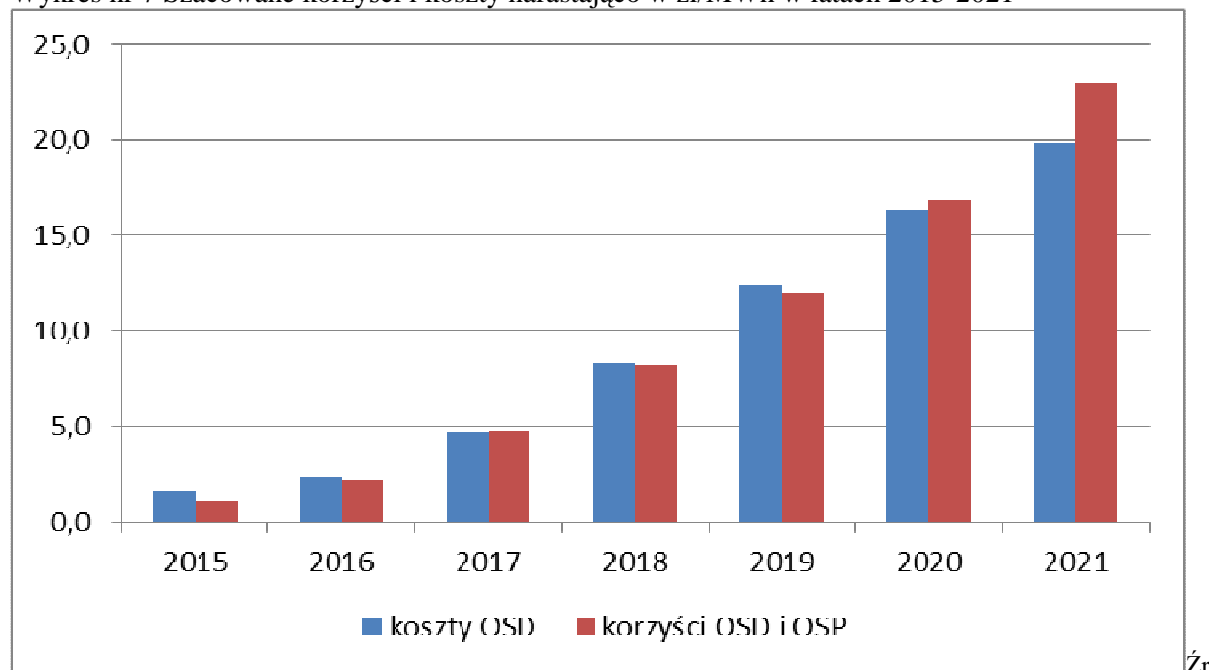
	2015	2016	2017	2018	2019	2020
koszty OSD E	1,6	2,4	4,6	8,3	12,4	16,3
korzyści OSD E i OSP	1,2	2,2	4,8	8,2	12,0	16,9

Źródło: Obliczenia własne

Od 2020 r. przewiduje się znaczącą przewagę pozytywnego wpływu wynikającego z korzyści wdrożenia inteligentnego opomiarowania nad kosztami. Koszty inwestycji w infrastrukturę zostaną poniesione do 2020 r. a w następnych latach pozostaną na stałym poziomie.

W kolejnych latach funkcjonowania systemu przewiduje się stały wzrost korzyści.

Wykres nr 7 Szacowane korzyści i koszty narastająco w zł/MWh w latach 2015-2021



Źródło: Obliczenia własne

Analiza prawna

Akty prawne oraz pozostałe dokumenty stanowiące podstawę analizy:

- dyrektywa 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylająca dyrektywę Rady 93/76/EWG,
- dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE,
- dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE,
- komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów z dnia 12 kwietnia 2011 roku pt. „Inteligentne sieci energetyczne: od innowacji do wdrożenia”,
- skarga Komisji Europejskiej z dnia 20.12.2012 r. wniesiona do Trybunału Sprawiedliwości w Luksemburgu przeciwko Rzeczypospolitej Polskiej zarzucająca niewdrożenie szeregu postanowień dyrektywy 2009/72/WE,
- dokument pt. „Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku”,
- poselski projekt ustawy o zmianie ustawy - Prawo energetyczne (druk nr 946) z dnia 5 marca 2013 r.

Podstawy formalno-prawne konieczności wdrożenia inteligentnego opomiarowania

Podstawę formalno-prawną wprowadzenia zmian legislacyjnych w sprawie wdrożenia tzw. inteligentnego opomiarowania w sektorze elektroenergetycznym w Polsce stanowią przede wszystkim zobowiązania wynikające z prawa wspólnotowego. Co prawda zastrzec trzeba, że obowiązek faktycznego wdrożenia takiego systemu nie jest zawsze wyrażony bezpośrednio i nie ma charakteru bezwzględnie, jednakże brak działań prawnych w tym zakresie niewątpliwie stanowi naruszenie zobowiązań traktatowych wynikających z przynależności do UE. Dowodzi tego skarga KE z dnia **20.12.2012 r. wniesiona do Trybunału Sprawiedliwości w Luksemburgu przeciwko Rzeczypospolitej Polskiej**, o czym będzie mowa w dalszej części niniejszego opracowania. Aktami prawnymi, o których mowa powyżej są:

- dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE,
- dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE.

Dyrektywa 2009/72/WE jest elementem tzw. III pakietu liberalizacyjnego. Poza określeniem wymaganych działań wobec całego sektora elektroenergetycznego, dyrektywa ta wzmacnia pozycję odbiorcy energii elektrycznej, określając dodatkowe obowiązki przedsiębiorstw sektora elektroenergetycznego w zakresie relacji z odbiorcami, w tym w zakresie funkcji i zakresu odpowiedzialności uczestników rynku, zobowiązań względem odbiorców, zasad wymiany danych i rozliczeń, własności danych i odpowiedzialności za dokonywanie pomiarów zużycia. W szczególności Państwa Członkowskie mają zapewnić, aby w przypadku, gdy odbiorca chce zmienić sprzedawcę, przestrzegając przy tym warunków umowy, dany operator (lub operatorzy) dokonywał będzie tej zmiany w terminie trzech tygodni; oraz by odbiorcy mieli prawo do otrzymywania wszystkich stosownych danych dotyczących zużycia. W celu promowania efektywności energetycznej, Państwa Członkowskie, lub - w przypadku gdy Państwo Członkowskie tak postanowiło - organ regulacyjny, zdecydowanie zalecają przedsiębiorstwom energetycznym optymalizację wykorzystania energii elektrycznej, na przykład poprzez dostarczanie usług w zakresie zarządzania energią, rozwój innowacyjnych formuł cenowych lub poprzez wprowadzenie, w stosownych przypadkach, inteligentnych systemów pomiarowych lub inteligentnych sieci (art. 3 ust. 11 Dyrektywy). W szczególności zapisy dyrektywy stanowią, że „Państwa członkowskie zapewniają wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych, które pozwolą na aktywne uczestnictwo konsumentów w rynku dostaw energii elektrycznej. Wdrożenie tych systemów pomiarowych może być uzależnione od ekonomicznej oceny wszystkich długoterminowych kosztów i korzyści dla rynku oraz indywidualnego konsumenta lub od oceny, która forma inteligentnego pomiaru jest uzasadniona z ekonomicznego punktu widzenia i najbardziej opłacalna oraz w jakim czasie ich dystrybucja jest wykonalna.” . (Należy przy tym zauważyć, że w 2009 roku, kiedy dyrektywa została wydana, nie uwzględniała istotnych nowych wymagań związanych z rozwojem inteligentnej sieci (Smart Grid) i dodatkowymi funkcjonalnościami, które ona zapewnia. Dyrektywa w opublikowanym kształcie w zasadzie koncentrowała się jedynie na funkcjach ograniczonych do zdalnego odczytu, co jest tylko jednym z celów wdrożenia sieci inteligentnych. W szczególności Komisja Europejska dostrzegając konieczność wsparcia rozwoju inteligentnych sieci, opublikowała w dniu 01.03.2011 roku Smart Grid Mandate M/490, którego celem jest opracowanie standardów dla sieci inteligentnych - Standardization Mandate to European Standardisation Organisations (ESOs) to support European Smart Grid deployment).

W tym miejscu należy koniecznie wspomnieć, że w dniu 21.12.2012 r. **wniesiona została przez Komisję Europejską przeciwko Rzeczypospolitej Polskiej do Trybunału Sprawiedliwości w Luksemburgu skarga zarzucająca RP niewdrożenie szeregu postanowień dyrektywy 2009/72/WE, w tym w zakresie inteligentnego opomiarowania. W skardze tej czytamy:** „*Odnosnie transpozycji pkt.2 Załącznika I dyrektywy 2009/72/WE warto podkreślić, że dyrektywa ta nakazuje państwom członkowskim zapewnić wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych, które pozwolą na aktywne uczestnictwo konsumentów w rynku dostaw energii elektrycznej. Ustawodawca unijny jednocześnie zaznaczył, iż wdrożenie takie może być uzależnione od oceny gospodarczej. To uzależnienie dotyczy jednak etapu wdrażania i nie zwalnia państw członkowskich z obowiązku przyjęcia przepisów prawnych niezbędnych do takiego wdrożenia, jeśli ocena gospodarcza za tym przemawia (co jest kryterium zmiennym). Władze polskie informowały na łamach odpowiedzi na uzasadnioną opinię, że "przepisy dotyczące inteligentnego opomiarowania przewidziane są w projekcie nowej ustawy Prawo Energetyczne" (Zał. A.5 str. 47). Przywołane stanowisko potwierdza tezę Komisji, iż transpozycja pkt2 Załącznika I dyrektywy 2009/72/WE jest konieczna i że obecnie brak jest w polskim porządku prawnym przepisów ją zapewniających. W świetle powyższego*

Komisja uważa, że pkt 1 oraz pkt 2 Załącznika I nie zostały transponowane do polskiego porządku prawnego.”.

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE. Dokument ten jest kontynuacją wcześniejszej dyrektywy 2006/32/WE w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylającej dyrektywę Rady 93/76/EWG oraz dyrektywy 2004/8/WE z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie promowania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniającej dyrektywę 92/42/EWG. Dyrektywa połączyła dwa dotychczas osobno ujęte tematy, a mianowicie efektywność energetyczną oraz wytwarzanie energii i ciepła w kogeneracji. W poprzedniej dyrektywie 2006/32/WE kogeneracja została wymieniona jedynie jako jeden ze środków mających wpływ na poprawę efektywności energetycznej. W nowej dyrektywie element ten został potraktowany dużo szerzej, w zasadzie jako jeden z podstawowych środków służących poprawie efektywności energetycznej. Akt ten nakłada również szereg dodatkowych obowiązków na Państwa członkowskie w zakresie promowania efektywności energetycznej, jak również określa rolę sektora publicznego jako tego, który powinien pełnić przodującą rolę w zakresie prowadzenia prac poprawiających efektywność energetyczną. Jednym z ważniejszych elementów służących poprawie efektywności energetycznej jest umożliwienie odbiorcom szybkiego dostępu do danych o ich bieżącym zużyciu energii elektrycznej, gazu, ciepła i wody. Jednak zdając sobie sprawę, że cel ten nie będzie łatwy do zrealizowania, projektodawca dał Państwom Członkowskim UE kilka możliwości służących jego realizacji. Jedną z nich jest instalowanie indywidualnych liczników, które umożliwią dostęp do takiej informacji. Instalacja takich urządzeń powinna odbyć się wówczas, gdy jest to technicznie możliwe i opłacalne ekonomicznie oraz racjonalne z punktu widzenia osiągnięcia celów efektywności energetycznej. Dyrektywa wskazuje również, że instalowane systemy powinny posiadać funkcję dostępu do historycznych danych o zużyciu energii. Zgodnie z treścią przedmiotowego aktu, Państwa członkowskie UE powinny zapewnić odbiorcy łatwy dostęp do kompletnych informacji o historycznym zużyciu, w szczególności do sumarycznych danych za co najmniej trzy poprzedzające lata lub za okres od rozpoczęcia umowy na dostawę, jeżeli jest on krótszy, jak również informacje uzupełniające dotyczące zużycia w przeszłości, obejmujące również szczegółowe dane według czasu użytkowania dla dowolnego dnia, tygodnia, miesiąca i roku. Dane te powinny być dostępne dla odbiorcy końcowego poprzez internet lub wyświetlacz w liczniku i powinny zawierać dane za co najmniej dwa ostatnie lata. Z drugiej jednak strony stanowi, że nawet jeżeli odbiorcy nie będą mieli zainstalowanych liczników z uwagi na przeprowadzoną analizę z Dyrektywy 2009/72/WE to Państwa członkowskie UE muszą zapewnić odbiorcom nie później niż do 1 stycznia 2015 roku, możliwość otrzymywania rachunków opartych na aktualnym zużyciu. I tylko w przypadkach szczególnych będzie można oprzeć rozliczenie na szacunkach. Jednocześnie dyrektywa przewiduje, że odbiorca powinien mieć darmowy dostęp do tych danych. Powyższe pokazuje, iż w kolejnych dyrektywach Unii Europejskiej coraz wyraźniej dąży się do tego, ażeby Państwa Członkowskie UE wprowadziły inteligentne systemy pomiarowe. Omawiana w niniejszym podrozdziale dyrektywa nie nakłada może wprost obowiązku instalowania inteligentnych systemów pomiarowych, ale daje do zrozumienia, że należy zmodyfikować podejście zarówno przedsiębiorców sprzedających energię elektryczną, jak również dystrybutorów do sposobu zbierania oraz przetwarzania danych pomiarowych.

Oprócz obowiązujących dyrektyw powinno się także zwrócić uwagę na zalecenia zawarte np. w komunikatach Komisji Europejskiej. Na przykład, w komunikacie Komisji Europejskiej do

Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów z dnia 12 kwietnia 2011 roku pt. „Inteligentne sieci energetyczne: od innowacji do wdrożenia”, Komisja Europejska zwróciła uwagę na sprawę wdrożenia inteligentnych sieci:

„Załącznik I pkt 2 do dyrektywy w sprawie energii elektrycznej zobowiązuje państwa członkowskie do określenia, nie później niż do dnia 3 września 2012 r., planu realizacji i harmonogramu wprowadzania inteligentnych systemów pomiarowych. Biorąc pod uwagę związek między inteligentnymi sieciami a inteligentnymi licznikami, takie plany realizacji wymagają również rozwoju inteligentnych sieci i powinny w związku z tym uwzględniać odpowiednie zachęty regulacyjne dla ich wprowadzenia. Komisja Europejska będzie aktywnie monitorowała postępy państw członkowskich, a do końca 2011 r. opracuje wytyczne dotyczące głównych wskaźników skuteczności. Jeżeli postęp w 2012 r. będzie niewystarczający, Komisja rozważy wprowadzenie bardziej rygorystycznych przepisów w zakresie wprowadzania inteligentnych sieci.”.

Także w krajowym dokumencie pt. „Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku” w Programie Działań Wykonawczych określono działania, które będą realizowane poprzez proponowane zmiany prawne:

- stopniowe wprowadzenie obowiązku stosowania liczników elektronicznych umożliwiających przekazywanie sygnałów cenowych odbiorcom energii – od 2011 roku (Działanie 1.9, pkt. 2),
- zastosowanie technik zarządzania popytem (DSM) umożliwiających podwyższenie współczynnika czasu użytkowania największego obciążenia energii elektrycznej – praca ciągła (Działanie 1.9 pkt. 3),
- upowszechnienie stosowania elektronicznych liczników energii elektrycznej, z wprowadzeniem ogólnopolskich standardów dotyczących cech technicznych, instalowania i odczytu tych liczników – 2012 r. (Działanie 5.2 pkt. 4).

Najważniejsze problemy i obszary ryzyk prawnych wymagające regulacji.

W powszechnej opinii indywidualne dane pomiarowe, które identyfikowałyby odbiorcę winny być traktowane jako dane osobowe odbiorcy. Stanowisko takie było prezentowane wielokrotnie zarówno przez Generalnego Inspektora Ochrony Danych Osobowych jak i organy unijne. Stanowisko takie przedstawiła m.in. Komisja Europejska w swoich rekomendacjach z 9 marca 2012 r. w sprawie przygotowań do wprowadzenia inteligentnego opomiarowania. Komisja jednoznacznie wskazała, że zasady dotyczące przetwarzania danych osobowych wynikające z dyrektywy 95/46/WE Parlamentu Europejskiego i Rady oraz dyrektywy 2002/58/WE Parlamentu Europejskiego i Rady mają pełne zastosowanie do inteligentnych systemów pomiarowych.

W związku z powyższym dane pomiarowe w niektórych przypadkach będą podlegać ochronie na podstawie ustawy z 29 sierpnia 1997 r. o ochronie danych osobowych (Dz. U. Nr 133, poz. 883 ze zm.). Tym niemniej, z uwagi na szczególny charakter tych danych, wskazane jest zapisanie w projekcie prawa energetycznego szeregu dodatkowych gwarancji i zabezpieczeń wprost skierowanych do danych pomiarowych oraz rozwinięcie ich w przepisach wykonawczych.

- 1) Zarówno z art. 51 Konstytucji RP, jak i z ustawy o ochronie danych osobowych wynika zasada minimalizmu, zgodnie z którą zbieranie i przetwarzanie danych osobowych powinno następować tylko w zakresie niezbędnym do realizacji założonego celu. Zasada ta powinna znaleźć odzwierciedlenie w przepisach rangi ustawowej zarówno jako zasada ogólna jak i konkretnie w dwóch aspektach: częstotliwości zbierania danych oraz zakresu udostępnianych danych. Dane pomiarowe dotyczące odbiorcy końcowego z grupy G i C będą rejestrowane przez licznik zdalnego odczytu z rozdzielczością nie większą niż 15 lub 60 minut chyba, że odbiorca ten wyrazi zgodę na większą rozdzielczość dokonywania tych pomiarów w drodze dobrowolnie zawartej umowy.
- 2) Centralny Zbiór Informacji Pomiarowych będzie stanowić niezwykle cenne źródło informacji o użytkownikach energii elektrycznej – może bowiem wskazywać na ich aktywność i zwyczaje życiowe. Dlatego niezwykle istotne jest precyzyjne uregulowanie zasad przechowywania oraz udostępniania danych pomiarowych. Koniecznym jest określenie w przepisach rangi ustawowej, że jednostkowe informacje pomiarowe będą przechowywane przez okres nie dłuższy niż wymagany przepisami powszechnie obowiązującymi, a po upływie tego okresu będą usuwane lub agregowane. Przepisy rozporządzenia wykonawczego ustalając szczegółowe zasady archiwizacji, będą określały, że dane osobowe powinny być przechowywane w oddzielnym zbiorze od informacji dotyczących danego Punktu Pomiaru Energii (PPE) i danych uzyskiwanych z licznika zainstalowanego w danym PPE w sposób uniemożliwiający bezpośrednie uzyskanie w tym samym momencie łącznego dostępu do danych osobowych oraz danych uzyskiwanych z danego PPE i dotyczących danego PPE.
- 3) W projektowanych przepisach należy wprowadzić także zasadę, że zakazane będzie zapoznawanie się, utrwalanie, przechowywanie, przekazywanie lub inne wykorzystywanie informacji pomiarowych przez podmioty inne niż wskazane w ustawie lub w sposób inny niż określony przepisami powszechnie obowiązującymi, chyba że nastąpi to:
 - a) za zgodą odbiorcy końcowego, którego dane te dotyczą,
 - b) na podstawie postanowienia sądu lub postanowienia prokuratora, zgodnie z odrębnymi przepisami.
- 4) Ponadto powinno wprowadzić się zasadę, że w przypadkach, gdy przepisy ustawy - Prawo Energetyczne będą wymagać upoważnienia lub wyrażenia zgody przez odbiorcę końcowego w sprawie sposobu lub zakresu wykorzystania dotyczących go danych pomiarowych, upoważnienie lub zgoda ta:
 - a) nie może być domniemana lub dorozumiana z oświadczenia woli o innej treści,
 - b) może być wyrażona drogą elektroniczną, pod warunkiem jej utrwalenia i potwierdzenia przez odbiorcę końcowego,
 - c) może być wycofana w każdym czasie, w sposób prosty i wolny od opłat.
- 5) Ostatecznie uchwalone przepisy ustawowe oraz przyjęte akty wykonawcze nie powinny zawierać wątpliwości związanych z zakresem instrukcji informacji pomiarowych, zastrzegając jednoznacznie wszelkie istotne kwestie do wyłącznej kompetencji Ministra Gospodarki wydającego rozporządzenie wykonawcze do ustawy.

Podsumowanie prawne

Z przedstawionych powyżej rozważań wynika jednoznacznie, że przyjęcie zmian legislacyjnych umożliwiających wdrożenie systemu jest konieczne z uwagi na zobowiązania na powstałym gruncie prawa wspólnotowego a niepodjęcie działań prawnych w tym zakresie niewątpliwie stanowi naruszenie zobowiązań traktatowych wynikających z przynależności do UE. Jednocześnie szereg kwestii wymaga szczególnie uważnego doprecyzowania na poziomie przepisów powszechnie obowiązujących z uwagi na szczególny charakter danych pomiarowych.

Analiza techniczna

Podstawowe funkcjonalności systemu inteligentnego opomiarowania

Wdrożenia inteligentnego opomiarowania powinno wspierać realizację celów operacyjnych i strategicznych poszczególnych interesariuszy. Do najważniejszych, ze względu na korzyści możliwe do osiągnięcia w skali kraju, zalicza się:

- wyzwolenie zachowań na rzecz efektywnego wykorzystania energii,
- wprowadzenie mechanizmów zarządzania popytem,
- redukcję strat handlowych i technicznych w sieciach dystrybucyjnych,
- oszczędności związane z odczytami liczników,
- poprawę jakości prognozowania popytu,
- ograniczenie szczytowego zapotrzebowania na moc.

Realizacja tych celów wymaga zapewnienia następujących funkcjonalności systemu inteligentnego opomiarowania:

- zapewnienie rozliczeń odbiorców końcowych według rzeczywistego zużycia,
- umożliwienie prostej zmiany sprzedawcy,
- stworzenie możliwości pozyskiwania, za zgodą odbiorcy, jego danych przez nowych sprzedawców w celu przedstawienia temu odbiorcy oferty,
- umożliwienie funkcjonowania różnorodnych taryf, o zmiennych stawkach w czasie, w tym taryf dynamicznych,
- bieżące udostępnianie odbiorcom końcowym informacji o kosztach zaopatrzenia w energię elektryczną, w tym na żądanie odbiorcy z możliwością wykorzystania tych informacji do sterowania urządzeniami sieci domowej,
- umożliwienie powszechnego stosowania formuły przedpłatowej związanej z zużyciem energii elektrycznej,
- umożliwienie funkcjonowania programów zarządzania popytem, w tym programów uwzględniających dynamiczne ograniczenie dostępnej dla odbiorcy mocy,
- umożliwienie przeciwwawaryjnej redukcji wymuszonej,
- identyfikacja przerw w zasilaniu oraz obszarowa kontrola jakości zasilania,
- identyfikacja nielegalnego poboru,
- zarządzanie pracą sieci,
- umożliwienie monitorowania i ewentualnie zarządzania generacją prosumencką.

Elementy składowe infrastruktury AMI

Ogólny model infrastruktury AMI określanej mianem inteligentnego opomiarowania przedstawiono na poniższym rysunku.

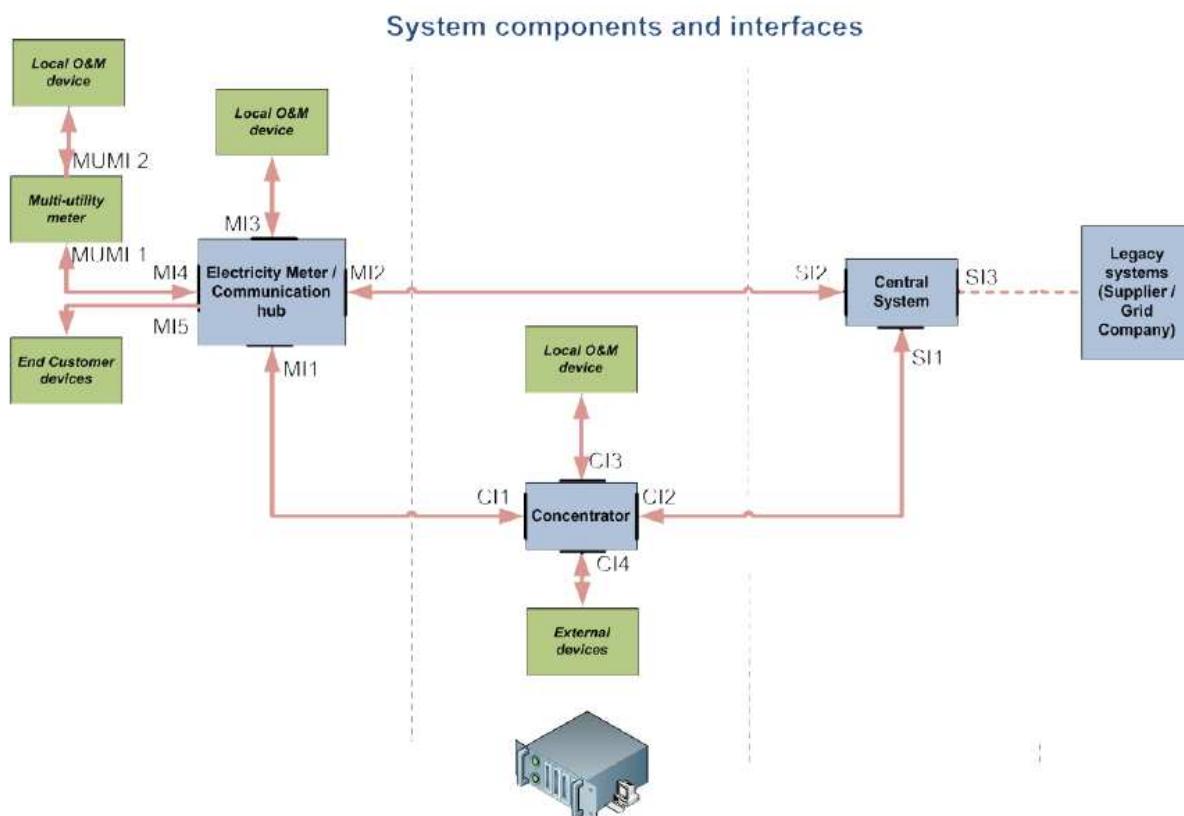


Figure 1 - OPEN meter System Architecture

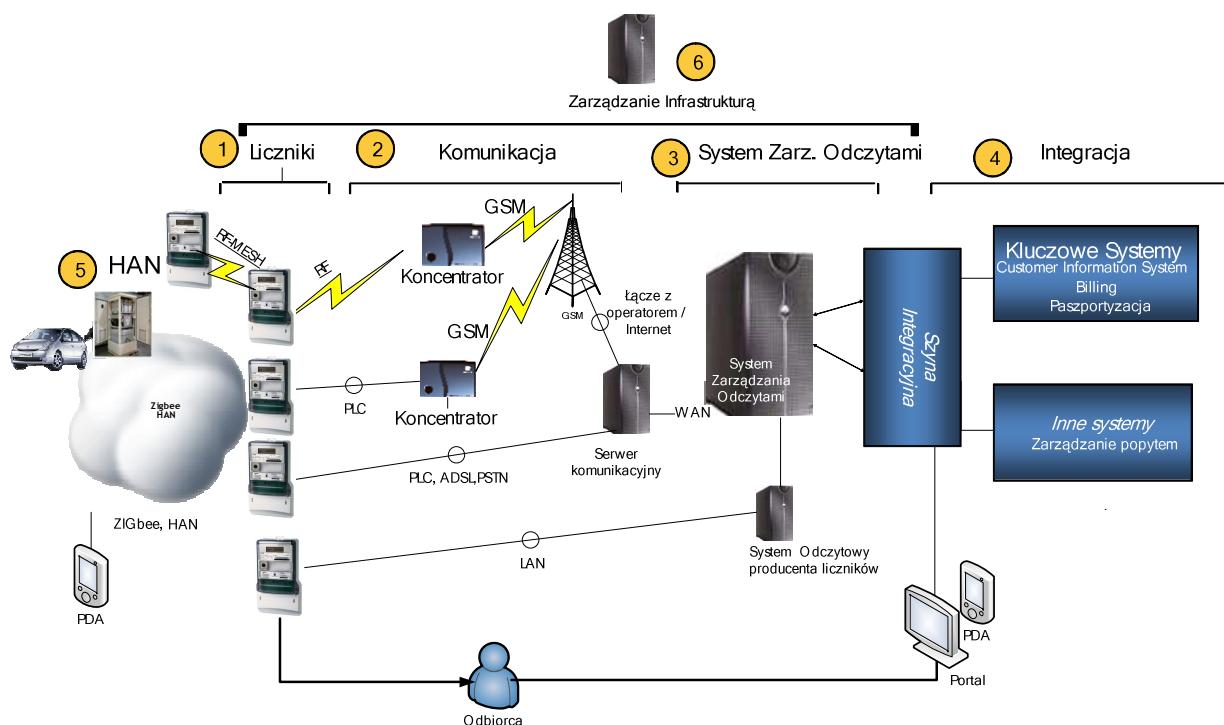
Jest to architektura referencyjna wypracowana w ramach konsorcjum OpenMeter, które działało w oparciu o mandat standaryzacyjny M/441 Komisji Europejskiej. W ramach prac tego konsorcjum opracowano zespół rekomendacji dotyczących zarówno architektury systemu inteligentnego opomiarowania jak i interfejsów pomiędzy poszczególnymi elementami tej infrastruktury.

Powyższy schemat architektury można też zobrazować inaczej przedstawiając poszczególne jego elementy, takie jak:

- Liczniki zdalnego pomiaru (electricity meter),
- Koncentrator (concentrator),
- System centralny (central system),

powiązane siecią telekomunikacyjną.

Ogólna architektura elementów infrastruktury inteligentnego opomiarowania



Poniżej przedstawiono opis poszczególnych elementów wraz z krótką charakterystyką poszczególnych technologii i stanem ich rozwoju.

1. Liczniki zdalnego pomiaru.

Licznik zdalnego pomiaru posiada funkcję pomiaru energii elektrycznej, jednak w stosunku do liczników indukcyjnych rejestruje i zapamiętuje swoje pomiary w krótkich interwałach czasowych (np. 15-minutowych). Dzięki zapisom interwałów czasowych zużycia energii, podmioty funkcjonujące na rynku energetycznym mogą uwzględnić profil zużycia danego odbiorcy w prowadzonych przez siebie pracach np. przy prognozowaniu zużycia na potrzeby dokonywania zakupów energii elektrycznej. Ponadto licznik posiada funkcję dwustronnej komunikacji wspierającej programy DSR, takie jak możliwość ograniczenia mocy, przekazania impulsu cenowego. Inteligentny licznik posiada zdolność komunikacji z siecią HAN, np. przy wykorzystaniu technologii Zigbee.

Na rynku dostępnych jest wiele technologii liczników, które spełniają wymagania funkcjonalne. Wszystkie jednakże muszą spełniać wymagania metrologiczne określone dyrektywą MID. Pozostałe funkcjonalności mogą się różnić, przy czym podkreślić należy brak obecnie pełnej standaryzacji interfejsów do sieci telekomunikacyjnej i do sieci HAN. Rzutuje to na brak możliwości pełnej zamienności liczników w sytuacji wykorzystania koncentratorów (element infrastruktury telekomunikacyjnej).

2. Sieć telekomunikacyjna.

Sieć telekomunikacyjna może być zbudowana przy wykorzystaniu różnych technologii:

- transmisja bezprzewodowa (transmisja radiowa, GSM, lokalne sieci bezprzewodowe),
- transmisja przewodowa: PLC, Ethernet (LAN – TCP/IP), linia telefoniczna PSTN.

Sieć telekomunikacyjna zbudowana jest z infrastruktury LAN, która łączy koncentrator z licznikiem oraz infrastruktury WAN, która łączy koncentrator z systemem zarządzania pomiarami. Informacje w sieci przepływają dwukierunkowo, zgodnie z planowaną częstotliwością pomiarów. Również przy wykorzystaniu tej sieci można zarządzać licznikami zdalnego pomiaru, np. w celu wymiany ich oprogramowania (firmware, oprócz części metrologicznej) na aktualną wersję. Za pomocą sieci telekomunikacyjnej koncentrator, w określonych interwałach czasowych, odczytuje dane z liczników (zużycie energii, profil zużycia, informacje na temat zdarzeń, i inne). Stany te zapamiętywane są w buforze pamięci koncentratora. Bufor pamięci pozwala gromadzić dane dla zakładanych okresów czasów (np. ostatnie 24 godziny) lub ilości pomiarów lub zdarzeń. Koncentrator może też gromadzić informacje o dobowym zużyciu energii. Koncentrator ma budowę modułową. Można do niego podłączyć do kilkuset liczników.

Sieć telekomunikacyjna jest najlepiej zestandaryzowanym obszarem i cechuje się dużą dojrzałością rozwiązań. Wynika to z wieloletniego rozwoju poszczególnych technologii transmisji danych i stosowania ich na masową skalę. W pewnym zakresie wyjątkiem są technologie PLC, stosowane w elektroenergetyce od dziesiątków lat, które przechodzą właśnie renesans wynikający z potrzeb tworzonych przez inteligentne opomiarowanie.

Podkreślić tu należy, że strategię operatorów systemów dystrybucyjnych, w których gestii leży budowa infrastruktury inteligentnego opomiarowania, w zakresie wymiany liczników zdalnego pomiaru z zasady preferują do komunikacji z licznikami rozwiązania oparte o technologie PLC, wykorzystując do tego celu sieć niskiego napięcia. W pozostałym zakresie, operatorzy stosują różne technologie, zależnie od preferencji i uwarunkowań lokalnych.

3. System centralny (system zarządzania odczytami)

System centralny, zwany też aplikacją centralną, jest dedykowany do kolekcji pomiarów, dokonania walidacji i standaryzacji zbieranych danych. System ten realizuje ponadto szereg funkcji związanych z rejestracją liczników zdalnego pomiaru, monitorowania ich statusu oraz wysyłania do liczników komend sterujących wpływających na stan poszczególnych liczników. Ponadto system centralny odpowiada za przesyłanie do liczników informacji stanowiących podstawę do późniejszych rozliczeń (np. taryfy). System centralny zarządza danymi pomiarami i udostępnia je innym systemom i aplikacjom operatora systemu dystrybucyjnego. Ponadto system centralny przesyła dane pomiarowe w ustalonym formacie do centralnego zbioru informacji pomiarowych prowadzonego przez Operatora Informacji Pomiarowych. W szczególności system centralny zapewnia:

- identyfikację urządzeń tworzących infrastrukturę AMI,

- diagnozowanie i monitorowanie rozmieszczenia urządzeń infrastruktury AMI,
- zarządzanie standardami oprogramowania instalowanego na urządzeniach,
- zobrazowanie schematu topologicznego infrastruktury AMI,
- audytowanie pracy urządzeń w sieci,
- zdalną konfigurację urządzeń sieci LAN/WAN,
- monitorowanie bezpieczeństwa systemu, wykrywanie prób ingerencji w system/urządzenia,
- wykrywanie duplikatów paczek danych,
- wykrywanie błędów w pracy urządzeń i transmisji,
- weryfikację otrzymanych danych, obsługę błędów odczytów, korekcję błędów.

System centralny to kluczowy element inteligentnego opomiarowania. Jest to dedykowane oprogramowanie, którego funkcjonalność musi być zdefiniowana przez operatora systemu dystrybucyjnego. Nie występują obecnie na rynku kompletne i zestandaryzowane produkty, które zapewniłyby wymaganą od takiego systemu funkcjonalność.

Krajowy operator systemu dystrybucyjnego, który realizuje obecnie wdrożenie na dużą skalę inteligentnego opomiarowania, przeprowadził postępowanie przetargowe, w wyniku którego firma z branży ICT zaprojektowała i wykonała system centralny zarządzający wszystkimi elementami inteligentnego opomiarowania.

4. Integracja

Kluczową kwestią dla efektywnego wdrożenia inteligentnego opomiarowania jest integracja systemu centralnego z pozostałymi krytycznymi systemami operatora systemu dystrybucyjnego. W celu pełnego wykorzystania danych pozyskiwanych przy wykorzystaniu infrastruktury AMI powinny być stworzone, przy wykorzystaniu szyny integracyjnej, interfejsy do pozostałych rozwiązań informatycznych takich jak: Portal, Biling, HelpDesk, BPM, inne systemy lokalne a także powinny być udostępniane dane pozostałym interesariuszom rynku danych pomiarowych, w szczególności powinny być dostarczane dane do centralnego zbioru informacji pomiarowych.

Realizacja integracji systemu centralnego z systemami obsługującymi poszczególne procesy biznesowe operatora systemu dystrybucyjnego jest kluczowa dla powodzenia wdrożenia inteligentnego opomiarowania. Integracja zawsze będzie procesem zindywidualizowanym i będzie wymagała przeprojektowania i zmiany wybranych procesów biznesowych. Wykorzystanie w różnych obszarach działalności operatora danych pomiarowych i informacji, które one niosą jest kluczowe dla osiągnięcia korzyści biznesowych i co ważniejsze dla zapewnienia wymiernych korzyści dla odbiorców energii elektrycznej. Przykładem może być podkreślana przez odbiorców w badaniu opinii publicznej korzyść z szybkiej identyfikacji awarii i skrócenia czasu jej usunięcia.

5. Sieć domowa - HAN

W powiązaniu z inteligentnym licznikiem powstają nowe możliwości sterowania urządzeniami w domu przez odbiorców, przy wykorzystaniu takich technologii komunikacyjnych jak PLC, Zigbee, WiFi, Ethernet. Dzięki sieci HAN (zwanej również ISD – Inteligentną Siecią Domową) istnieje możliwość powiązania kontrolera lub wyświetlacza zainstalowanego w mieszkaniu, informującego odbiorcę o bieżącym zużyciu

energii i jej kosztach, z inteligentnym licznikiem. Sieć domowa (HAN) wspiera programowanie pracy takich urządzeń jak termostat, auto elektryczne, klimatyzacja oraz pozostałych urządzeń mających wpływ na pobór mocy. Ponadto może sterować pozostałymi urządzeniami w domu: oświetlenie, pralka, suszarka, zmywarka.

Sieć domowa wykorzystuje dostępne technologie telekomunikacyjne, zazwyczaj bezprzewodowe. Technologie te są obecne w powszechnym użyciu. Obszarem, który nie jest obecnie zestandaryzowany jest interfejs z licznikiem zdalnego odczytu. Ze względu na to, że w przeciwieństwie do poprzednich elementów inteligentnego opomiarowania, które pozostawały w gestii operatora, domena sieci domowej jest całkowicie poddana swobodnej konkurencji, konieczne jest przyjęcie w skali kraju jednego rozwiązania, które pozwalałaby na komunikację z licznikiem zdalnego odczytu. Brak takiej standaryzacji będzie istotną barierą w rozwoju usług dotyczących obszaru sieci domowej. Ze względu na to, że Urząd Regulacji Energetyki prowadzi obecnie proces konsultacji w tym właśnie zakresie, należy się w krótkim czasie spodziewać Stanowiska Prezesa URE w zakresie interoperacyjności, które wskaże rozwiązania nie ograniczające konkurencji.

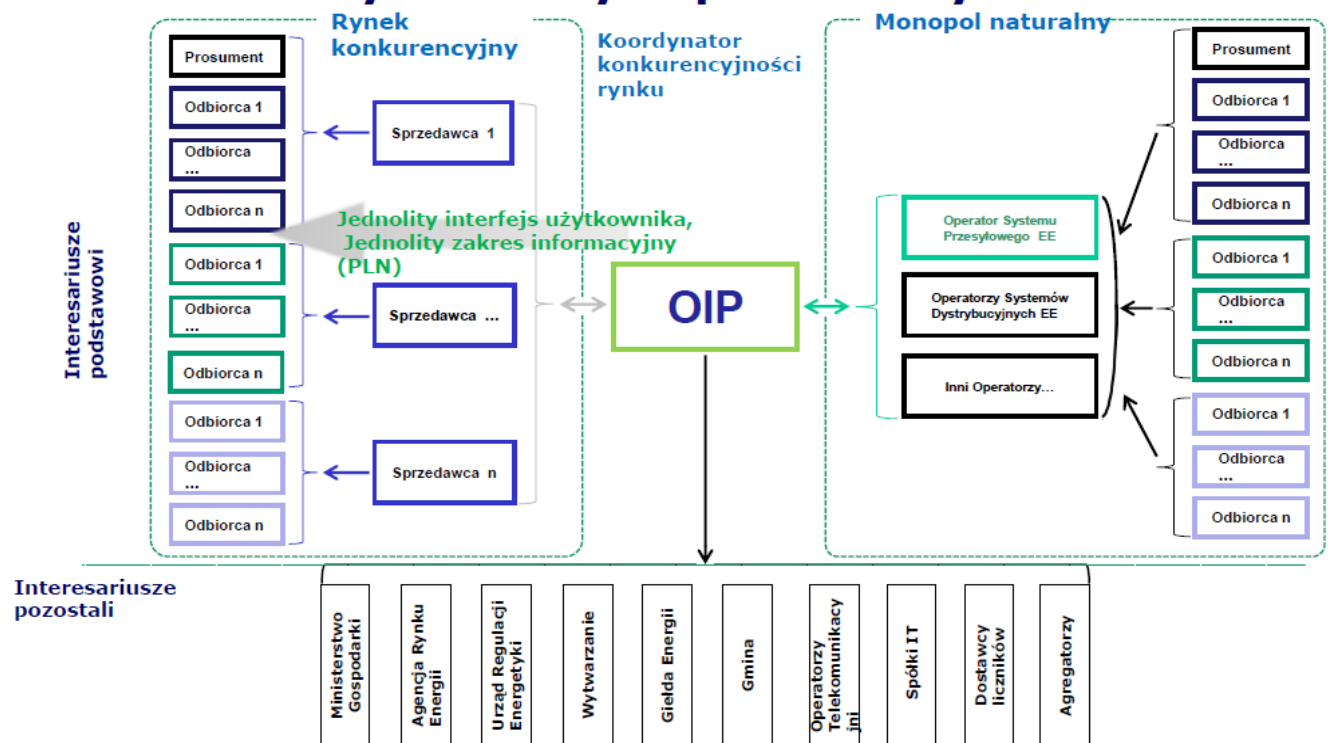
6. Zarządzanie infrastrukturą

Zazwyczaj funkcje zarządzania infrastrukturą, w tym licznikami zdalnego odczytu, realizuje system centralny (opisany w pkt. 3). Jednakże w niektórych przypadkach przy dużej liczbie urządzeń wydziela się dedykowany system, który obsługuje część funkcjonalności związanych z zarządzaniem infrastrukturą i obsługą niektórych zdarzeń (alarmy), wymagających szybkiej reakcji.

7. Centralny Zbiór Informacji Pomiarowych

Rola Operatora Informacji Pomiarowych jest określona na poniższym rysunku. Wynika z niego rola koordynatora konkurencyjności rynku. Podstawowym zasobem Operatora Informacji Pomiarowych jest centralny zbiór informacji pomiarowych, który przechowuje dane pomiarowe odbiorców.

Model rynku danych pomiarowych



Zapewnienie bezpieczeństwa systemu

Wykorzystanie technologii ICT stworzyło energetyce nowe możliwości ale jednocześnie wprowadziło do bezpieczeństwa energetyki kompleks zagadnień związanych z bezpieczeństwem informacji i danych o funkcjonowaniu sieci energetycznych, a w przypadku wdrożenia Smart Grid, dodatkowo oznaczonych danymi osobowymi użytkownika. Zakłócenie funkcjonowania systemu energetycznego może nastąpić nie tylko w wyniku fizycznej awarii sieci energetycznej, ale również w wyniku awarii lub błędnego funkcjonowania sieci informatycznej. Ponadto technologia ICT stwarza możliwość ukrytej manipulacji danymi pomiarowymi czy komendami sterującymi.

W ramach budowy inteligentnego opomiarowania i inteligentnej sieci konieczne jest położenie szczególnego nacisku na wypracowanie rozwiązań zapewniających bezpieczeństwo nowej infrastruktury i właściwą ochronę gromadzonych i przetwarzanych danych pomiarowych. Realizacja tego celu musi zostać uwzględniona już na etapie projektowania nowych rozwiązań.

Zrealizowane z sukcesem wdrożenia sieci inteligentnych Smart Grid pokazują, że najważniejszym zagadnieniem było kompleksowe rozwiązanie problemu bezpiecznego współdziałania technologii ICT z technologiami energetycznymi. Należy jednoznacznie podkreślić, iż technologie ICT w energetyce, jeśli nie będą wsparte właściwymi procedurami eksploatacyjnymi oraz technicznymi, nie będą mogły samodzielnie sprostać wyzwaniu, jakim jest utworzenie bezpiecznej sieci Smart Grid.

Bezpieczeństwo ICT ma konkretną, wymierną cenę – często mogą to być duże koszty systemowe, których energetyka nie odczuwała do tej pory. Wymaga to przemyślanej analizy ryzyka. Niekiedy może być korzystnym stosowanie „słabszych” zabezpieczeń. Jednak musi to być poprzedzone świadomą i pełną analizą przyjętego rozwiązania systemowego

Dlatego też należy w doborze środków zabezpieczeń Smart Grid umiejętnie połączyć technikę i procedury tak, by ich wzajemne uzupełnianie się i wspieranie zaowocowało elastycznością, dzięki której Smart Grid będzie w stanie ewoluować razem z otoczeniem, w którym funkcjonuje.

Objaśnienie skrótów

KE – Komisja Europejska

UE – Unia Europejska

OSD E – Operator Systemu Dystrybucyjnego Elektroenergetycznego

OSP, PSE, PSE SA – Operator Systemu Przesyłowego Elektroenergetycznego

Prezes URE – Prezes Urzędu Regulacji Energetyki

KSE – Krajowy System Elektroenergetyczny

DSM – Demand Side Management

DSR – Demand Side Response

HAN – Home Area Network

AMI – Advanced Metering Infrastructure

ARE – Agencja Rynku Energii S.A.

OIP – Operator Informacji Pomiarowych

CZIP – Centralny Zbiór Informacji Pomiarowych

OZE – Odnawialne Źródła Energii

HP – Hewlett-Packard Polska Sp. z o.o.

PTPiREE – Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej

Materiały źródłowe

1. *Smart Grid project in Europe: lessons learned and current developments*, JRC European Commission, 2011 r.
2. *CEER Benchmarking Report on Meter Data Management Case Studies*, Rada Europejskich Regulatorów Energii (CEER) listopad 2012 r.
3. *2009-2010 Report on Progress in Creating the Internal Gas and Electricity Market, Technical Annex*, Komisja Europejska, czerwiec 2011 r.
4. *Regulatory Recommendations for Privacy, Data Protection and Security in the Smart Grid Environment*, Valerie Lorge, Directorate General for Energy Komisja Europejska, Międzynarodowa Konferencja Operator Informacji Pomiarowych, Warszawa 26 marca 2013 r.
5. *Stanowisko Prezesa URE w sprawie niezbędnych wymagań wobec wdrażanych przez OSD E inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych z uwzględnieniem funkcji celu oraz proponowanych mechanizmów wsparcia przy postulowanym modelu rynku, URE*
6. *Koncepcja dotyczącej modelu rynku opomiarowania w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem wymagań wobec Operatora Informacji Pomiarowej, URE*
7. *Opinia 12/2011 na temat inteligentnego pomiaru zużycia (smart metering)*, przyjęta w dniu 04 kwietnia 2011 r., Grupa robocza ds. ochrony danych osobowych (ustanowiona na mocy art. 29 dyrektywy 95/46/WE)
8. *Analiza w zakresie ekonomicznej oceny zasadności wprowadzenia inteligentnych form pomiaru zużycia energii elektrycznej w Polsce*, PTPIREE, Poznań, 20 sierpnia 2012 r.
9. *Analiza HP dla PSE S.A. Zbudowanie i uzgodnienie modelu rynku opomiarowania i stosowania mechanizmów zarządzania popytem wraz z opracowaniem modeli biznesowych*
10. *Kwartalnik ARE – Statystyka w Elektroenergetyce, IV kwartały 2012 r.*