

**Aktualizacja istotnych założeń do modelu kosztów i korzyści wdrożenia  
inteligentnego opomiarowania w Polsce.**

Warszawa, kwiecień 2019 r.

## Spis treści

|       |  |    |
|-------|--|----|
| I.    | Wstęp .....  | 3  |
| II.   | Podstawowe założenia .....   | 4  |
| III.  | Szczegółowe założenia do analizy kosztów i korzyści .....  | 7  |
| IV.   | Wpływ kosztów i korzyści na obciążenia odbiorców końcowych - założenia .....                                 | 10 |
| V.    | Analiza wpływu inwestycji OSD na obciążenia odbiorców końcowych .....  | 11 |
| VI.   | Analiza wpływu inwestycji OIP na obciążenia odbiorców końcowych.....   | 12 |
| VII.  | Wpływ korzyści na ceny energii elektrycznej - założenia .....  | 13 |
|       | 1. Struktura korzyści możliwych do osiągnięcia w wyniku wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania ..... | 13 |
|       | 2. Korzyści OSD .....  | 15 |
|       | 3. Korzyści sprzedawców.....   | 16 |
|       | 4. Korzyści odbiorców końcowych.....   | 17 |
| VIII. | Saldo kosztów i korzyści wdrożenia inteligentnego opomiarowania z perspektywy odbiorcy końcowego .....       | 18 |
| IX.   | Materiały źródłowe .....   | 20 |

## **I. Wstęp**

Niniejszy dokument stanowi bezpośrednie nawiązanie do powstałych w latach 2013-2014 opracowań prezentujących w różnych ujęciach najistotniejsze przesłanki do wdrożenia w Polsce systemu inteligentnego opomiarowania energii elektrycznej. Konieczność zainicjowania szerokiej analityki w omawianym zakresie wynikała przede wszystkim z wejścia w życie z dniem 3 marca 2011 dyrektyw i rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady Europy wspólnie określanych jako tzw. trzeci pakiet energetyczny. Regulacje wspólnotowe ukierunkowały politykę energetyczną poszczególnych państw członkowskich na odbiorców końcowych, którzy przy odpowiednim wsparciu technologicznym oraz legislacyjnym stać się mają na przestrzeni najbliższych lat aktywnymi uczestnikami rynku dostaw energii elektrycznej. Skuteczna realizacja powyższego celu, na gruncie doświadczeń innych krajów europejskich, wydaje się być niemożliwa bez zastosowania inteligentnego systemu pomiarowego opartego na licznikach zdalnego odczytu energii elektrycznej.

W ramach procesu wdrażania postanowień Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej, w kwietniu 2013 roku opracowana została „Analiza skutków społeczno-gospodarczych wdrożenia inteligentnego opomiarowania”. Jej wyniki potwierdziły pogląd na temat zasadności wprowadzenia - także w Polsce - rozwiązań z zakresu inteligentnego opomiarowania. Ówczesne założenia, zaktualizowane w związku ze zmianą trendów w polityce energetycznej oraz otoczeniu technologicznym, legły u podstaw niniejszego opracowania. Prezentowana analiza przedstawia w sposób syntetyczny wpływ rozwiązań związanych z instalacją liczników zdalnego odczytu na poszczególnych uczestników rynku energii elektrycznej oraz uwzględnia najistotniejszy aspekt wprowadzanych regulacji – wszyscy są beneficjentami korzyści płynących z wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania.

## II. Podstawowe założenia

1. W prowadzonej analizie wpływu wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania szczególną uwagę skupiono na dwóch grupach odbiorców energii elektrycznej – odbiorcach końcowych z grupy taryfowej G oraz C1x o mocy umownej mniejszej lub równej 16 kW. Uzasadnieniem dla powyższego podejścia stały się regulacje związane z ustawą z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2018 r. poz. 9) zwaną dalej „ustawą o rynku mocy”.. Dla zachowania synergii między aktami ustawodawczymi (ustawą o rynku mocy – ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2018 r. poz. 755, 650, 675 oraz poz. 1000 zwaną dalej „ustawą – Prawo energetyczne”) podkreślono w niniejszym opracowaniu, że odbiorcy końcowi z grupy G (będący gospodarstwami domowymi) będą mieć taki sam dostęp do rozwiązań związanych z inteligentnym opomiarowaniem oraz korzyści z niego płynących. Dodatkowo w prowadzonej analizie uwzględniono wyodrębnioną z grupy taryfowej C1x grupę odbiorców posiadających moc umowną mniejszą lub równą 16 kW. Jako uzasadnione przyjęto rozwiązanie, w którym dwie ww. grupy odbiorców z uwagi na niewielkie średnioroczne zużycie energii elektrycznej będą rozliczane na tych samych zasadach, a w rezultacie wspólnie zostaną objęte projektem wdrożenia inteligentnego opomiarowania,
2. W ramach przedmiotowej analizy podtrzymano zaproponowany w dotychczasowych opracowaniach wariant instalacji liczników zdalnego odczytu (wg ścieżki ustalonej w ustawie) skorelowany z procesem wymiany legalizacyjnej, pozwalający na uniknięcie części kosztów utraconych, wynikających z wymiany licznika w terminie innym niż określony w harmonogramie cyklu legalizacji. Przyjęto 15-letnią perspektywę prezentacji kosztów i korzyści w czasie w celu podkreślenia wzrostu korzyści z tytułu inteligentnego opomiarowania po zakończeniu procesu wdrożenia w 2028 roku
3. Z uwagi na fakt, że proponowane zmiany systemu legalizacji urządzeń odczytowych (zarówno statycznych jak i zdalnego odczytu) są na bardzo wstępnym etapie, w modelu analizy kosztów i korzyści przyjęto obowiązujące zasady legislacji (ośmioletnią długość cykli legalizacyjnych). Jednocześnie, biorąc pod uwagę znaczny postęp technologiczny na rynku liczników zdalnego odczytu oraz względy ekonomiczne (średni czas eksploatacji urządzeń telekomunikacyjnych), uwzględniono konieczność wymiany urządzeń instalowanych w pierwszych latach obowiązywania programu wdrożenia inteligentnego opomiarowania na nowsze (odpowiednio od 2030 roku. Założono również, że nowi odbiorcy, uzyskujący dostęp do sieci elektroenergetycznej, będą automatycznie zaopatrywani przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego (zwanego dalej „OSD”) w liczniki zdalnego odczytu.
4. W związku z zakładanym wejściem w życie w połowie 2019 roku projektowanej ustawy dotyczącej wdrożenia w Polsce systemu inteligentnego opomiarowania, zaktualizowano harmonogram wymian. Nowa ścieżka instalacji liczników zdalnego odczytu została przedstawiona w tabeli 1.

Tabela 1. Zakładany obowiązek instalacji liczników zdalnego odczytu

| Lata  | do 2023   | 2024      | 2025      | 2026      | 2027       | 2028       |
|---|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|------------|
| <b>Scenariusz procesu instalacji liczników zdalnego odczytu (rok po roku)</b> | 15%       | 10%       | 10%       | 15%       | 15%        | 15%        |
| <b>szt.</b>   | 2 544 226 | 1 731 502 | 7 759 906 | 2 657 728 | 2 698 615  | 2 723 195  |
| <b>Scenariusz procesu instalacji liczników zdalnego odczytu (narastająco)</b> | 15%       | 25%       | 35%       | 50%       | 65%        | 80%        |
| <b>szt.</b>   | 2 544 226 | 4 275 728 | 6 035 634 | 8 693 362 | 11 391 976 | 14 115 171 |

Źródło: opracowanie własne

5. W ramach prowadzonej analizy kosztów i korzyści wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania wzięto pod uwagę wpływ powołania umocowanego ustawowo oraz niezależnego od OSD Operatora Informacji Rynku Energii (zwanego dalej „OIRE”). Założono, że OIRE odpowiedzialny za utworzenie centralnego systemu informacji rynku energii umożliwi wyzwolenie możliwie największych korzyści wynikających z instalacji liczników zdalnego odczytu. Zapewni jednocześnie, poprzez zestandaryzowany i scentralizowany system teleinformatyczny, dostęp do informacji pomiarowych w odpowiednim zakresie każdemu uprawnionemu podmiotowi związanemu z dostarczaniem, sprzedażą, bilansowaniem energii elektrycznej oraz odbiorcy końcowemu poprzez dedykowany portal uczestnika. W związku z fundamentalnym znaczeniem dostępu do informacji, w ramach prowadzonej analityki przyjęto, że możliwość osiągania korzyści przez poszczególnych uczestników rynku energii zostanie zainicjowana wraz z funkcjonalnym uruchomieniem OIRE.

6. Wskaźniki ekonomiczne przyjęte w modelu.

Tabela 2. Prognozowane stopy dyskonta (proces wdrożenia inteligentnego opomiarowania - lata 2020-2028)

| Lata                                  | 2020   | 2021   | 2022   | 2023   | 2024   | 2025   | 2026   | 2027   | 2028   |
|---------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| <b>Stopa dyskonta (%)</b>             | 2,5    | 2,5    | 2,5    | 2,5    | 2,5    | 2,5    | 2,5    | 2,5    | 2,5    |
| <b>Skumulowana stopa dyskonta (%)</b> | 104,86 | 107,48 | 110,17 | 112,92 | 115,74 | 118,64 | 121,60 | 124,64 | 127,76 |

Źródło: Dane MRF

Tabela 3. Podstawowe założenia odnośnie OIRE

| wyszczególnienie   | wartość    |
|--|------------|
| Rozmiar rocznych danych dotyczących 1 licznika w bazie OIP | 329 KB     |
| Koszt serwera (1 szt.)                                     | 100 000 zł |
| Koszt macierzy (1 GB danych)                               | 6,88 zł    |

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z PSE S.A.

Tabela 4. Podstawowe założenia kosztowe procesu instalacji liczników zdalnego odczytu (w przeliczeniu na punkt pomiarowy)

| wyszczególnienie  | wartość          |
|---|------------------|
| Koszt jednostkowy licznika zdalnego odczytu   | 193,62 zł        |
| Koszt jednostkowy koncentratora (na 1 licznik)  | 9,42 zł          |
| Koszt instalacji na 1 licznik   | 54,82 zł         |
| Dostosowanie infrastruktury energetycznej i infrastruktura telekomunikacyjna, koszty oprogramowania | 102,32 zł        |
| <b>RAZEM</b>  | <b>360,18 zł</b> |

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z trzech największych OSD

Tabela 5. Dodatkowe założenia – liczniki tradycyjne/statyczne

| wyszczególnienie   | wartość    |
|--|------------|
| Koszt licznika   | 67,72 zł   |
| Koszt odczytu licznika (jednostkowy; średni)               | 4,68 zł    |
| Liczba planowych odczytów w roku/szt. (średnia)            | 3,66       |
| Koszt odczytu licznika (jednostkowy; nieplanowany; średni) | 19,91 zł   |
| Liczba nieplanowych odczytów w roku/szt.                   | 0,058 szt. |

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z OSD

## 7. Pozostałe założenia:

- Średnia cena energii elektrycznej dla odbiorców z grupy G (uwzględniająca świadczenie usługi dystrybucji i zawierająca podatek akcyzowy) – 498,70 zł/MWh (wg danych URE za rok 2016). Dodatkowo, w latach 2018 i 2019 ceny energii pozostawiono na stałym poziomie (uwzględniono jedynie wskaźnik inflacji) z uwagi na wprowadzone regulacje prawne (Ustawa o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw). W kolejnych latach przyjęto średni roczny wzrost cen energii na poziomie 2%<sup>1</sup>.
- Średnia cena energii elektrycznej dla odbiorców z wyodrębnionej grupy C1x o mocy umownej mniejszej lub równej 16 kW (uwzględniająca świadczenie usługi dystrybucji i zawierająca podatek akcyzowy) – 575,50 zł/MWh (wg ARE „Sytuacja Techniczno-Ekonomiczna Sektora Energetycznego. IV kwartały 2016.”) Dodatkowo, w latach 2018 i 2019 ceny energii elektrycznej pozostawiono na stałym poziomie (uwzględniono jedynie wskaźnik inflacji) z uwagi na wprowadzone regulacje prawne (Ustawa o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw). W kolejnych latach przyjęto średni roczny wzrost cen energii na poziomie 2%<sup>2</sup>.
- Zużycie energii elektrycznej (wspólne dla odbiorców końcowych z grupy taryfowej G oraz C1x o mocy umownej mniejszej lub równej 16 kW) w 2016 – 37 040 219 MWh<sup>3</sup>. Jako dodatkowe założenie przyjęto wzrost zużycia energii elektrycznej o 2% rocznie w skali całej 15-letniej perspektywy prezentowanej w modelu korzyści i kosztów wdrożenia inteligentnego opomiarowania (wg Prognoz do Polityki Energetycznej Polski do 2030 roku)

<sup>1</sup> Na podstawie publikacji „Scenariusz średnich kosztów energii elektrycznej do roku 2050 oraz cen w taryfach za energię elektryczną dla wybranych grup odbiorców do roku 2030” G. Wiśniewski, A. Curkowski, B. Pejas, 2017

<sup>2</sup> Jak wyżej

<sup>3</sup> Obliczenia własne na podstawie danych z biuletynu ARE „Sytuacja w Elektroenergetyce za 2016” oraz prezentacji PTPIREE przedstawionej Zespołowi ds. Inteligentnego Opomiarowania, styczeń – kwiecień 2019 r.

- d) Średnie roczne zużycie energii elektrycznej w 2016 roku wśród odbiorców końcowych z grupy taryfowej G przyjęto na poziomie 1,96 MWh (wg danych ARE) zaś z wyodrębnionej grupy C1x o mocy umownej mniejszej lub równej 16 kW – 5,02 MWh<sup>4</sup> z szacowanym średnim rocznym wzrostem na poziomie 2% (wg *Prognoz do Polityki Energetycznej Polski do 2030 roku*)
- e) Stopa zwrotu z zaangażowanego kapitału – 6,015%, wartość przyjęta na podstawie wytycznych Urzędu Regulacji Energetyki „*Metoda określania wskaźnika zwrotu kosztu zaangażowanego kapitału dla operatorów systemów elektroenergetycznych na lata 2016-2020*”;
- f) Stawkę amortyzacji dla instalowanych liczników zdalnego odczytu oraz infrastruktury teleinformatycznej, zgodnie z załącznikiem nr 1 do ustawy z dnia 15 lutego 1992 r. o podatku dochodowym od osób prawnych ustalono na poziomie 12,5% zaś dla budowanego systemu inteligentnego opomiarowania przyjęto na średnim poziomie 33%.
- g) Koszt licznika zdalnego odczytu w przeliczeniu na jeden punkt pomiarowy ustalono na poziomie 360,18 zł netto (jako składowe tej wartości uwzględniono koszty: licznika zdalnego odczytu – 193,62 zł, koncentratora – 9,42 zł, instalacji – 54,82 zł oraz dostosowania infrastruktury energetycznej, telekomunikacyjnej i oprogramowania – 102,32 zł). Przyjęto ponadto założenie, że zasadniczy wpływ na cenę licznika zdalnego odczytu oraz koncentratora będzie miał wolumen kupowanych urządzeń, wskutek czego ich wartość będzie malała o ok. 2% w skali roku. Założono także, że jeden koncentrator, przy wykorzystaniu technologii PLC, będzie mógł skomunikować się średnio ze 150 licznikami zdalnego odczytu (*na podstawie danych przekazanych przez trzech największych OSD z prowadzonych przez nich postępowań przetargowych na zakup, instalację i komunikację liczników zdalnego odczytu w ramach wdrożeń pilotażowych*);
- h) Prezentowane dane liczbowe odnoszące się do cen z 2016 roku dla potrzeb analizy (o ile nie zaznaczono inaczej) zaktualizowano o wskaźnik inflacji a następnie zdyskontowano na dzień 1 stycznia 2019 roku.

### III. Szczegółowe założenia do analizy kosztów i korzyści

Dla obliczenia:

1. Świadomego zużycia energii – przyjęto współczynnik ograniczenia zużycia równy 2,5%<sup>5</sup> wynikający bezpośrednio z zachowań odbiorców, m.in. z bieżącej kontroli wskazań licznika, porównania aktualnego zużycia ze zużyciem w okresach poprzednich oraz weryfikacji kosztów pracy poszczególnych urządzeń (na podstawie testów rynkowych przeprowadzonych we Włoszech w ramach pełnego wdrożenia inteligentnego opomiarowania – u 57% konsumentów, których domy wyposażone zostały w liczniki zdalnego odczytu zmianie uległy zachowania związane ze zużyciem energii elektrycznej (23,3% odbiorców przesunęło korzystanie z urządzeń domowych na wieczór, 11,9 % unikało jednoczesnego korzystania z wielu urządzeń, 6,6% zredukowało korzystanie z urządzeń AGD)<sup>6</sup>; prognoz opracowanych przez projekt GAD w Hiszpanii (GAD Demand Side Management Project) – odbiorca końcowy może zredukować nawet

<sup>4</sup> Obliczenia własne na podstawie prezentacji PTPiREE przedstawionej Zespołowi ds. Inteligentnego Opomiarowania, styczeń – kwiecień 2019 r.

<sup>5</sup> Na podstawie założeń zawartych w tekście z 2013 r. „*Analiza skutków społeczno-gospodarczych wdrożenia inteligentnego opomiarowania*”

<sup>6</sup> Na podstawie „*Smart Grid projects in Europe: lessons learned and current developments*” European Commission JRC-IE, 2011

o 15% całkowite zużycie energii elektrycznej<sup>7</sup> oraz na podstawie kompleksowej analizy zakładanych korzyści i kosztów wdrożenia inteligentnego opomiarowania w krajach członkowskich wspólnoty europejskiej „*Cost-benefit analyses & state of play of smart metering deployment in EU-27*” 2014, w ramach której rozpiętość zakładanej redukcji zużycia energii elektrycznej wśród odbiorców końcowych w wyniku wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania wahała się między 0% (Czechy) a 5% (Grecja, Malta) (kraje przed wdrożeniem lub te które nie zdecydowały się na pełne wdrożenie lub wdrożenie w ogóle) oraz między 2,6% a 3% (z odchyleniem  $\pm 1,4\%$  (w krajach będących w trakcie lub po wdrożeniu) (Irlandia, Austria)).

2. Możliwości zmiany sprzedawcy - przyjęto, że wdrożenie systemu inteligentnego opomiarowania usprawni proces zmiany sprzedawcy, zarówno ze względu na ułatwienia techniczne (praktyczna możliwość zmiany sprzedawcy przy wykorzystaniu funkcjonalności licznika zdalnego odczytu: odczyt licznika, zmiana taryfy) jak i możliwość otrzymania od sprzedawcy oferty na nowe, bardziej dopasowane do potrzeb odbiorcy końcowego cenniki energii elektrycznej, na których konsument będzie mógł zaoszczędzić nawet 5% kosztów energii elektrycznej. Dodatkowo założono, że rocznie 5%<sup>8</sup> spośród wszystkich odbiorców skorzysta z możliwości zmiany sprzedawcy. Wg raportu „*Cost-benefit analyses & state of play of smart metering deployment in EU-27*” 2014, zwiększenie elastyczności procesu zmiany sprzedawcy jako jedną z kluczowych korzyści wdrożenia SM wskazała m.in. Austria. W całej strukturze korzyści stanowiła ona 19%.
3. Skrócenia czasu do wystawienia faktury – założono, że czas od odczytu do wystawienia faktury zostanie skrócony o 7\* dni roboczych. Jako bezpośrednią przyczynę redukcji (z 10 do 3 dni) wskazano zmniejszenie liczby czynności towarzyszących procesowi rozliczania należności odbiorców o konieczność zebrania danych w terenie, przygotowanie danych bilingowych i przesłanie danych do sprzedawcy;
4. Zarządzania popytem – przyjęto, że wolumen liczników SM reagujących na impuls cenowy sprzedawcy wyniesie 7,5%. Założono, że korzyściami płynącymi bezpośrednio z zarządzania popytem przez sprzedawców będzie możliwość określenia oszczędności ze stymulowania zachowań klientów oraz zarządzania portfelem. Sprzedawca występujący w roli aktywnego uczestnika rynku będzie kierował konkretną ofertą do uczestników poszczególnych segmentów rynku, pozyskując w ten sposób nowych klientów, pozostając jednocześnie ukierunkowanym na obecnych klientów i w odpowiedzi na ich potrzeby zwiększać elastyczność oferowanych cenników i taryf energetycznych (założenie przyjęto w sposób ostrożnościowy w stosunku do wyników testów konsumenckich prowadzonych przez Energa-Operator na wybranej populacji liczników AMI (na terenie Kalisza) oraz pilotażowego wdrożenia innowacyjnych programów redukcyjnych przez TAURON Dystrybucja S.A. i TAURON Sprzedaż S.A. we współpracy z PSE S.A. Zgodnie z danymi przedstawionymi w raporcie końcowym z rocznego Projektu SMART prowadzonego przez TAURON w IV okresach redukcji zapotrzebowania na energię elektryczną uczestniczyło od 40% do 50% ( $\pm 10\%$ ) odbiorców końcowych zaangażowanych w projekt.)
5. Dopasowania portfela zakupów (ograniczenia niezbilansowania) – założono poprawę prognozowania zużycia energii przy wykorzystaniu systemu inteligentnego opomiarowania o 30%\* w stosunku do prognozowania przy użyciu tradycyjnych układów pomiarowych. Przyjęto, że poprawa jakości prognozowania zużycia energii nastąpi dzięki większej granulacji pomiarów oraz szybkiej, bieżącej analizie

---

<sup>7</sup> Na podstawie „*Smart Grid projects in Europe: lessons learned and current developments*” European Commission JRC-IE, 2011

<sup>8</sup> Na podstawie założeń zawartych w tekście z 2013 r. „*Analiza skutków społeczno-gospodarczych wdrożenia inteligentnego opomiarowania*”



rzeczywistych zachowań odbiorców i w efekcie przyczyni się do zwiększenia dostosowania podaży do popytu;

6. Redukcji wsparcia finansowego w budowie i utrzymaniu źródeł szczytowych – założono 20% potencjał redukcji szczytowego zapotrzebowania na moc (realizowany m.in. poprzez uczestnictwo odbiorców w programach DSR (przy zaangażowaniu agregatorów), reakcji na sygnały cenowe, świadome ograniczenie zużycia energii oraz przesunięcie zużycia poza godziny szczytowego zapotrzebowania) wśród odbiorców z wyodrębnionych grup G oraz C1x o mocy umownej mniejszej lub równej 16 kW.

Wartość powyższą oszacowano w sposób ostrożnościowy na podstawie wyników testów konsumenckich prowadzonych przez Energa-Operator S.A. na wybranej populacji liczników AMI (na terenie Kalisza) oraz pilotażowego wdrożenia innowacyjnych programów redukcyjnych przez TAURON Dystrybucja S.A. i TAURON Sprzedaż S.A. we współpracy z PSE S.A..

Przyjęto, że korzystanie przez odbiorców z rozwiązań systemu inteligentnego opomiarowania, wsparte odpowiednio zróżnicowanym systemem taryf, sprzyjającym redukcji korzystania z energii elektrycznej pozwoli na odłożenie w czasie budowy nowych źródeł mocy, mających na celu zbilansowanie szczytowego zapotrzebowania na moc (tutaj należy nadmienić, że w projekcie SMART<sup>9</sup> uczestnicy podprojektu Wirtualny Cennik, przewidującego finansową gratyfikację w zamian za przesunięcie zużycia energii elektrycznej w strefach szczytowych na strefy pozaszczytowe dokonywali jedynie nieznacznych przesunięć pomiędzy strefami czasowymi. Jako potencjalną przyczynę ww. sytuacji wskazano jednak to, że uczestnicy projektu nie byli poddawani negatywnym bodźcom związanym z wysokimi cenami energii w strefie szczytowego zużycia energii elektrycznej).

7. Redukcji strat handlowych i technicznych - założono, że w wyniku wdrożenia inteligentnego opomiarowania straty handlowe (których udział w ogólnej puli strat w przesyle i dystrybucji przyjęto na poziomie 20%) wynikające z nielegalnego poboru zostaną ograniczone o 60%\*. Przyjęto, że ww. redukcja będzie możliwa dzięki uzyskaniu narzędzi do bardziej precyzyjnego prognozowania zapotrzebowania, bieżącego monitorowania zmian w poborze energii elektrycznej oraz znaczącego zmniejszenia rozmiaru zjawiska nielegalnego poboru energii. Jako czynniki sprzyjające z kolei zmniejszeniu strat technicznych wskazano spłaszczenie poboru energii w szczytach zapotrzebowania oraz dokładniejszy pomiar (dzięki niższemu progowi zadziałania liczników zdalnego odczytu);
8. Redukcji kosztów odczytu – przyjęto stałą średnioroczną liczbę odczytów realizowanych w trybie inkasenckim wynoszącą 3,66 w całym okresie wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania (równa obecnej średniej liczbie odczytów liczników statycznych w roku na podstawie danych przekazanych przez OSD).

### **Korzyści dla odbiorców energii elektrycznej**

Wśród najważniejszych korzyści możliwych do osiągnięcia przez odbiorców energii elektrycznej wymienić można:

- 1.1 bieżący dostęp do danych o zużyciu energii elektrycznej, który z kolei umożliwi:

---

<sup>9</sup> „Projekt SMART. Pilotażowe wdrożenie innowacyjnych programów redukcyjnych. Raport końcowy.” Wrocław, Gliwice 2014 r.

- likwidację rozliczeń w oparciu o prognozy zużycia i przejście na rozliczanie odbiorców wg rzeczywistego zużycia na podstawie danych pozyskanych z układów pomiarowo – rozliczeniowych;
  - bardziej efektywne wykorzystanie energii elektrycznej – mniejsze przedziały czasu między wystawianymi fakturami oraz naliczanie należności na podstawie faktycznego zużycia zwiększą motywację do oszczędzania energii, a w rezultacie przełożą się na obniżenie kwot na rachunkach;
  - bezpośrednie zarządzanie zużyciem energii, m.in. poprzez modyfikację i dywersyfikację taryf pozwalającą na dopasowanie się do potrzeb odbiorców;
- 1.2 zarządzanie poborem energii - poprzez umożliwienie sterowania instalacją – załączania i wyłączania urządzeń w zależności od pory doby i roku oraz bieżącej ceny energii, skutkujące redukcją kosztów zakupu energii i usługi dystrybucyjnej;
  - 1.3 dostosowanie taryf do indywidualnych potrzeb klienta poprzez wykorzystywanie systemów rejestracji danych godzinowych, dzięki którym można budować taryfy zróżnicowane dla każdej godziny na podstawie kosztów ponoszonych przez prowadzących system elektroenergetyczny. Powyższe umożliwi odbiorcy wybór taryfy najbardziej odpowiadającej potrzebom odbiorcy i jego indywidualnej charakterystyce poboru energii elektrycznej;
  - 1.4 poprawę parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej przez dostawcę z korzyścią dla konsumenta poprzez skrócenie przerw w dostawach energii w wyniku szybszego uzyskiwania przez OSD informacji o wystąpieniu awarii;
  - 1.5 ułatwienie procedury zmiany sprzedawcy – poprzez zmianę obowiązującej ścieżki, która wiąże się z koniecznością dokonania odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego w trybie inkasenckim w celu rozliczenia dotychczasowego sprzedawcy i określenia stanu początkowego dla nowego sprzedawcy – odczyt taki w systemach inteligentnego opomiarowania umożliwia realizację takiej zmiany z dnia na dzień. Zmniejszenie wymagań dotyczących procedury zmiany sprzedawcy może wpłynąć na wzrost zainteresowania odbiorców rynkiem energii elektrycznej (zwłaszcza w obszarze dostępnych planów taryfowych) w rezultacie przyczyniając się korzystniejszego kształtowania przez odbiorców cen energii elektrycznej;
  - 1.6 osiągnięcie przychodów z udziału w programach zarządzania popytem (DSR) – dzięki systemowi inteligentnego opomiarowania umożliwiającemu wyznaczenie wielkości redukcji zużycia energii;
  - 1.7 stworzenie potencjału do rozwoju mikro-generacji oraz podłączania do sieci dodatkowych urządzeń poprzez możliwość automatycznego przełączania źródła zasilania (sieć – własna mikro-generacja) w zależności od aktualnej ceny energii elektrycznej oraz możliwość sprzedaży energii „do sieci”;
  - 1.8 ograniczenie wydatków związanych z finansowaniem utrzymania istniejących i budowy nowych źródeł wytwórczych – dzięki systemowi inteligentnego opomiarowania zwiększy się potencjał do redukcji zapotrzebowania na moc szczytową wśród odbiorców końcowych. Mniejsze zapotrzebowanie na moc będzie stanowiło bezpośrednią przyczynę do redukcji tempa budowy nowych szczytowych źródeł wytwórczych, co w rezultacie wygeneruje oszczędność w obszarze nakładów inwestycyjnych, które - zgodnie z procesem taryfowania - uwzględniane są przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (zwanego dalej „Prezesem URE”) w cenach energii elektrycznej;

1.9 ograniczenie wydatków związane z korzyściami finansowymi operatorów systemów dystrybucyjnych wynikającymi z redukcji strat handlowych.

#### IV. Wpływ kosztów i korzyści na obciążenia odbiorców końcowych – założenia

Zgodnie z adnotacją na wstępie niniejszego dokumentu, dotyczącą procesu instalacji liczników zdalnego odczytu, do opracowania kalkulacji przyjęto rozłożenie kosztów i korzyści na odbiorców z grupy G oraz C1x o mocy umownej mniejszej lub równej 16 kW. Zgodnie z uzyskanymi danymi odbiorcy z dwóch tych grup taryfowych w 2016 roku zużyli łącznie 37 040 GWh energii elektrycznej.

Utrzymano założony w poprzednich opracowaniach ośmioletni okres amortyzacji inwestycji, jako zsynchronizowany z procesem instalacji liczników zdalnego odczytu. W ramach przyjętej metodologii ustalono, że amortyzacja będzie naliczana od wartości początkowej środka trwałego od następnego roku, w którym miało miejsce wydatkowanie.

Do analizy przyjęto średnią długość okresu umorzenia środków trwałych oraz infrastruktury telekomunikacyjnej na poziomie ośmiu lat (12,5%) oraz 3 lat (średnio 33%) dla systemów teleinformatycznych.

Stopę zwrotu z zaangażowanego kapitału przyjęto na poziomie 6,015% jako wartość ustaloną na podstawie wytycznych Prezesa URE do założeń procesu ustalania wysokości taryfy.

W odniesieniu do Jednostek Samorządu terytorialnego (dalej JST) przyjęto, że jednostki te będą partycypować w trzech z pięciu kluczowych korzyści wynikających z wdrożenia inteligentnego opomiarowania. Znajdą się wśród nich: ograniczenie odczytów w trybie inkasenckim (w 90% przeniesione na odbiorcę końcowego), redukcja strat handlowych i technicznych (w 50% przeniesiona na odbiorcę) oraz zmniejszenie udziału we wsparciu utrzymania i budowy nowych źródeł wytwórczych. Założono jednocześnie, że korzyści wynikające z modyfikacji zachowań w zakresie zużycia energii elektrycznej (obniżenie zużycia) oraz czynnego uczestnictwa w rynku energii (zwiększenie dynamiki w zakresie możliwości zmiany sprzedawcy) będą dla JST nieosiągalne z uwagi na charakter prowadzonej przez nie działalności.

W tabeli 7 przedstawiono saldo ponoszonych kosztów i osiąganých korzyści na podstawie przyjętych założeń.

Tabela 7. Podsumowanie korzyści i kosztów w latach 2020-2034, dane w mln złotych, w cenach zdyskontowanych na 1 stycznia 2019 r. r.

| KORZYŚCI 2019-2034 |  | Wartość [mln zł] |
|--------------------|--|------------------|
| Odbiorca           | Świadome zużycie energii   | 4 756            |
| Odbiorca           | Możliwość zmiany sprzedawcy  | 475              |
| Odbiorca           | Zmniejszenie udziału we wsparciu utrzymania i budowy nowych źródeł wytwórczych | 3 233            |
| <b>Odbiorca</b>    | <b>razem</b>   | <b>8 464</b>     |
| Sprzedawca         | Skrócenie czasu do wystawienia faktury   | 91               |
| Sprzedawca         | Dopasowanie portfela zakupów (ograniczenie niezbilansowania)                   | 538              |
| Sprzedawca         | Zarządzanie popytem  | 24               |
| <b>Sprzedawca</b>  | <b>razem</b>   | <b>653</b>       |
| OSD E              | Redukcja strat handlowych i technicznych                                       | 1 407            |
| OSD E              | Oszczędności na odczytach  | 2 411            |
| <b>OSD E</b>       | <b>razem</b>   | <b>3 818</b>     |
|                    | <b>RAZEM KORZYŚCI</b>  | <b>12 935</b>    |
| KOSZTY 2019-2034   |  | Wartość [mln zł] |

|              |                                   |              |
|--------------|-----------------------------------|--------------|
| OSD E        | Nakłady inwestycyjne              | 6 895        |
| OSD E        | Koszty operacyjne bez amortyzacji | 746          |
| <b>OSD E</b> | <b>RAZEM KOSZTY OSD E</b>         | <b>7 640</b> |
| OIRE         | Nakłady inwestycyjne              | 102          |
| OIRE         | Koszty operacyjne bez amortyzacji | 167          |
|              | <b>RAZEM KOSZTY OIRE</b>          | <b>269</b>   |
|              | <b>RZEM KOSZTY</b>                | <b>7 909</b> |
|              | <b>SALDO (KORZYŚCI - KOSZTY)</b>  | <b>5 026</b> |

Źródło: Obliczenia własne na podstawie danych z OSD oraz PSE S.A.

## V. Analiza wpływu inwestycji OSD na obciążenia odbiorców końcowych

Zgodnie z obowiązującym podziałem obszarów kompetencji na rynku energii elektrycznej założono, że OSD będą odpowiedzialni za zakup i budowę infrastruktury związanej z systemem inteligentnego opomiarowania. W ujęciu globalnym, w skali badanego (piętnastoletniego) okresu ustalono, że przyrost kosztu energii elektrycznej w przeliczeniu na jej średnie zużycie przez odbiorców końcowych z obu wyodrębnionych grup taryfowych G oraz C1x o mocy umownej mniejszej lub równej 16 kW osiągnie wartość 109,85 zł (Tabela 8).

Tabela 8. Wpływ kosztów wdrożenia inteligentnego opomiarowania na wysokość opłaty za energię elektryczną (zł/rok/odbiorca końcowy) (dane w w cenach z 2016 r. zdyskontowanych na 1 stycznia 2019 r.)

| Lata  | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028  | 2030  | 2034  | Łącznie (2020-2034) |
|---|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|---------------------|
| wpływ kosztów wynikających z wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania na wysokość opłaty za energię elektryczną | 0,74 | 2,30 | 3,96 | 6,46 | 8,73 | 10,99 | 13,20 | 12,09 | 109,85              |

Źródło: Obliczenia własne

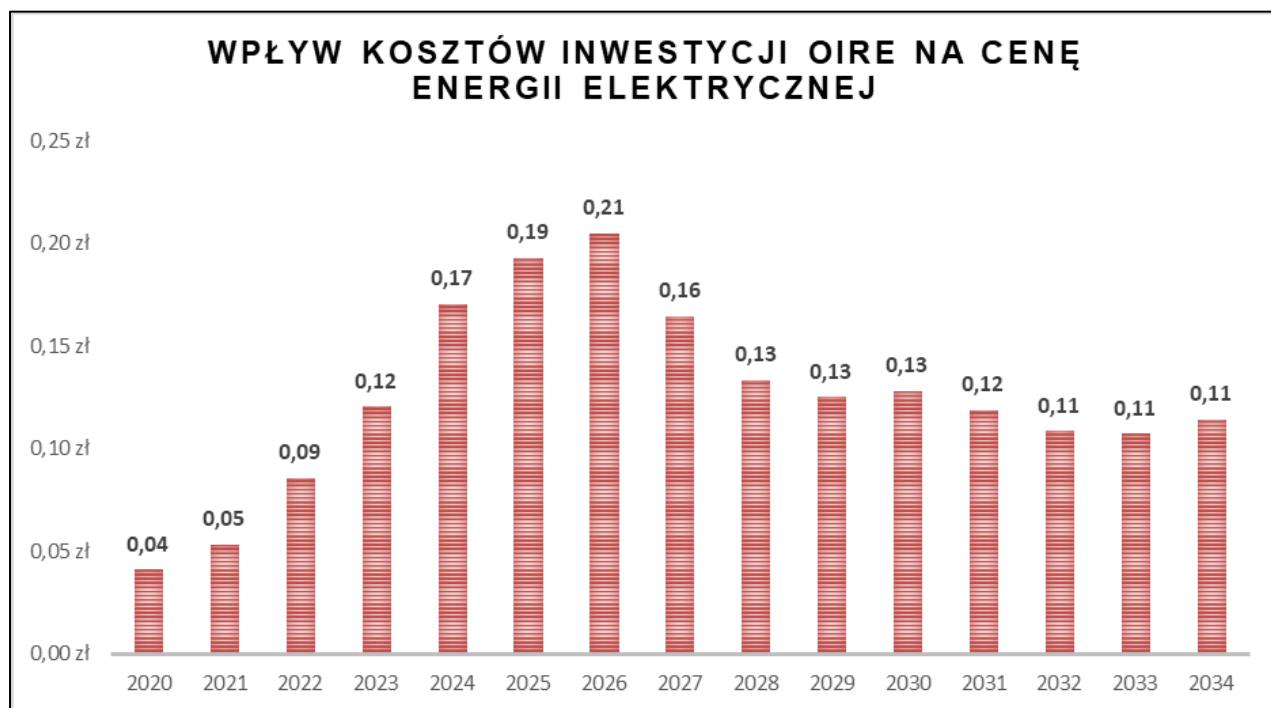
## VI. Analiza wpływu inwestycji OIP na obciążenia odbiorców końcowych

Zapisy projektu ustawy, mającej na celu określenie zasad funkcjonowania systemu inteligentnego opomiarowania w sektorze elektroenergetycznym, przewidują utworzenie niezależnego Operatora Informacji Rynku Energii (OIRE), którego zadaniem będzie zarządzanie danymi pomiarowymi ze wszystkich liczników zdalnego odczytu w kraju. Wprowadzenie i uregulowanie funkcji OIRE spowoduje, że rozliczenia zużycia energii elektrycznej, poboru mocy oraz osiągania oszczędności w aspekcie efektywności energetycznej będą przeprowadzane na jednorodnych, uporządkowanych zbiorach danych. Powyższe umożliwi odbiorcom końcowym dostęp do bieżących oraz historycznych danych dotyczących zużycia (lub produkcji i zużycia) energii elektrycznej.

W ramach przedmiotowego opracowania przeanalizowano potencjalny wpływ kosztów związanych z utworzeniem OIRE na kształtowanie się cen energii elektrycznej w analizowanej, piętnastoletniej perspektywie czasowej. Podkreślić należy, że niezbędnych obliczeń dokonano literalnie na podstawie wytycznych Prezesa URE do procesu taryfowania. W rezultacie ustalono, że w latach 2020 – 2034 nakłady

związane z inwestycją OIRE zostaną uwidocznione w taryfie (w przeliczeniu na nośnik opłaty jakościowej) w maksymalnej wysokości 0,21 zł/MWh/rok dla wszystkich uczestników rynku. Jednocześnie dokonano przeliczeń w zakresie wpływu kosztów OIRE na ceny energii elektrycznej z perspektywy odbiorców z wyodrębnionych grup taryfowych G oraz C1x o mocy umownej mniejszej lub równej 16 kW. Ich wyniki przedstawiono na Wykresie 2.

Wykres 2. Prognozowana wysokość kosztów uwzględnianych w cenie całkowitej energii elektrycznej (w zł/MWh/rok) z tytułu realizacji inwestycji OIRE



Źródło: Obliczenia własne

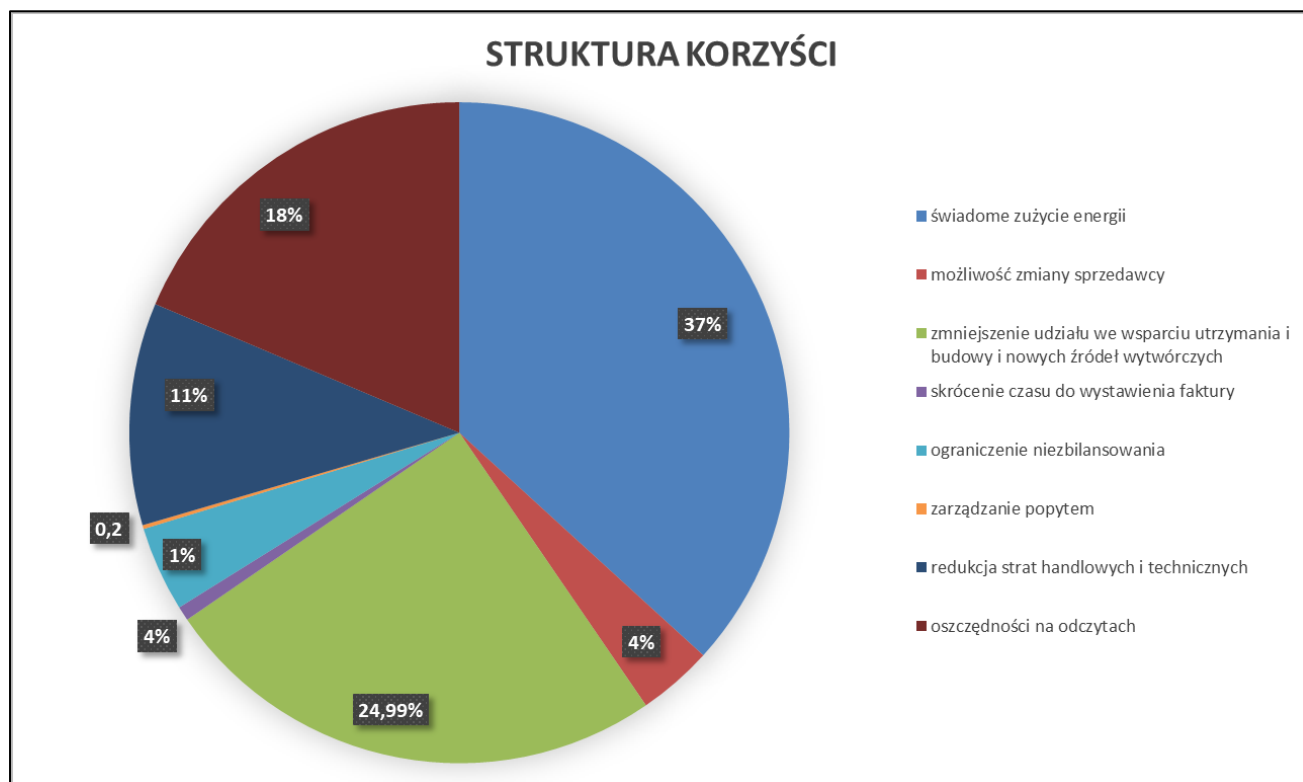
## VII. Wpływ korzyści na ceny energii elektrycznej – założenia

Zgodnie z przyjętymi założeniami osiągnięcie korzyści przez sprzedawców oraz odbiorców końcowych zsynchronizowano z funkcjonalnym uruchomieniem OIRE w 2023 roku (36 miesięcy od wejścia w życie projektowanej nowelizacji ustawy). Wskazano w ten sposób na decydujące znaczenie centralnej bazy informacji pomiarowych dla procesu kształtowania się konkurencyjnego rynku detalicznego energii elektrycznej (w aspekcie korzyści sprzedawców) oraz wyzwalania zachowań na rzecz świadomego wykorzystania energii elektrycznej (w aspekcie korzyści odbiorców końcowych).

### 1. Struktura korzyści możliwych do osiągnięcia w wyniku wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania

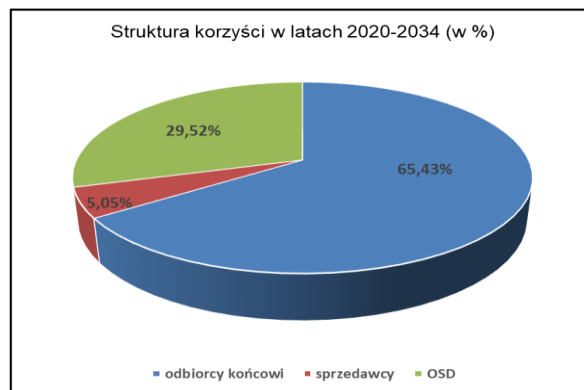
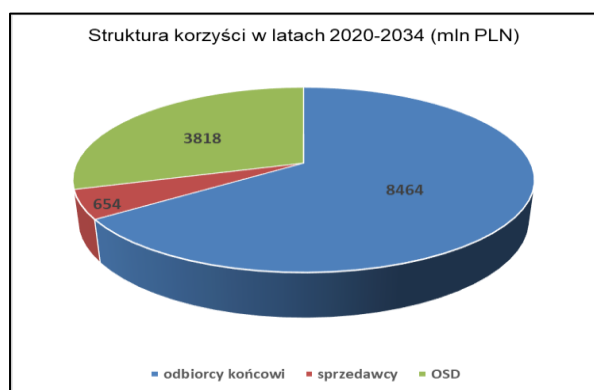
Na podstawie zaktualizowanych danych wolumen korzyści możliwych do osiągnięcia dla wszystkich uczestników rynku w okresie 2020 - 2034 oszacowano na kwotę ok. 12 935 mln zł. Szczegóły dotyczące ich struktury przedstawiono na wykresach poniżej.

Wykres 3. Udział poszczególnych korzyści w całej strukturze korzyści możliwych do osiągnięcia w wyniku wdrożenia w Polsce systemu inteligentnego opomiarowania



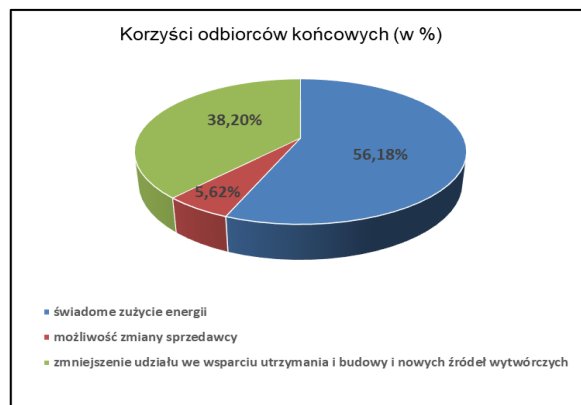
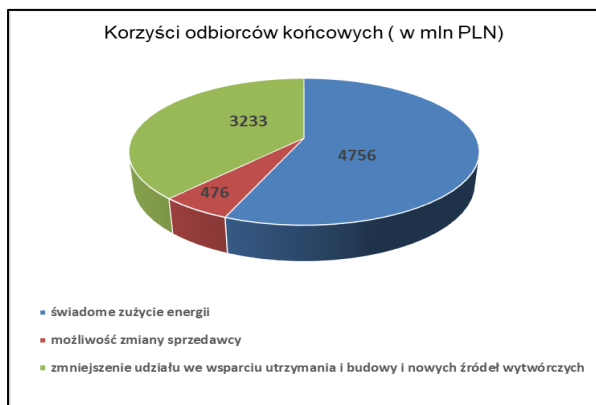
Źródło: Obliczenia własne

Wykresy 4 i 5. Struktura korzyści z udziałem wyodrębnionych grup uczestników rynku detalicznego energii elektrycznej



Źródło: Obliczenia własne

Wykresy 6 i 7. Struktura korzyści odbiorców końcowych energii elektrycznej (grupy taryfowe G oraz C1x o mocy umownej mniejszej lub równej 16 kW)



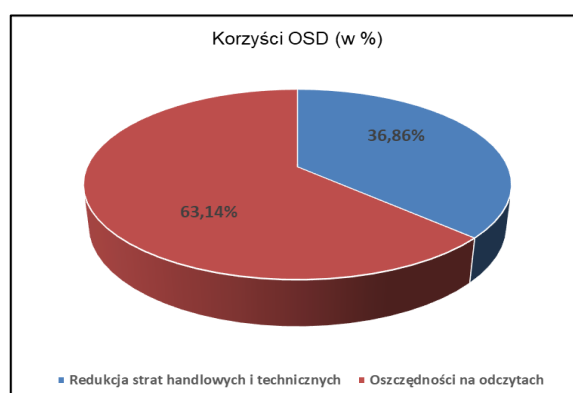
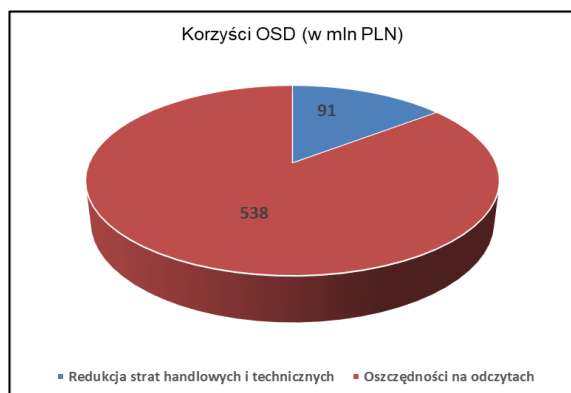
Źródło: Obliczenia własne

Wykresy 8 i 9. Struktura korzyści sprzedawców energii elektrycznej



Źródło: Obliczenia własne

Wykresy 10 i 11. Struktura korzyści operatorów systemów dystrybucyjnych

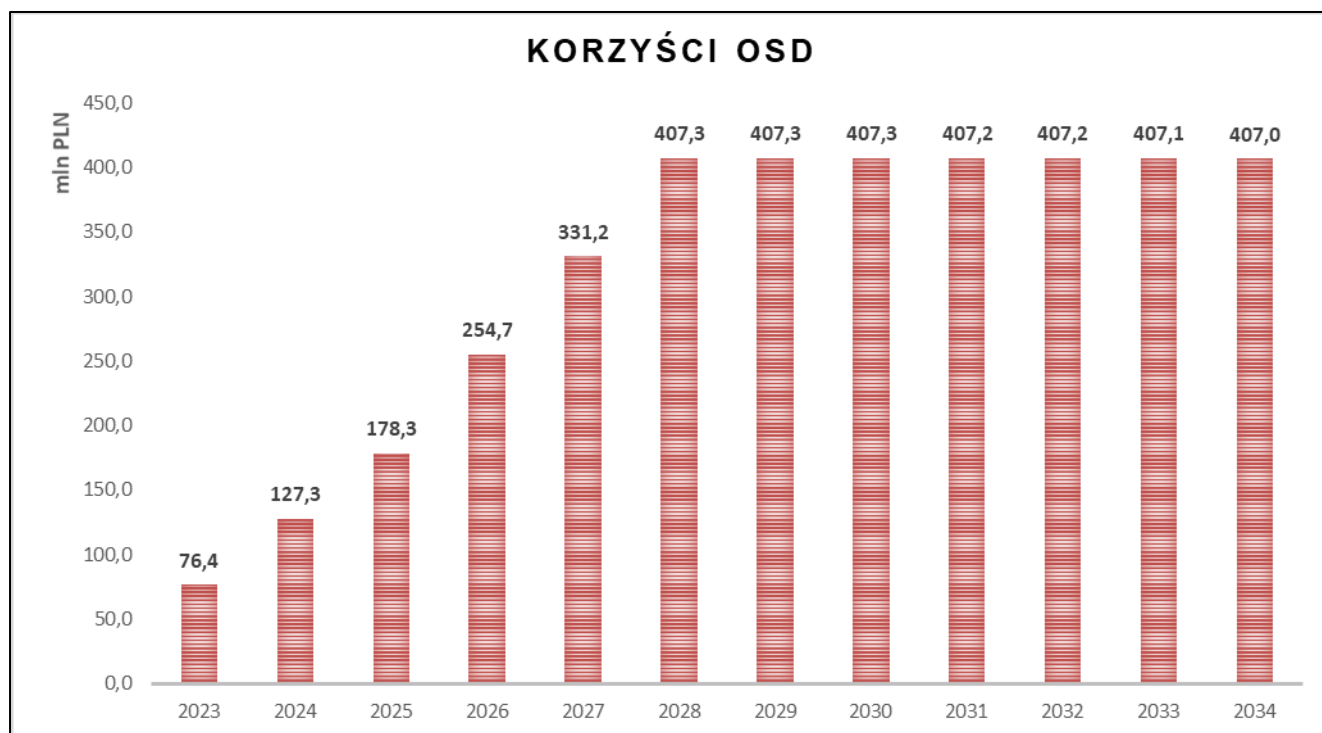


Źródło: Obliczenia własne

## 2. Korzyści OSD

W ramach przedmiotowej analizy założono, że wdrożenie systemu inteligentnego opomiarowania w sposób znaczący zredukuje straty handlowe wynikające z nielegalnego poboru energii elektrycznej oraz przyczyni się do wygenerowania oszczędności związanych ze stopniowym odchodzeniem od prowadzenia przez OSD odczytów w trybie inkasenckim. W efekcie ustalono, że korzyści OSD wynikające z wyżej wymienionych założeń będą widoczne już w trzecim roku procesu wdrożenia i wraz z jego zaawansowaniem będą rosły.

Wykres 12. Szacowane korzyści OSD w mln zł w latach 2023 – 2034 (w cenach z 2016 zdyskontowanych na 1 stycznia 2019)



Źródło: Obliczenia własne

Przyjęto również, że bezpośredniego przełożenia na rachunki odbiorców końcowych można oczekiwać w zakresie korzyści przenoszonych przez stawki opłat dystrybucyjnych na taryfę. Założono, że Prezes URE w procesie zatwierdzania i kontrolowania taryf może zabiegać o uwzględnianie w proponowanych stawkach dla odbiorców oszczędności osiągniętych przez OSD.

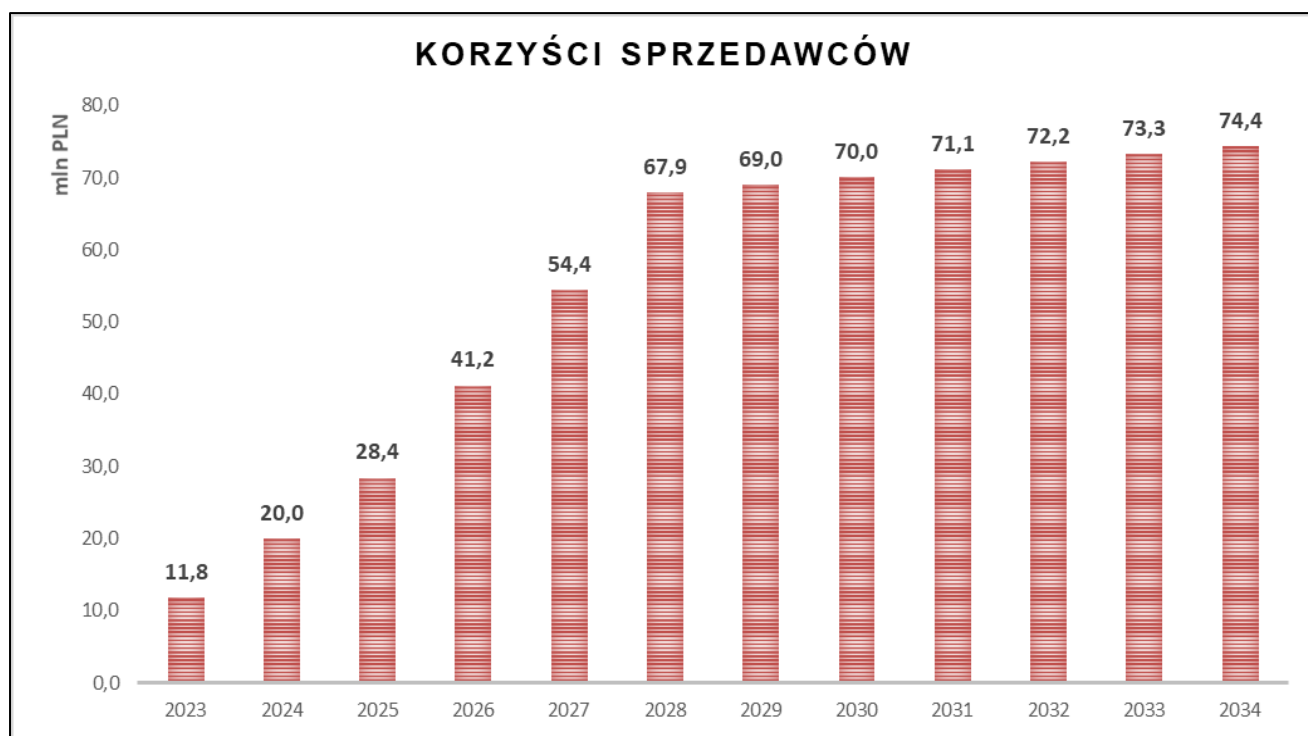
## 3. Korzyści sprzedawców

W założeniach do prognozowania efektów wdrożenia inteligentnego opomiarowania przyjęto, że korzyści sprzedawców energii elektrycznej wynikać będą bezpośrednio ze skrócenia czasu do wystawienia faktury oraz dopasowania portfela zakupów i związanej nim optymalizacji procesu zarządzania popytem (Wykresy 8 i 9). Jak wspomniano we wstępie osiągnięcie korzyści przez sprzedawców skorelowano z funkcjonalnym uruchomieniem centralnej bazy danych pomiarowych, jako źródła informacji umożliwiającego niezbędną analitykę w obszarach popytu i podaży energii elektrycznej.



Założono ponadto, że oczekiwane korzyści sprzedawców energii elektrycznej będą mogły zostać przeniesione na odbiorców końcowych poprzez ceny energii elektrycznej, a rozwijająca się równolegle z rozwojem systemu inteligentnego opomiarowania konkurencja rynkowa powinna to wymusić. Oszacowano, że korzyści sprzedawców związane z wprowadzanymi zmianami mogą w latach 2020-2034 wynieść łącznie nawet 654 mln zł (Wykres 6).

Wykres 6. Szacowane korzyści sprzedawców w mln zł w latach 2023-2034 (w cenach z 2016 r. zdyskontowanych na 1 stycznia 2019 r.)



Źródło: Obliczenia własne

#### 4. Korzyści odbiorców

W ramach analizy założono, że korzyści bezpośrednie dla odbiorców końcowych uwidaczniać się będą przez uniknięte wydatki, które nie będą mieć wpływu na samą cenę energii elektrycznej czy stawki usług sieciowych. W efekcie, mając na uwadze trzy istotne zmienne (obniżenie zużycia energii, możliwość zmiany sprzedawcy oraz zmniejszenie udziału we wsparciu finansowania utrzymania i budowy nowych źródeł szczytowych) łącznie dla okresu 2020-2034 korzyści w obszarze odbiorców grupy taryfowej G oraz C1x o mocy umownej mniejszej lub równej 16 kW oszacowano łącznie na 8 464 mln zł (w cenach z 2016 roku zdyskontowanych na dzień 1 stycznia 2019 r.).

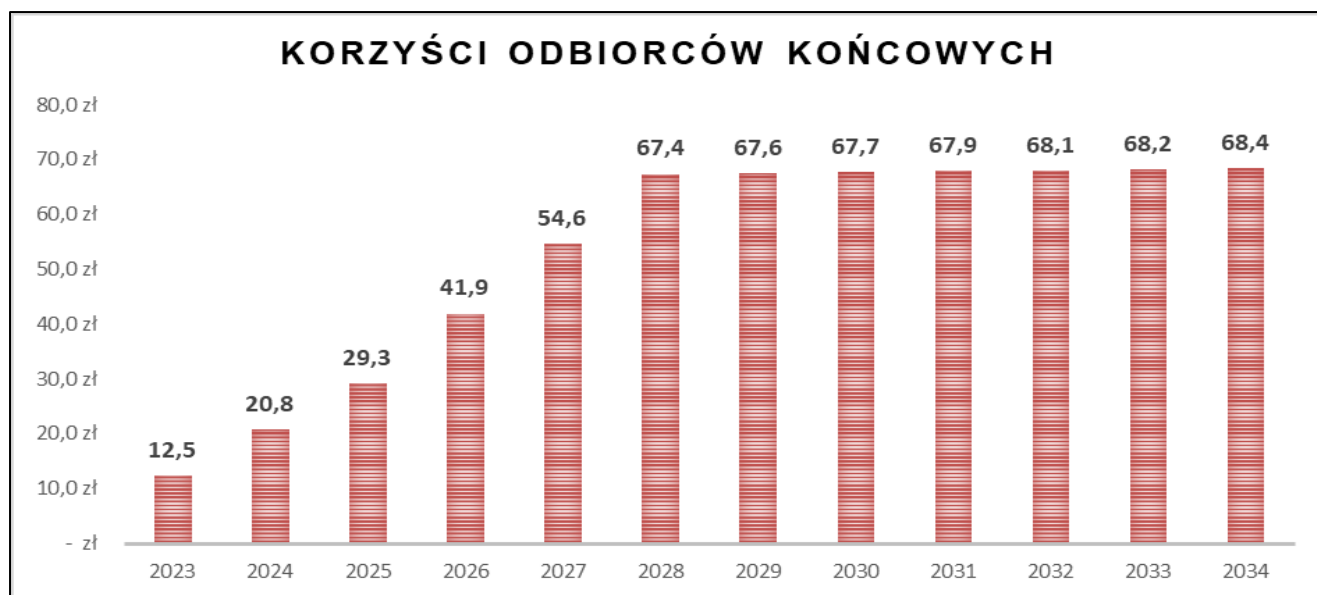
Wykres 8. Szacowane korzyści odbiorców końcowych w mln zł w latach 2023-2034 (w cenach z 2016 r. zdyskontowanych na 1 stycznia 2019 r.)



Źródło danych: Obliczenia własne

Uzyskane dane uszczegółowiono przez przeliczenie wzrostu korzyści odbiorców w ustalonej perspektywie czasowej (2020-2034) na 1 odbiorcę energii elektrycznej w obu wyodrębnionych grupach taryfowych (G i C1x o mocy umownej mniejszej lub równej 16 kW). W efekcie wskazano, że rozwiązania związane z systemem inteligentnego opomiarowania mogą w latach 2020-2034 pozwolić na wygenerowanie przez odbiorców końcowych oszczędności rzędu nawet ok. 635 zł na jednego odbiorcę końcowego energii elektrycznej.

Wykres 9. Korzyści odbiorców końcowych (w zł/odbiorcę końcowego) w latach 2023-2034 (w cenach z 2016 r. zdyskontowanych na 1 stycznia 2019 r.)



Źródło danych: Obliczenia własne

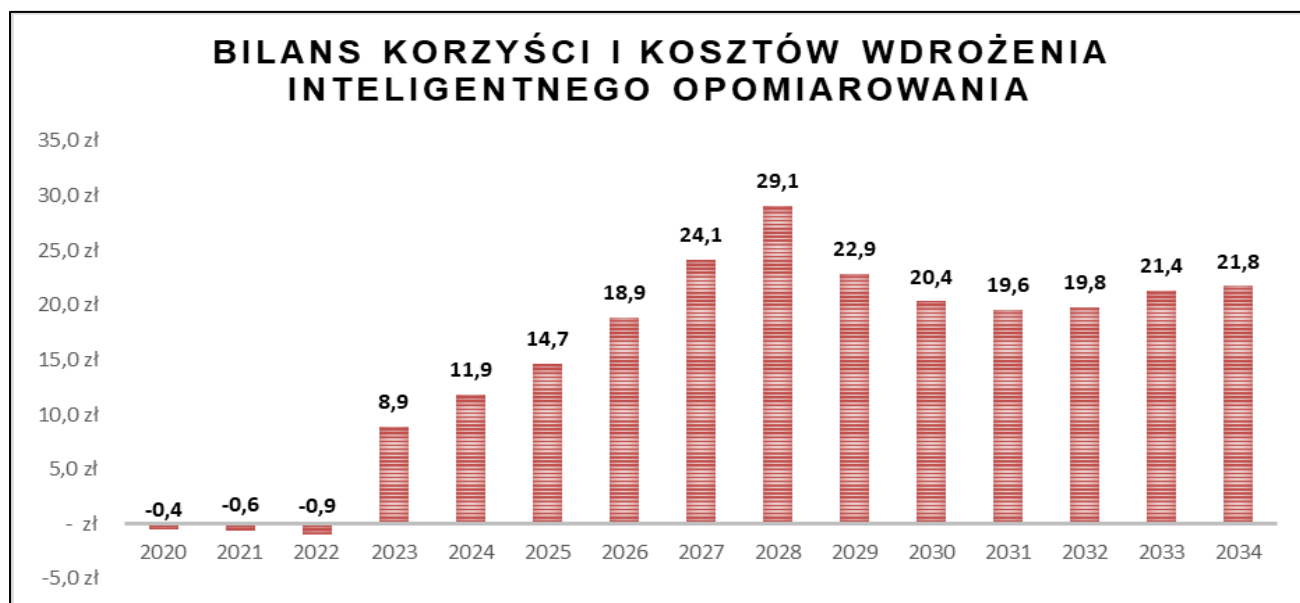
### **VIII. Saldo kosztów i korzyści wdrożenia inteligentnego opomiarowania z perspektywy odbiorcy końcowego**

W ramach przedmiotowego opracowania przeanalizowano również wpływ kosztów i korzyści związanych z wdrożeniem systemu inteligentnego opomiarowania na odbiorcę końcowego.

Przyjęto, że korzyści osiąmane przez OSD w związku z ograniczeniem liczby odczytów (realizowanych w trybie inkasenckim) zostaną przeniesione na odbiorców w postaci zmniejszenia wysokości opłaty dystrybucyjnej, będącej jedną ze składowych rachunku za energię elektryczną. Założono jednocześnie, że podobna sytuacja będzie miała miejsce w odniesieniu do części oszczędności wygenerowanych przez OSD w związku z ograniczeniem strat handlowych i technicznych.

Na wykresie 10 przedstawiono prognozowany wpływ bilansu kosztów i korzyści na ceny energii elektrycznej przy założeniu, że 90% korzyści z tytułu redukcji liczby odczytów oraz 50% korzyści z tytułu ograniczenia strat handlowych i technicznych zostanie przeniesionych na odbiorców końcowych.

Wykres 10. Bilans korzyści i kosztów inteligentnego opomiarowania w zł/rok/odbiorcę końcowego w latach 2020-2034 ( w cenach z 2016 r. zdyskontowanych na 1 stycznia 2019 r. z uwzględnieniem podatku VAT)



Źródło danych: Obliczenia własne

Przedstawione dane pozwalają na wnioskowanie, że wpływ netto (korzyści minus koszty) na wysokość opłat za energię elektryczną przy przytoczonych założeniach (model ostrożnościowy) będzie z perspektywy odbiorcy końcowego pozytywny. Po początkowej fazie inwestycyjnej oraz związanym z tym przesunięciem w czasie procesu osiągania korzyści, wdrożenie systemu inteligentnego opomiarowania będzie czynnikiem stymulującym do spadku kosztów związanych z codziennym korzystaniem z energii elektrycznej (sumarycznie w latach 2020-2034 spadek ten może osiągnąć nawet 306,80 zł/MWh).

## IX. Materiały źródłowe:

1. *Analiza skutków społeczno – gospodarczych wdrożenia inteligentnego opomiarowania*, Warszawa, kwiecień 2013 r.;
2. *Commission Staff Working Document. Cost-benefit analyses & state of play of smart metering deployment in the EU-27. Report from the Commision. Benchmarking smart metering deployment in the EU-27 with a Focus on eletricity. Brussels 17.6.2014. SWD(2014) 189 final.*  
<https://ses.jrc.ec.europa.eu/smart-metering-deployment-european-union>
3. *Ocena skutków regulacji do rządowego projektu Ustawy o rynku mocy z dnia 23.06.2017 r.*;
4. *Odpowiedź popytu na taryfy wielostrefowe. Raport z testu konsumenckiego*, Energa Operator S.A., Gdańsk, październik 2014 r.;
5. *Podsumowanie pierwszego etapu wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania*, Energa Operator S.A., Gdańsk, październik 2014 r.;
6. *Projekt SMART. Pilotażowe wdrożenie innowacyjnych programów redukcyjnych. Raport końcowy.* TAURON Dystrybucja S.A. i TAURON Sprzedaż S.A. we współpracy z PSE S.A., Wrocław, Gliwice, 2014 r.;
7. *Scenariusz średnich kosztów energii elektrycznej do roku 2050 oraz cen w taryfach za energię elektryczną dla wybranych grup odbiorców do roku 2030.* Grzegorz Wiśniewski, Andrzej Curkowski, Bartłomiej Pejas, *Energetyka – Społeczeństwo – Polityka*, 2017, Numer 2 (6)  
<http://www.ejournals.eu/ESP/2017/Numer-2/>
8. *Smart Grid Projects in Europe: lessons learned and current developments.* European Commision, Joint Research Centre, Institute of Energy, 2011  
[https://ses.jrc.ec.europa.eu/sites/ses.jrc.ec.europa.eu/files/publications/smart\\_grid\\_projects\\_in\\_europe\\_lessons\\_learned\\_and\\_current\\_developments.pdf](https://ses.jrc.ec.europa.eu/sites/ses.jrc.ec.europa.eu/files/publications/smart_grid_projects_in_europe_lessons_learned_and_current_developments.pdf)
9. *Sytuacja w elektroenergetyce. Biuletyn kwartalny. IV kwartały 2016.* Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa 2017 r.;
10. *Sytuacja Techniczno – Ekonomiczna Sektora Elektroenergetycznego. IV kwartały 2016.* Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa, marzec 2017 r.;
11. *Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy*, Dziennik Ustaw Rzeczypospolitej Polskiej, Warszawa dnia 3 stycznia 2018 r.;