

PODSUMOWANIE PIERWSZEGO ETAPU WDROŻENIA SYSTEMU INTELIGENTNEGO OPOMIAROWANIA



Gdańsk, październik 2014 r.



ENERGA-OPERATOR SA

**PODSUMOWANIE PIERWSZEGO ETAPU
WDROŻENIA SYSTEMU
INTELIGENTNEGO OPOMIAROWANIA**

SPIS TREŚCI

I. Streszczenie	4
II. Przygotowanie oraz opis inwestycji	6
1. Studium wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania	7
a. Szacowane nakłady finansowe na wdrożenie systemu	8
2. Architektura rozwiązania	9
3. Ochrona danych osobowych, koncepcja <i>Privacy by design</i>	12
III. Wdrożenie systemu	13
1. Zakres prac zrealizowanych w obszarze centralnego systemu informatycznego	15
a. Najważniejsze funkcjonalności wdrożonego rozwiązania	16
b. Mechanizmy zapewnienia ciągłości pracy systemu	16
c. Mechanizmy zapewnienia bezpieczeństwa przetwarzanych danych	18
d. Podsystem akwizycji danych pomiarowych	19
e. Centralne repozytorium danych pomiarowych	20
f. Automatyczna akwizycja danych pomiarowych z liczników AMI	20
g. Automatyczna akwizycja danych pomiarowych z liczników wielkiego odbioru	23
2. Integracja systemu AMI z innymi systemami	24
a. Interfejsy do systemów bilingowych	24
b. Interfejs do systemów obsługi rynku energii	25
c. Interfejs do systemu obsługi danych od odbiorców przemysłowych	26
d. Planowany interfejs do Operatora Informacji Pomiarowej	27
3. Zakres prac zrealizowanych w obszarze telekomunikacji	27
4. Zakres prac zrealizowanych w obszarze infrastruktury pomiarowej	35
a. Modernizacja stacji Sn/nN	36
b. Proces wymiany liczników energii elektrycznej	37
c. Wydajność procesu instalacji infrastruktury pomiarowej AMI	37
5. Monitorowanie ciągłości i jakości funkcjonowania infrastruktury AMI	37
IV. Główne wnioski ze zrealizowanych prac	41
1. Napotkane w trakcie wdrożenia trudności oraz sposób ich rozwiązania	41
2. Jakość i awaryjność infrastruktury AMI	44
3. Proces montażu oraz uruchomienia infrastruktury pomiarowej	44
4. Przygotowanie elektromonterów do prac wymiany liczników	46
5. Komunikacja wewnętrzna oraz zewnętrzna	47
6. Doświadczenia związane z eksploatacją wdrożonej infrastruktury	48
7. Parametry jakościowe związane z procesem akwizycji danych pomiarowych	49
8. Wybrane zagadnienia związane z funkcjonowaniem infrastruktury pomiarowej	50
– komunalne liczniki energii elektrycznej	
a. Liczba zainstalowanych komunalnych liczników energii oraz liczników z uruchomionym procesem akwizycji danych pomiarowych	50

b. Ilość komunalnych liczników energii wymagających zastosowania zastępczej techniki komunikacji	50
c. Opis przypadków, dla których nie było możliwe nawiązanie komunikacji z wykorzystaniem podstawowej techniki komunikacji	51
d. Wnioski dotyczące realizacji przez liczniki energii elektrycznej indywidualnych komend	51
e. Możliwości ograniczenia poboru energii odbiorców komunalnych	52
9. Wybrane zagadnienia związane z funkcjonowaniem infrastruktury pomiarowej – liczniki bilansujące	52
a. Liczba zainstalowanych bilansujących liczników energii oraz ich wykorzystanie na potrzeby bilansowania sieci nN	52
b. Sposób działania akwizycji danych pomiarowych z bilansujących liczników energii elektrycznej	55
c. Przykładowe charakterystyki obciążenia stacji Sn/nN	56
10. Najważniejsze wnioski dotyczące organizacji prac projektowych	57
11. Weryfikacja przyjętych wymagań technicznych	61
12. Nakłady finansowe poniesione na wdrożenie Etapu I AMI	61
13. Koszty związane z utrzymaniem i funkcjonowaniem systemu inteligentnego opomiarowania	62
14. Standardy oraz interoperacyjność komponentów AMI	63
V. Realizacja wymagań opisanych w stanowisku Prezesa URE dotyczącym inteligentnych systemów pomiarowo rozliczeniowych	63
VI. Korzyści z wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania	64
1. Korzyści z wdrożenia Etapu I w Kaliszu	66
2. Korzyści dla Energa-Operator SA	71
3. Korzyści dla komunalnego odbiorcy energii elektrycznej	77
4. Korzyści dla pozostałych uczestników rynku energetycznego	84
5. Nowe produkty wykorzystujące AMI	86
a. Rozliczenie odbiorcy w oparciu o rzeczywiste zużycie energii elektrycznej	86
b. Portal wizualizacji danych pomiarowych	86
c. Aplikacja do wizualizacji danych pomiarowych na urządzenia mobilne typu tablet i smartfon	89
d. Odczyty liczników innych mediów	92
e. Sprzedaż energii elektrycznej w modelu przedpłatowym	94
f. Test konsumencki w Kaliszu	95
g. Perspektywy praktycznego wykorzystania portu USB licznika i udostępnienia ISD dla odbiorców	98
VII. Dalsze działania związane z wdrożeniem inteligentnego opomiarowania	101
VIII. Zakończenie	101
Załącznik nr 1	103

I. Streszczenie

Systemy inteligentnego opomiarowania, AMI (*Advanced Metering Infrastructure*), to zaawansowane technicznie rozwiązania, obecnie wdrażane wyłącznie przez najbardziej innowacyjnych Operatorów Sieci Dystrybucyjnej. W Europie tylko kilku największych dystrybutorów energii zdecydowało się na kompleksowe wdrożenie rozwiązania tego typu (m.in. Enel we Włoszech, Iberdrola w Hiszpanii, Vattenfall w Szwecji). Ocena Komisji Europejskiej z czerwca 2014 roku wskazuje, że poczyniono postępy na drodze do instalacji nowych liczników energii elektrycznej. Po uzyskaniu pozytywnych wyników analizy kosztów i korzyści dla energii elektrycznej w prawie dwóch trzecich krajów UE (Austria, Dania, Estonia, Finlandia, Francja, Grecja, Hiszpania, Irlandia, Luksemburg, Malta, Holandia, Polska, Rumunia, Szwecja, Włochy i Zjednoczone Królestwo) państwa członkowskie są teraz zobowiązane rozpowszechnić inteligentny pomiar.

Energa-Operator SA przystąpiła do przygotowania wdrożenia inteligentnego opomiarowania w 2010 roku. Decyzja o rozpoczęciu wielkoskalowego wdrożenia została poprzedzona szeregiem wdrożeń pilotażowych oraz analiz technicznych i ekonomicznych, które w jednoznaczny sposób potwierdziły, że realizacja przedsięwzięcia jest technicznie możliwa oraz ekonomicznie uzasadniona. W trakcie przygotowania wdrożenia, zostały przyjęte założenia, które niezmiennie obowiązują do dziś:

- Wdrożenie systemu inteligentnego opomiarowania musi przynieść wymierne korzyści dla odbiorców energii elektrycznej oraz Energa-Operator SA. Beneficjentami korzyści z realizacji projektu muszą być wszystkie podmioty korzystające z energii elektrycznej, a nie tylko OSD jako dystrybutor energii.
- Przy wdrożeniu systemu inteligentnego opomiarowania w maksymalnym stopniu muszą być wykorzystane zasoby kadrowe spółki. Postępowanie takie jest istotne ze względu na optymalizację kosztów wdrożenia oraz pozyskanie przez kadrę Energa-Operator SA nowych kompetencji, które będą niezbędne do realizacji zadań związanych z utrzymaniem i przyszłym rozwojem system AMI.
- System inteligentnego opomiarowania musi być przygotowany do współpracy z rozwiązaniami Smart Grid. Celem wdrożenia systemu nie są tylko proste funkcje związane ze sposobem pozyskiwania odczytów z liczników energii elektrycznej, ale przede wszystkim nowe, dużo bardziej innowacyjne funkcjonalności takie jak np. monitorowanie i zarządzanie pracą sieci oraz stymulowanie zachowania odbiorców w zakresie sposobu pobierania przez nich energii elektrycznej (co może zostać wykorzystane na potrzeby optymalizacji pracy sieci energetycznej).
- Zasady kontraktowania dostaw muszą umożliwiać elastyczną zmianę dostawców. Celem wymagania jest zapewnienie, że zakupione elementy systemu będą bazowały na rozwiązaniach otwartych, które mogą być dostarczane lub modyfikowane przez wielu producentów. Takie postępowanie korzystnie przekłada się na koszty wdrożenia i utrzymania systemu AMI.
- Wdrażane rozwiązanie musi spełniać wymagania funkcjonalne zdefiniowane w opublikowanych stanowiskach Prezesa URE, dotyczących inteligentnego opomiarowania. Niemniej w przypadku wdrożenia Etapu I AMI w Energa-Operator SA, należy pamiętać o fakcie, że pierwsze stanowisko Prezesa URE dotyczące AMI, zostało opublikowane po zakończeniu prac instalacyjnych AMI w ramach Etapu I – nie zmienia to faktu, że wdrożony system AMI spełnia zdecydowaną większość wymagań, a brakujące funkcjonalności są możliwe do implementacji poprzez modyfikację oprogramowania elementów systemu.

Bardzo ważną decyzją dotyczącą sposobu wdrożenia systemu AMI w Energa-Operator SA, było wskazanie, że Energa-Operator SA będzie koordynatorem i integratorem całości rozwiązania. Z jednej strony skutkuje to koniecznością wzięcia odpowiedzialności za całość realizowanych prac oraz dużo większym obciążeniem zadaniami pracowników spółki, z drugiej strony postępowanie takie pozwala na obniżenie kosztów wdrożenia oraz zdobycie unikalnych kompetencji, które w przyszłości pozwolą na bardziej efektywne wykorzystanie systemu.

Wnioski zawarte w niniejszym dokumencie stanowią podsumowanie prac zrealizowanych w ramach Etapu I wdrożenia AMI w Energa-Operator SA. Pozwalają one na jednoznaczne stwierdzenie, że poczynione w studium wykonalności w 2010 roku założenia dotyczące technicznej oraz ekonomicznej strony projektu pozostają aktualne. Zdefiniowana architektura rozwiązania umożliwia stosowanie urządzeń różnych producentów, co zwiększa konkurencyjność, powodując jednocześnie wysoką jakość rozwiązania przy zachowaniu korzystnej ceny za punkt pomiarowy, określonej na kwotę 386,30 zł, a obecnie zaktualizowanej na podstawie wniosków i doświadczeń do poziomu 391,0 zł.

Na podstawie porównania danych pomiarowych pochodzących z 2012 roku, oraz danych pomiarowych z roku 2013, kiedy to w Kaliszu był już produkcyjnie eksploatowany system AMI, można zaobserwować następujące wnioski:

- Na terenie miasta Kalisz, gdzie przeprowadzono wdrożenie systemu AMI, o 15 procent obniżyła się różnica bilansowa. W pozostałej części Oddziału Kalisz, gdzie AMI jeszcze nie zainstalowano, różnica bilansowa obniżyła się o 4 procent. Duża różnica pomiędzy miastem Kalisz i pozostałą częścią Oddziału Kalisz, pozwala na stwierdzenie, że jest to wynik wdrożenia AMI.

- W Kaliszu o 31 procent zmniejszyła się ilość klientów zalegających z płatnościami za usługi dystrybucyjne. W pozostałej części Oddziału Kalisz nastąpił wzrost ilości klientów zalegających z płatnościami o 56 procent.
- Wdrożenie AMI pozwoliło na zmniejszenie poziomu wzrostu zgłoszeń reklamacyjnych dotyczących odczytów i procesu fakturowania. W Kaliszu wzrost liczby zgłoszeń wyniósł 4 procent, podczas gdy dla pozostałej części Oddziału Kalisz, nie objętej wdrożeniem AMI wzrost wyniósł 46 procent.
- Wzrosła skuteczność realizacji wyłączeń windyacyjnych. Dla obszaru objętego AMI wynosi ona obecnie 100 procent, podczas gdy dla obszarów, gdzie wyłączenia są realizowane przez inkasentów skuteczność to 72 procent.
- System AMI pozwala na realizację, z wysoką skutecznością, odczytów na potrzeby fakturowania. Obecnie dla miasta Kalisz skuteczność ta kształtuje się na poziomie 99,9 procent, podczas gdy w przypadku realizacji odczytów przez inkasentów wynosi ona 95 procent.
- Należy też dodać, że odbiorcy energii elektrycznej w Kaliszu bardziej ograniczyli swoje zużycie energii elektrycznej w porównaniu do części Oddziału Kalisz nie objętej AMI. Różnica ta jest jednak niewielka i wynosi około 1,3 procent na korzyść odbiorców z AMI (co jest zgodne z międzynarodowymi benchmarkami dotyczącymi tego zagadnienia, które wskazują, że samo wdrożenie AMI, bez wdrożenia dodatkowych mechanizmów stymulujących odbiorców, pozwoli na redukcję zużycia energii do 2 procent).

Zainstalowana w ramach Etapu I wdrożenia AMI infrastruktura pomiarowa jest eksploatowana produkcyjnie. Na jej bazie odbiorcom są udostępniane nowe produkty, takie jak np.:

- Portal internetowy dostępny w wersji strony WWW lub aplikacji na smartfony i tablety, pozwalający odbiorcy monitorować własne zużycie energii elektrycznej,
- Usługa rozliczeń rzeczywistych, pozwalająca odbiorcy na otrzymywanie faktur w postaci elektronicznej, w wybrany przez odbiorcę dzień miesiąca. Należy tutaj dodać, że wszędzie gdzie została uruchomiona infrastruktura AMI, fakturowanie odbiorcy jest realizowane na podstawie rzeczywistych odczytów liczników AMI, realizowanych w sposób w pełni zautomatyzowany. Od lutego 2013 do maja 2014 do systemów bilingowych przekazano ponad 870 tysięcy odczytów, co przekłada się na kwotę unikniętych kosztów obsługi inkasentów w wysokości ponad 2,3 mln zł.
- Usługa sprzedaży energii elektrycznej w modelu przedpłaconym. Z usługi może skorzystać każdy odbiorca posiadający zainstalowany licznik AMI oraz zainteresowany taką formą zakupu energii elektrycznej.

Należy też dodać, że po zainstalowaniu AMI w Kaliszu przeprowadzono tam badania opinii klientów dotyczących systemów inteligentnego opomiarowania:

- 68,04 procent z nich stwierdziło, że jest zadowolonych z niższej opłaty abonamentowej na rachunku za odczyt licznika,
- 62,22 procent, że dla nich jest ważne, że nie ma już potrzeby wizyt inkasentów, i że nie muszą się tym zajmować,
- 39,13 procent, stwierdza, że jest dla nich ważne, że rachunki wystawiane są w oparciu o rzeczywiste zużycie energii a nie prognozy.

W ramach analizy rzeczywistych danych pomiarowych potwierdzono również, że krzywa obciążenia Krajowego Systemu Energetycznego w dużej mierze zależy od sposobu zużycia energii elektrycznej przez odbiorców komunalnych oraz małych firm. Oznacza to, że w przyszłości, w odpowiedni sposób kształtując taryfy dla odbiorców komunalnych będzie można wpływać na krzywą obciążenia całego Krajowego Systemu Energetycznego.

W oparciu o zainstalowaną infrastrukturę AMI, do sieci energii elektroenergetycznej zostali podłączeniu pierwsi prosumenci. W takich przypadkach zainstalowane liczniki AMI pozwalają na pomiar i rejestrację pełnego profilu energii w dwóch kierunkach: pobór energii z sieci oraz oddanie energii do sieci.

Zastosowany w liczniku AMI port USB, pozwolił na zautomatyzowanie odczytów danych pomiarowych z liczników innych mediów. W ramach niewielkiego wdrożenia pilotażowego potwierdziliśmy możliwość odczytu liczników gazu oraz wody. Port USB pozwolił również na przyłączenie do licznika modemu telekomunikacyjnego. Rozwiązanie takie może być stosowane wszędzie tam, gdzie nie będzie możliwe skorzystanie z podstawowego kanału komunikacji, opartego o PLC. Stosując to rozwiązanie jesteśmy w stanie zapewnić komunikację z licznikiem AMI praktycznie w dowolnym miejscu w kraju.

Podsumowując całościowo wnioski ze wszystkich przeprowadzonych prac, stwierdzamy, że dostępne technologie pozwalają na efektywne wdrożenie AMI w Polsce. W ramach Etapu I udało się praktycznie potwierdzić, że zakładane korzyści, zarówno dla OSD jak i dla odbiorców są osiągnięte.

Mając na uwadze powyższe, w Energa-Operator SA kontynuuje dalsze wdrożenie systemu inteligentnego opomiarowania. Na ukończeniu jest drugi etap projektu zakładający instalację ponad 350 tys. liczników. Zakontraktowano także dostawy urządzeń do III etapu projektu. W jego ramach zostanie zainstalowanych 450 tys. urządzeń, a sam rozpocznie się w IV kwartale 2014 roku.

Spółka planuje do końca 2020 roku objąć systemem AMI wszystkich odbiorców energii elektrycznej działających na jej terenie.

II. Przygotowanie oraz opis inwestycji

Prace związane z przygotowaniem do realizacji inwestycji inteligentnego opomiarowania rozpoczęły się w Energa-Operator SA w lutym 2010 roku. W tym czasie przedsięwzięcie tego typu było uważane za nowatorskie i innowacyjne. W Europie wdrożenia inteligentnego opomiarowania realizowane były wyłącznie przez kilka koncernów energetycznych, w Polsce nie było żadnych doświadczeń dotyczących tego obszaru. Dodatkowo, dominującym w sektorze elektroenergetycznym poglądem było to, że inwestycja w inteligentne opomiarowanie, w szczególności ze względu na bardzo duże nakłady, które należy ponieść, będzie ekonomicznie nieuzasadniona. Aby z pełną świadomością można było rekomendować do realizacji inwestycję inteligentnego opomiarowania, niezbędne było przeprowadzanie rzetelnej analizy techniczno ekonomicznej wdrożenia. W Energa-Operator SA taka analiza została przeprowadzona przy następujących, najważniejszych założeniach:

- Wdrożenie projektu musi przynieść wymierne korzyści dla odbiorców energii elektrycznej oraz dla spółki;
- Przy wdrożeniu technologii AMI w maksymalnym stopniu zostaną wykorzystane zasoby kadrowe spółki;
- Wdrażany system inteligentnego opomiarowania ma być przygotowany do współpracy z rozwiązaniami Smart Grid;
- Kontraktowanie dostaw ma umożliwiać elastyczną zmianę dostawców i ograniczenie zobowiązań po stronie spółki;
- Przygotowanie wdrożenia będzie realizowane przy pełnej współpracy z Urzędem Regulacji Energetyki;
- Wdrożenie inteligentnego opomiarowania zostanie zrealizowane na terenie całej spółki.
- W ramach inwestycji zostaną zamontowane liczniki energii elektrycznej nowego typu dla:
 - ponad 2,5 mln odbiorców komunalnych (taryfy G);
 - ponad 390 tys. odbiorców biznesowych (taryfy C1);
 - ponad 55 tys. stacji transformatorowych Sn/nN.
- Pełne wdrożenie zostanie zrealizowane w 8 lat i przy założeniu przyrostu liczby odbiorców energii, docelowo obejmie swoim zakresem ponad 3 miliony klientów spółki;
- W spółce zostanie wdrożony system informatyczny, który będzie stanowił centralne źródło danych pomiarowych, obsługujących dane pomiarowe pochodzące od wszystkich typów odbiorców energii elektrycznej (taryfy A, B, C2, C1, G).

W wyniku pozytywnych wniosków wynikających z przeprowadzonego studium wykonalności, została podjęta decyzja o realizacji Etapu I wdrożenia AMI, którego zakres objął trzy lokalizacje geograficzne:



- Półwysep Helski: około 30 tys. odbiorców – jako baza dla projektu Smart Grid, pozwalająca na praktyczne weryfikowanie rozwiązań sieci inteligentnych.
- Kalisz: około 50 tys. odbiorców – jako obszar o zwartej miejskiej zabudowie.
- Drawsko Pomorskie wraz z okolicami: około 25 tys. odbiorców – jako obszar o rozproszonej zabudowie typu wiejskiego.

1. Studium wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania

Wdrożenie systemu inteligentnego opomiarowania w Energa-Operator SA zostało poprzedzone szczegółową analizą techniczno-ekonomiczną dotyczącą realizacji tego przedsięwzięcia. Analiza była realizowana przy współudziale firmy doradczej AT Kearney, wybranej do realizacji tej pracy w ramach konkurencyjnego postępowania przetargowego. Ze strony Energa-Operator SA w przygotowanie analizy było zaangażowanych ponad 80 osób. W wielu obszarach analizy, przy jej opracowywaniu, współpracowaliśmy z przedstawicielami Urzędu Regulacji Energetyki, Polskich Sieci Elektroenergetycznych Operator SA oraz Energa Obrót SA.

Analiza techniczno-ekonomiczna została przeprowadzona zgodnie z poniższym schematem:



W ramach poszczególnych kroków analizy, powstały następujące produkty:

- Przegląd doświadczeń w zakresie wdrażania systemów AMI oraz otoczenia prawnego – zawierający analizę wybranych, dotychczas zrealizowanych projektów inteligentnego opomiarowania, realizowanych w Polsce oraz za granicą. W ramach opracowania została przeprowadzona analiza istotnych zagadnień prawnych mogących mieć wpływ na realizację projektu w Energa-Operator SA, uwzględniono również ewentualność powołania w Polsce Operatora Informacji Pomiarowej.
- Analiza dostępnych rozwiązań technologicznych w zakresie AMI i przewidywanych kierunków ich rozwoju – w opracowaniu przeanalizowano pod kątem przydatności w Energa-Operator SA, możliwe do zastosowania rozwiązania techniczne. Przeprowadzono analizę rynku dostawców oraz dokonano ich oceny. W opracowaniu uwzględniono również analizę obowiązujących, jak i możliwych do wprowadzenia w najbliższym czasie standardów technicznych, które mogą mieć wpływ na preferencje dotyczące rozwiązań technicznych.
- Rekomendacje dotyczące funkcjonalności oraz rozwiązań technicznych systemu AMI dla EOP – Wsad merytoryczny do SIWZ – w trakcie prac nad tym dokumentem skupiono się na opracowaniu zakresu wymagań funkcjonalnych systemu planowanego do wdrożenia. Po przeanalizowaniu funkcjonalności dostępnych na rynku rozwiązań wielu różnych producentów, do realizacji zostały zakwalifikowane wyłącznie te, które zostały uznane jako potrzebne Energa-Operator SA do zwiększenia efektywności biznesowej. W trakcie prac zdefiniowano szereg nowych wymagań, niedostępnych w przeanalizowanych rozwiązaniach. Przy definiowaniu wymagań duży nacisk położono na fakt, że inteligentne opomiarowanie to wyłącznie pierwszy krok w budowie sieci inteligentnych (Smart Grid).
- Rekomendacje dotyczące modelu wdrożenia i eksploatacji systemu AMI – celem tego elementu analizy było opracowanie szczegółowych rekomendacji dotyczących między innymi tempa instalacji inteligentnego opomiarowania, zakresu i sposobu podziału dostaw infrastruktury i usług, sposobu kontraktowania oraz modelu zarządzania przedsięwzięciem.
- Analiza kosztów budowy i eksploatacji systemu AMI – analiza zawiera szacowanie kosztów oraz korzyści możliwych do osiągnięcia dzięki wdrożeniu inteligentnego opomiarowania. W ramach analizy powstał szczegółowy model finansowy wdrożenia. Analiza kosztów i korzyści została opracowana w perspektywie lat 2010–2030.
- Czynniki ryzyka i działania nastawione na ich minimalizację – w opracowaniu zestawiono szereg ryzyk dotyczących realizacji projektu wdrożenia inteligentnego opomiarowania. W szczególności uwzględniono ryzyka dotyczące:
 - ▶ obszaru finansowego projektu,
 - ▶ regulacji oraz zmian prawa,
 - ▶ strony technicznej projektu,

- aspektów zarządzania projektem,
- logistyki przedsięwzięcia,
- aspektów społecznych.

W dokumencie opisano również działania mające na celu minimalizację niekorzystnych skutków zmaterializowania się wymienionych ryzyk.

- Rekomendacje dotyczące wdrożenia projektu AMI – w opracowaniu, na bazie wymienionych powyżej dokumentów, opisano rekomendowany plan wdrożenia inteligentnego opomiarowania w Energa-Operator SA. W dokumencie zawarto propozycje dotyczące harmonogramu projektu oraz zasobów kadrowych niezbędnych do jego realizacji. Na podstawie rekomendacji zawartych w tym dokumencie Zarząd Energa-Operator SA podjął decyzję o uruchomieniu projektu.

Kluczowymi kwestiami przy planowaniu inwestycji inteligentnego opomiarowania było rozstrzygnięcie tego, w jaki sposób należy kontraktować oraz wdrażać planowane rozwiązanie. System inteligentnego rozwiązania składa się z wielu elementów:

- liczników energii elektrycznej (komunalnych oraz bilansujących),
- koncentratorów danych pomiarowych,
- łączy telekomunikacyjnych,
- centralnego systemu informatycznego,
- szeregu elementów pomocniczych, takich jak szafy techniczne na infrastrukturę AMI, przekładniki.

W wyniku analizy rynku, w tym dostępnych rozwiązań, została odrzucona koncepcja zakupu rozwiązania w modelu „pod klucz”. Ze względu na techniczną złożoność systemu inteligentnego opomiarowania i wynikającą z tego dużą ilość miejsc styku różnych technologii, doszliśmy do wniosku, że koncepcja zakupu gotowego rozwiązania niesie za sobą zbyt duże ryzyka związane z uzależnieniem się od producenta / integratora rozwiązania, który mógłby być dostawcą kompleksowego rozwiązania. Główne ryzyka, które uznaliśmy za nieakceptowalne to:

- możliwość zastosowania zamkniętych protokołów komunikacyjnych;
- brak możliwości pozyskania pełnej dokumentacji technicznej interfejsów;
- brak możliwości pozyskania kodów źródłowych dla systemu IT;
- możliwość wprowadzenia produktów o mocno ograniczonej liczbie producentów.

Dążąc do minimalizacji opisanych powyżej ryzyk oraz mając na uwadze maksymalizację wykorzystania zasobów własnych oraz ograniczenie kosztów inwestycji, została podjęta decyzja, że Energa-Operator SA będzie integratorem rozwiązania.

a. Szacowane nakłady finansowe na wdrożenie systemu

W ramach studium wykonalności projektu zostały oszacowane nakłady niezbędne do poniesienia w związku z realizacją projektu.

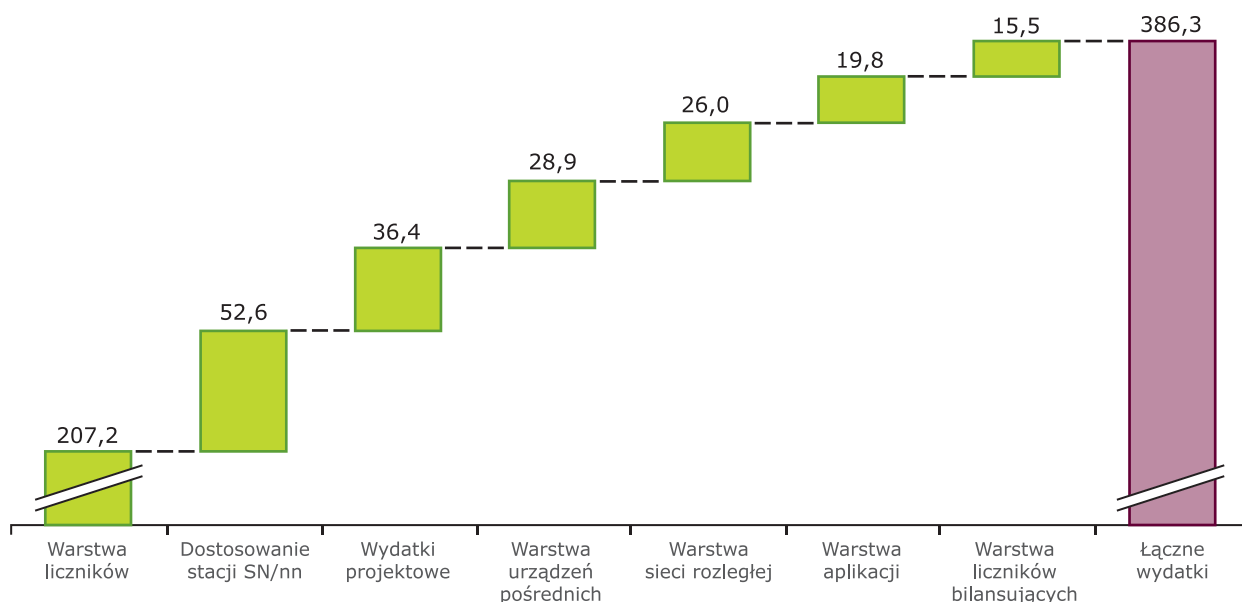
Wydatki w przeliczeniu na pojedynczy punkt pomiarowy określono w następujący sposób:

- warstwa liczników komunalnych: 207,20 zł,
- dostosowanie stacji SN/nN do współpracy z AMI: 52,60 zł,
- informatyczny system aplikacyjny AMI: 19,80 zł,
- warstwa urządzeń pośredniczących: 28,90 zł,
- warstwa komunikacji: 26,00 zł,
- wydatki projektowe: 36,40 zł,
- warstwa liczników bilansujących: 15,50 zł.

Finalny koszt punktu pomiarowego został określony kwotą 386,30 zł.

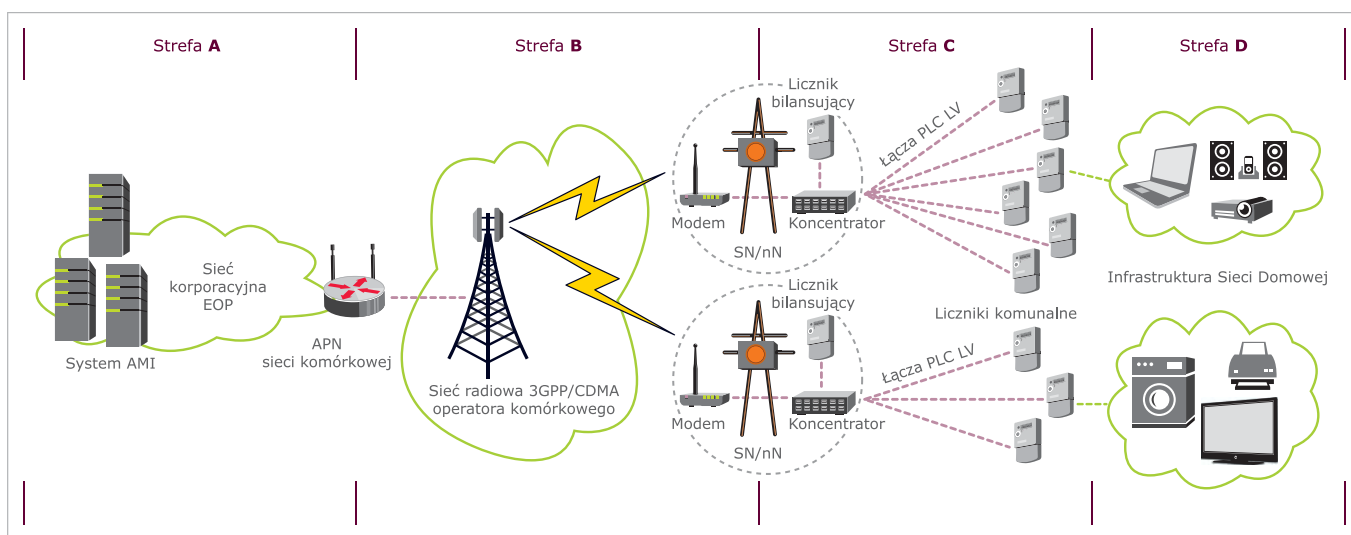
Wykres na kolejnej stronie pokazuje składowe prognozy nakładów inwestycyjnych:

Wykres 1. Skumulowane wydatki w poszczególnych warstwach systemu w latach 2010–2017 na punkt pomiarowy (zł)



2. Architektura rozwiązania

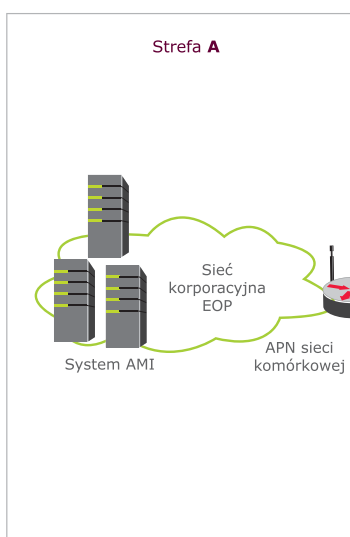
Architektura wdrożonego w Energa-Operator SA rozwiązania AMI jest podzielna na niezależne warstwy, współpracujące ze sobą za pośrednictwem zestandaryzowanych, powszechnie stosowanych oraz otwartych protokołów komunikacji. Podejście takie wynika z konieczności zapewnienia elastyczności w rozwoju systemu, możliwości zapewnienia wymienności stosowanych technologii oraz optymalizacji kosztów przedsięwzięcia.



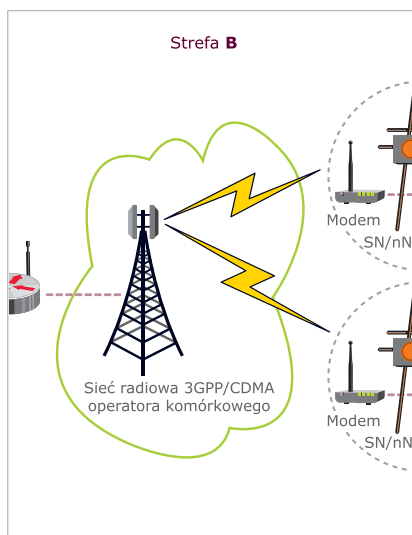
Rysunek 1. Architektura systemu AMI w Energa-Operator SA

W przyjętym rozwiązaniu zostały wyodrębnione 4 logiczne strefy, gdzie w każdej z nich są realizowane specyficzne funkcjonalności systemu. Komunikacja pomiędzy poszczególnymi strefami jest realizowana z wykorzystaniem protokołów komunikacyjnych, powszechnie stosowanych we współczesnych rozwiązaniach teleinformatycznych. W przyjętym modelu, dwukierunkowa komunikacja pomiędzy licznikami energii elektrycznej i centralnym systemem informatycznym odbywa się za pośrednictwem koncentratora danych pomiarowych, łączny telekomunikacyjnych zakontraktowanych od operatorów sieci komórkowych oraz sieci korporacyjnej Energa-Operator SA. Z architektury systemu celowo zostały wyeliminowane, promowane przez niektórych producentów liczników energii rozwiązania określane jako HES (*Head End System*), pośredniczące w komunikacji pomiędzy koncentratorami danych grupującymi dane z liczników wybranych producentów, a centralnym systemem aplikacyjnym. Decyzja o nie stosowaniu rozwiązań typu HES wynika z tego, że uważamy, że w nowoczesnych, otwartych rozwiązaniach teleinformatycznych, jest to element zbędny gdyż nie wnosi dodanej wartości biznesowej, stanowiący dodatkowe ogniwo w łańcuchu komunikacji, mogący ulec uszkodzeniu oraz powodujący niepotrzebne koszty ze względu na konieczność jego utrzymania. Istotnym elementem przemawiającym na niekorzyść HES jest również fakt, że ewentualny rozwój funkcjonalności infrastruktury pomiarowej inteligentnego opomiarowania może pociągać za sobą konieczność modyfikacji HES, co z kolei będzie powodować dodatkowe koszty.

Opis poszczególnych stref systemu:



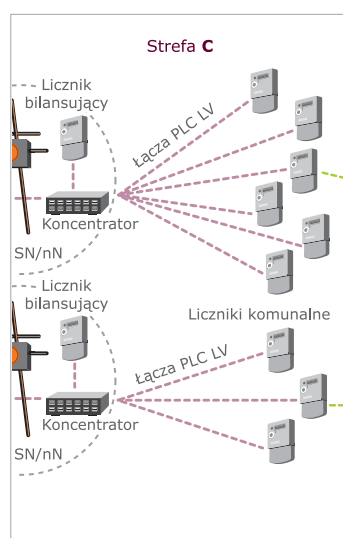
Strefa A – centralny system informatyczny AMI, stanowiący docelowo jedno, centralne źródło danych pomiarowych w całej spółce. Rozwiązanie zostało zaprojektowane w taki sposób, aby w łatwy sposób można było je skalować i rozbudowywać. Obecna konfiguracja systemu umożliwia obsługę danych pomiarowych pochodzących z 800 000 punktów pomiarowych, niemniej po rozbudowie infrastruktury sprzętowej system będzie mógł obsługiwać ponad 3 miliony punktów pomiarowych, czyli wszystkich odbiorców energii elektrycznej Energa-Operator SA. System obsługuje dane pomiarowe z liczników komunalnych odczytywanych manualnie, liczników komunalnych odczytywanych w sposób automatyczny, liczników przemysłowych oraz liczników bilansujących. Źródłem danych pomiarowych dla centralnego systemu informatycznego AMI mogą być również inne systemy informatyczne. W systemie są zaimplementowane efektywne mechanizmy ochrony danych pomiarowych: już na etapie projektowania systemu uwzględniono, że dane pomiarowe od odbiorców będą chronione w taki sposób, jakby to były dane osobowe, bez względu na to czy dane pomiarowe będą spełniać jednocześnie wymagania prawne do ich zakwalifikowania jako dane osobowe. Zastosowana infrastruktura sprzętowa (serwery, macierze dyskowe) zapewnia, że system jest wysoce odporny na uszkodzenia i awarie. W systemie może pracować jednocześnie ponad 300 użytkowników. Rozwiązanie jest zintegrowane z systemami bilingowymi, systemem ewidencji majątku sieciowego, systemami rynku energii. System w prosty sposób można będzie zintegrować z planowanym ogólnopolskim systemem Operatora Informacji Pomiarowej oraz z komunikatami wdrażanego przez OSD standardu eBlX. Połączenie centralnego systemu informatycznego AMI z otoczeniem jest zrealizowane za pośrednictwem infrastruktury sieci korporacyjnej Energa-Operator SA, z wykorzystaniem standardowych protokołów sieciowych z rodziny TCP/IP. Energa-Operator SA posiada pełne kody źródłowe systemu oraz prawa do ich modyfikacji. Dzięki temu docelowo możliwy jest rozwój systemu z zachowaniem trybu konkurencyjnego, co winno korzystnie przełożyć się na koszty rozwoju i eksploatacji rozwiązania.



Strefa B – infrastruktura telekomunikacyjna, zapewniająca połączenie pomiędzy centralnym systemem informatycznym AMI oraz koncentratorami danych pomiarowych, które są instalowane na stacjach transformatorowych średniego napięcia Sn/nN. Dla potrzeb Etapu I wykorzystywane są łącza telekomunikacyjne, zakontraktowane w publicznym otwartym postępowaniu przetargowym, od firmy Polkomtel. Każde z łączy telekomunikacyjnych gwarantuje przepływność na poziomie nie mniejszym niż 64 kbit / sekundę. Do zapewnienia komunikacji wykorzystywane są modemy telekomunikacyjne wykorzystujące techniki 3GPP oraz CDMA (w standardach CDMA, WCDMA 900 / 2100, EDGE, GPRS). Przełączenie pomiędzy technikami komunikacji odbywa się w sposób automatyczny, nie powodując przerwy w komunikacji z centralnym systemem informatycznym AMI, z zachowaniem przydzielonego adresu IP. Celem zapewnienia możliwości przełączania pomiędzy technikami komunikacji jest uzyskanie jak najlepszej jakości i stabilności połączenia, w zależności od lokalizacji modemów oraz warunków propagacji sygnału radiowego w danym miejscu w danym czasie. Wszystkie modemy telekomunikacyjne są zdalnie nadzorowane

oraz jest zapewniona możliwość zdalnej aktualizacji ich oprogramowania. Łąca telekomunikacyjne pracują w wydzielonej na potrzeby Energa-Operator SA podsięci oraz są szyfrowane. Styk pomiędzy siecią radiową firmy Polkomtel a siecią korporacyjną Energa-Operator SA jest realizowany za pomocą wydzielonego wyłącznie do tego celu APN (*Access Point Name*). Do sieci transmisji danych pomiarowych nie ma możliwości dostępu z sieci publicznej. Dostęp do urządzeń telekomunikacyjnych jest zabezpieczony przed nieautoryzowanym dostępem. Komunikacja z koncentratorem danych pomiarowych jest realizowana za pośrednictwem standardowego portu Ethernet w wykorzystaniu protokołów z rodziny TCP/IP. W sieci transmisji danych pomiarowych, ze względów bezpieczeństwa, komunikacja jest możliwa wyłącznie pomiędzy wskazanymi urządzeniami.

W trakcie prac wdrożenia Etapu I była również testowana technika komunikacji PLC SN, pozwalająca na transfer danych pomiarowych po liniach średniego napięcia, od koncentratora danych pomiarowych do GPZ (Główny Punkt Zasilający). Jednak ze względu na brak możliwości osiągnięcia wymaganej przepływności łączy telekomunikacyjnych, zbudowanych w oparciu o PLC SN, zrezygnowaliśmy ze stosowania tej techniki komunikacji (co nie wyklucza w przyszłości, możliwości wykorzystania tej techniki np. w oparciu o urządzenia innych producentów, niż te, które testowaliśmy).



Strefa C – infrastruktura pomiarowa, w skład której wchodzi komunalne liczniki energii elektrycznej, jedno- i trójfazowe oraz liczniki bilansujące instalowane wraz z koncentratorami danych pomiarowych na każdej stacji średniego napięcia. Pomiędzy licznikami energii oraz koncentratorem danych pomiarowych i centralnym systemem informatycznym AMI jest zapewniona dwukierunkowa komunikacja. Liczniki komunikują się z koncentratorem danych pomiarowych z wykorzystaniem techniki PLC LV, tj. transmisji danych po liniach niskiego napięcia 230 V. W Etapie I wykorzystywana jest modulacja S-FSK. Każdy z liczników komunalnych realizuje pomiary zużycia energii elektrycznej. Pomiary tego typu realizowane są co 15 minut i są przechowywane w liczniku przez minimum 63 dni. Dodatkowo liczniki posiadają możliwość kontroli odchylenia napięcia zasilającego odbiorcę od napięcia znamionowego. Istotną cechą każdego zainstalowanego licznika komunalnego jest to, że jest on wyposażony w dwukierunkowy port komunikacyjny USB. Port ten udostępnia zasilanie dla podłączanych do niego urządzeń i można go wykorzystać do podłączenia np. kontrolera Infrastruktury Sieci Domowej (*HAN – Home Area Network*), zastępczego modemu komunikacyjnego GSM, modemu do odczytu i obsługi liczników innych mediów. Każda z wartości mierzonych przez licznik komunalny, w zależności od

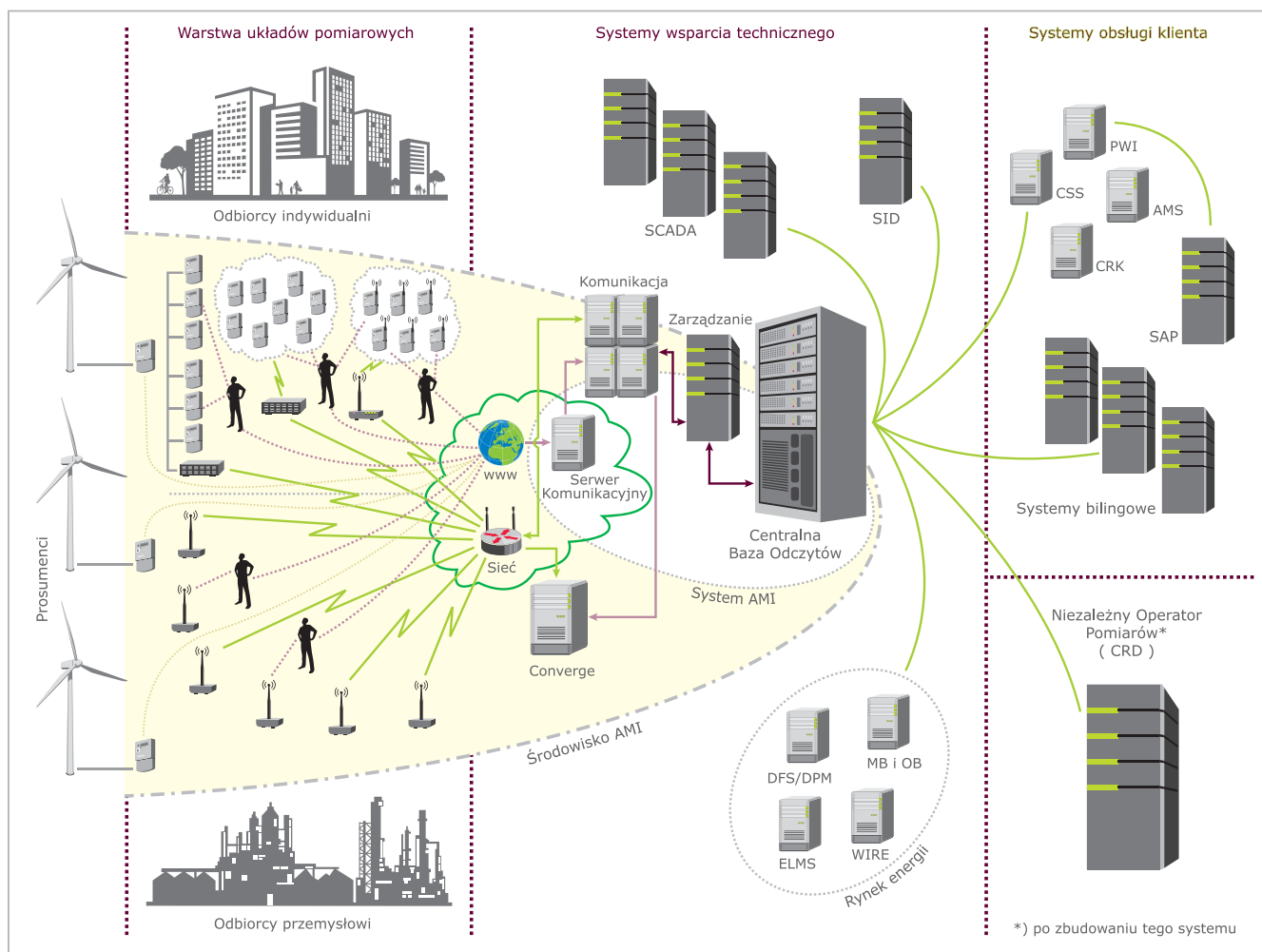
konfiguracji licznika, może zostać przekazana do portu USB. Wszystkie interfejsy liczników komunalnych są zabezpieczone przed dostępem osób nieuprawnionych. Wymiana oprogramowania liczników, w zakresie nie naruszającym MID, jest możliwa zarówno zdalnie jak i lokalnie. Zainstalowane w licznikach czujniki pozwalają na wykrycie i zarejestrowanie w systemie takich zdarzeń jak działanie na licznik silnym polem magnetycznym lub otwarcie obudowy licznika. Z kolei zabudowany w liczniku stykownik pozwala na zdalne odłączanie i załączanie odbiorcy.

Na każdej stacji średniego napięcia montowane są liczniki bilansujące. Ich podstawową rolą jest rejestracja zbiorczego zużycia energii elektrycznej dla całej stacji średniego napięcia. W przypadku, gdy zarejestrowane przez nie zużycie energii istotnie odbiega od sumy ilości energii zarejestrowanej przez liczniki komunalne, podłączone do tej samej stacji Sn/nN co licznik bilansujący, dla tej stacji należy podjąć działania kontrolne w celu sprawdzenia czy nie występuje tam nielegalny pobór energii elektrycznej.



Strefa D – opcjonalna infrastruktura techniczna Infrastruktury Sieci Domowej (ISD/HAN), która może być instalowana u odbiorców zainteresowanych zaawansowanym zarządzaniem poborem energii elektrycznej oraz sterowaniem pracą swoich odbiorników energii elektrycznej. Opracowanie tej infrastruktury jest poza zakresem projektu, niemniej w zakres projektu wchodzi szereg zagadnień mających na celu umożliwienie jej wykorzystania w przyszłości. Najważniejszymi elementami mającymi wpływ na możliwość stosowania ISD są: port USB w liczniku, umożliwiający przekazywanie z licznika, za pośrednictwem odpowiedniego adaptera, informacji o bieżącym zużyciu energii oraz odpowiednie oprogramowanie licznika, pozwalające na dwukierunkową komunikację z infrastrukturą ISD odbiorcy.

Jednym z najistotniejszych zagadnień związanych z wdrożeniem systemu inteligentnego opomiarowania, jest wykorzystanie danych pomiarowych. W przypadku Energa-Operator SA wdrożony system AMI stanowi jednocześnie centralne repozytorium danych pomiarowych. W szczególności system zbiera dane pomiarowe ze wszystkich typów liczników: obsługiwanych przez inkasentów, liczników przemysłowych, liczników AMI instalowanych u odbiorców komunalnych, w tym prosumentów. Dane pomiarowe udostępniane są do szeregu systemów, które do realizowanych funkcji biznesowych wymagają danych odczytywanych z liczników energii elektrycznej. Uproszczona architektura integracji systemu AMI z innymi systemami informatycznymi przedstawiona jest na poniższym rysunku:



Rysunek 2. Architektura integracji systemu AMI z innymi systemami informatycznymi.

3. Ochrona danych osobowych, koncepcja *Privacy by design*

W okresie, kiedy planowano inwestycję AMI, nie było praktycznie żadnych regulacji prawnych ani innych wytycznych dotyczących tego, w jaki sposób należy traktować dane pomiarowe, pozyskiwane w sposób automatyczny z infrastruktury AMI z częstotliwością wielokrotnie większą niż ma to miejsce obecnie w przypadku realizacji odczytów za pośrednictwem inkasentów. Mając tego świadomość, że dane pomiarowe mogą nieść dużo informacji o zachowaniu odbiorców, została podjęta decyzja, że bez względu na brak obowiązujących regulacji w tym zakresie, dane pomiarowe będziemy od samego początku traktowali jako dane osobowe. W wyniku tej decyzji system AMI od samego początku był projektowany tak, aby zapewnić jak największe bezpieczeństwo przetwarzanych danych oraz tak, jakby przetwarzane w systemie dane były danymi osobowymi (niezależnie od tego, czy w rzeczywistości taką cechą miały czy też nie).

Przy definiowaniu wytycznych dotyczących zakresu i sposobu przetwarzania danych w systemie AMI zostały uwzględnione najważniejsze obowiązujące zasady, dotyczące ochrony danych osobowych:

- Zasada legalności – niezbędność przetwarzania w celu wykonania określonych zadań realizowanych dla dobra publicznego, np. takich jak optymalizacja pracy sieci elektroenergetycznej;
- Zasada celowości – przetwarzanie danych jest realizowane tylko dla legalnych celów, dla jakich dane zostały pozyskane, dodatkowo cel przetwarzania danych jest publicznie znany;
- Zasada merytorycznej poprawności – przetwarzane są tylko kompletne i aktualne dane, osoba, której dane dotyczą ma możliwość dostępu do swoich danych;
- Zasada adekwatności – zebrane dane zawsze odpowiadają celowi ich przetwarzania, nie zbieramy żadnych danych na zapas,
- Zasada ograniczenia czasowego – zebrane dane są przechowywane w systemie jedynie do czasu osiągnięcia celu ich przetwarzania.

Obecnie dane z infrastruktury pomiarowej AMI są pozyskiwane oraz przetwarzane i agregowane na potrzeby systemów rynku energii. W szczególności obejmuje to zadania związane z wyznaczaniem energii rzeczywistej w miejscach dostarczania i bilansowania dla poszczególnych sprzedawców i podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie oraz udostępnianie danych sprzedawcom, podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie i Operatorowi Systemu Przesyłowego. Dane są również udostępniane służbom Energa-Operator SA w celu rozliczenia usługi dystrybucyjnej.

III. Wdrożenie systemu

Bardzo istotnym elementem realizacji projektu AMI jest kolejność opracowania, instalacji i uruchomienia poszczególnych elementów systemu inteligentnego opomiarowania. Właściwa kolejność instalacji i uruchomienia infrastruktury AMI jest kluczowa dla optymalizacji czasu trwania wdrożenia oraz jego kosztów. Wdrożenie tak dużego systemu jak AMI należy przede wszystkim zaplanować w najdrobniejszych detalach.



W przypadku, gdy OSD jest integratorem całego rozwiązania, elementem, który należy uruchomić w pierwszej kolejności, jest centralny system aplikacyjny wraz z niezbędną dla jego funkcjonowania infrastrukturą sprzętową. Działanie takie jest kluczowe, ponieważ każdy kolejny instalowany i uruchamiany element systemu będzie widziany w systemie aplikacyjnym AMI i będzie zarządzany z jego poziomu. Nie bez znaczenia jest też fakt, że system aplikacyjny jest najbardziej złożonym i skomplikowanym elementem całego systemu AMI. Ze względu na konieczność integracji z otoczeniem, jego wdrożenie jest skomplikowane i czasochłonne. Z tego powodu, aby całość wdrożenia zakończyć w oczekiwanym terminie, w pierwszej kolejności należy uruchomić system aplikacyjny AMI.

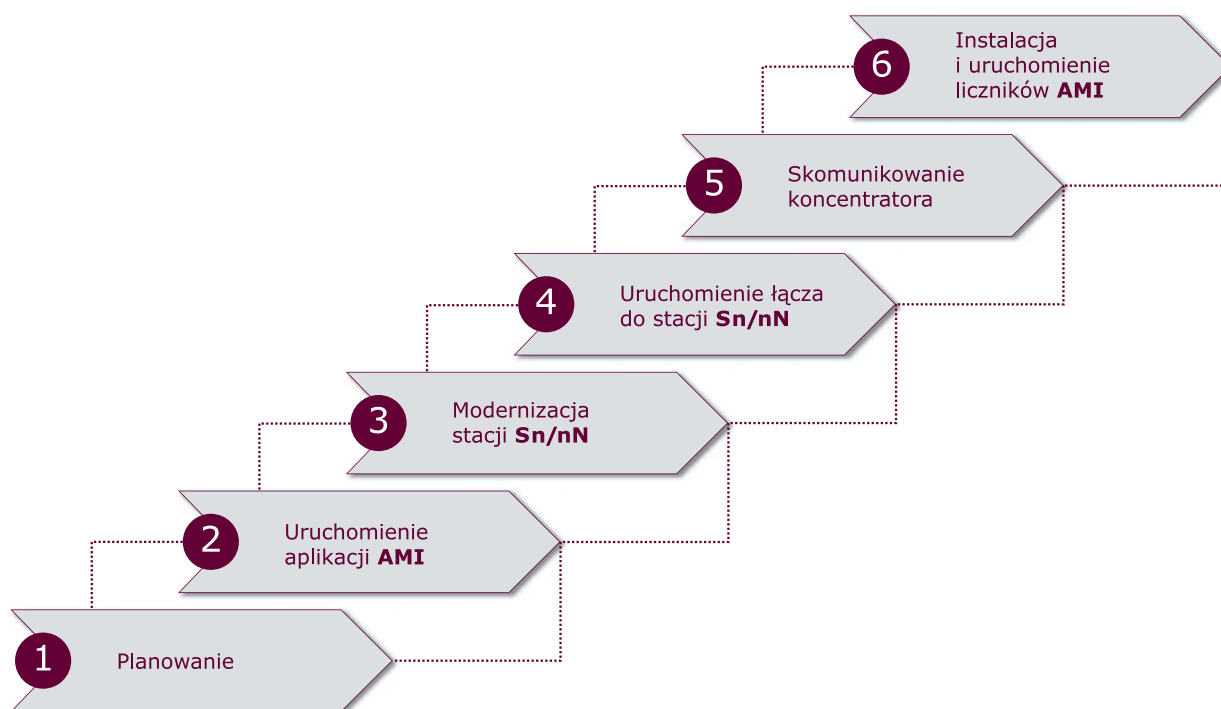
Kolejnym krokiem jest dostosowanie stacji Sn/nN do współpracy z infrastrukturą AMI. Stacje Sn/nN należy wyposażać w przekładniki, za pośrednictwem których zostaną podłączone liczniki bilansujące (lub zestawy koncentratorowo bilansujące). Każda ze stacji Sn/nN jest wyposażona w szafę pomiarowo bilansującą (SPB) w której będzie zamontowana infrastruktura AMI: koncentrator danych pomiarowych, licznik bilansujący (lub zestaw koncentratorowo bilansujący) oraz modem telekomunikacyjny. Dobrą praktyką jest skompletowanie i wstępne uruchomienie całego wyposażenia szafy pomiarowo bilansującej przed jej dostarczeniem do docelowego miejsca eksploatacji. Jedną z możliwych opcji w tym zakresie jest skompletowanie i uruchomienie wyposażenia szafy u producenta szaf stacyjnych.



Po zamontowaniu na stacji Sn/nN szafy pomiarowo bilansującej należy uruchomić i ustabilizować pracę łącza telekomunikacyjnego pomiędzy stacją Sn/nN oraz centralnym systemem aplikacyjnym AMI. Działanie to w wielu przypadkach wymaga wykonania na miejscu czynności związanych z odpowiednim ustawieniem anten telekomunikacyjnych. Za stabilne łącze telekomunikacyjne uznane zostaje łącze, za pośrednictwem którego przez minimum tydzień niezakłóconej pracy można było realizować akwizycję danych pomiarowych z licznika bilansującego zamontowanego w szafie pomiarowo bilansującej.

Po zakończeniu powodzeniem wszystkich powyższych czynności można przystąpić do instalacji liczników AMI u odbiorców komunalnych. Zachowanie opisanej kolejności działań instalacyjnych istotnie zwiększa skuteczność uruchomienia infrastruktury pomiarowej AMI.

Należy jednocześnie podkreślić, że krytycznym czynnikiem dla osiągnięcia wysokiej skuteczności procesu akwizycji danych pomiarowych z liczników AMI jest posiadanie wiarygodnej ewidencji sieci niskiego napięcia. Tylko posiadając aktualną ewidencję można stwierdzić, że licznik komunalny zainstalowany w konkretnej lokalizacji znajduje się w zasięgu działania koncentratora danych pomiarowych i jest w stanie skomunikować się z nim z wykorzystaniem protokołu PLC.



Rysunek 3. Rekomendowana kolejność instalacji infrastruktury AMI

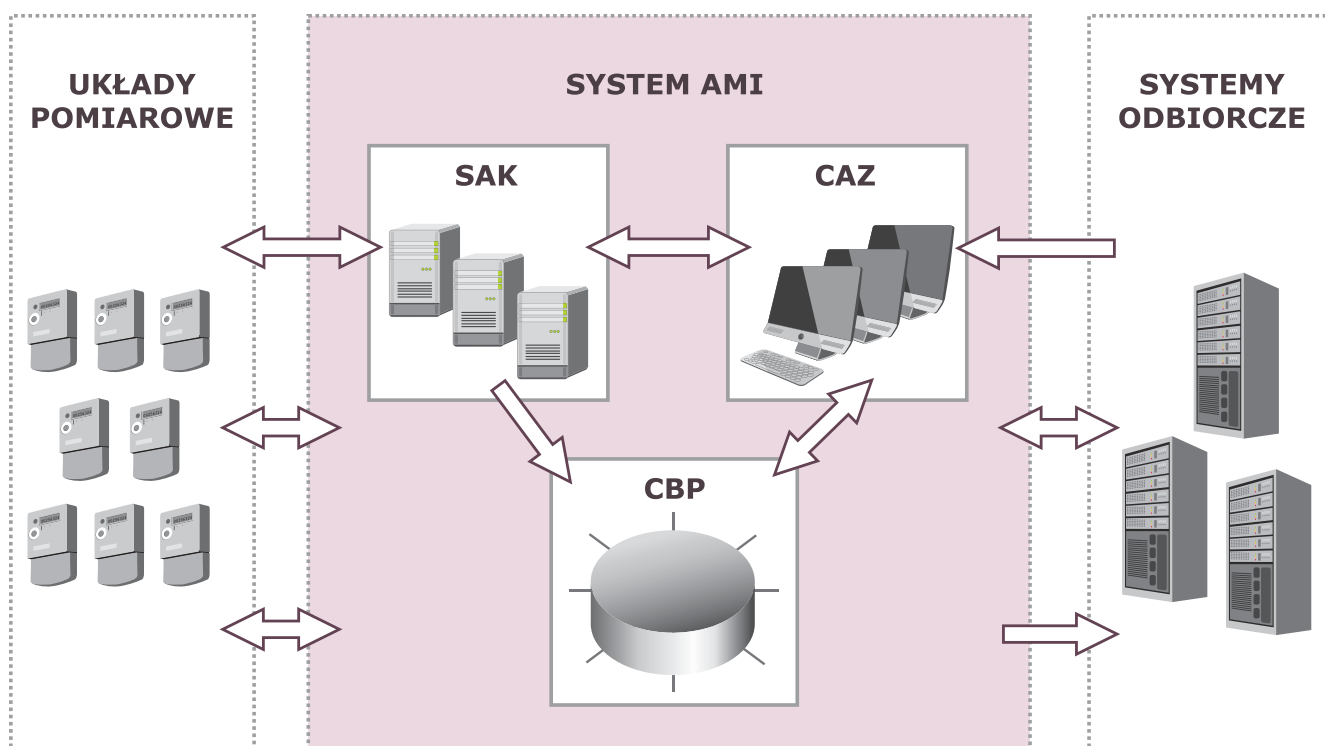
W celu usprawnienia (docelowo zautomatyzowania) procesu zarządzania siecią, pracownicy obszaru Ewidencji Majątku Sieciowego od trzech lat budują elektroniczną bazę danych majątku sieciowego w systemach klasy GIS (linie i stacje elektroenergetyczne wraz z informacjami opisowymi odniesionymi do konkretnego miejsca w terenie). Baza danych będzie zawierała również informacje o powiązaniu odbiorców do miejsc ich przyłączenia do sieci nN. W systemie znajduje się już ponad 130 milionów atrybutów opisujących dane techniczne obiektów majątku sieciowego. Każdy z obiektów posiada topologię (wzajemne połączenia) oraz topografię (lokalizację geograficzną). Ponadto obiekty typu stacja Sn/nN i łącze posiadają w większości przypadków wewnętrzne schematy ideowe. Docelowo, wszystkie dane będą zgromadzone w jednym centralnym systemie.

1. Zakres prac zrealizowanych w obszarze centralnego systemu informatycznego

Wdrożony w Energa-Operator SA System AMI to unikalne w sali kraju rozwiązanie. System został zbudowany od podstaw, jako produkt zupełnie nowy i nie mający w związku z tym żadnych zaszczości historycznych wyniesionych z poprzednich implementacji. Bazą dla przyszłego systemu był cały szereg spotkań analityczno-warsztatowych, na których wykonawca wspólnie z przedstawicielami Energa-Operator SA definiował detale powstającego rozwiązania, dzięki czemu finalna aplikacja jest dopasowana dokładnie do potrzeb i oczekiwań zamawiającego oraz do polskich realiów rynku inteligentnego opomiarowania.

Jednym z istotnych wymogów względem przyszłego systemu był dostęp do kodów źródłowych rozwiązania wraz z licencją uprawniającą na niezależne i nieograniczone przyszłe modyfikacje, przetwarzanie, instalacje i użytkowanie rozwijanej aplikacji. W ramach wdrożenia systemu służby IT Energa-Operator SA zostały przeszkolone w procedurze kompilacji, rozmieszczania i uruchamiania kolejnych wersji systemu. Po stronie Energa-Operator SA prowadzone jest repozytorium wersji kodów źródłowych aplikacji, co pozwala na udokumentowanie pełnego rozwoju systemu na poziomie zmian w kodzie źródłowym. Bardzo ważne jest to, że produkcyjna wersja systemu aplikacyjnego, została skompilowana i uruchomiona przez służby techniczne Energa-Operator SA.

Niezależność od uwarunkowań zewnętrznych, uniwersalność oraz interoperacyjność stanowiły bardzo istotne wymogi architektury rozwiązania. W związku z tym system AMI już w obecnej postaci potrafi z powodzeniem obsłużyć koegzystujące w jednym środowisku rozwiązania zrealizowane w różnych technologiach: liczniki i koncentratory od różnych dostawców, z różnym modelem danych, z różnym protokołem komunikacyjnym, kolekcjonujące dane pochodzące nawet od urządzeń pomiarowych innych mediów. Przykładowo licznik nie musi mieć architektury klas/obiektów COSEM i obsługiwać protokołu DLMS by móc być obsługiwany przez system – mimo, że standardowo takie właśnie liczniki są obecnie instalowane.



Rysunek 4. Ogólna architektura systemu aplikacyjnego AMI oraz najważniejsze obszary integracji z innymi systemami.

Centralny system aplikacyjny AMI składa się z 3 głównych modułów funkcjonalnych:

1. **CBP – Centralna Baza Pomiarów:** silnik bazodanowy gromadzący dane pomiarowe i nie pomiarowe wyczytywane z infrastruktury pomiarowej EOP (wraz z interfejsem udostępniania danych);
2. **SAK – System Akwizycji danych pomiarowych:** część odpowiedzialna za nawiązanie komunikacji i utrzymywanie wymiany danych systemu AMI z zewnętrznymi źródłami danych pomiarowych (koncentratory i liczniki);
3. **CAZ – Centralna Aplikacja Zarządzająca:** część udostępniająca interfejs użytkownika i sterująca udostępnianiem danych na zewnątrz (definiująca uprawnienia oraz metody dostępu do danych z systemów zewnętrznych).

a. Najważniejsze funkcjonalności wdrożonego rozwiązania

Dane do systemu AMI są pozyskiwane na podstawie zdefiniowanych harmonogramów odczytowych, które określają, które wielkości jak i w jakim cyklu mają być pobierane przez podsystem akwizycji. Harmonogramy odczytowe mają granulację pojedynczych wielkości pomiarowych, jak np.: „całkowita energia czynna – pobór”, „energia czynna – pobór w strefie 1”, „energia bierna w kwadrancie Q IV” i są definiowane dla pojedynczego Punktu Pomiaru (zabudowanego układu pomiarowego) z zadaną cyklicznością, np. codziennie co 15 minut w 5, 20, 35, i 50-tej minucie każdej godziny.

Dane zbierane przez podsystem akwizycji SAK w sposób ciągły są zapisywane w module Centralnej Bazy Pomiarów systemu AMI. System akwizycji dokonuje wstępnej walidacji syntaktycznej i semantycznej otrzymanych danych i następnie zapisuje dane w CBP. Niezależnie od tego, w tle działają procesy okresowo badające poprawność danych, biorąc pod uwagę szerszy kontekst czasowy dotyczący danych, walidując w ten sposób dane pomiarowe już zgromadzone w systemie.

Niezależnie od tego jak pewne i skuteczne byłyby mechanizmy akwizycji danych pomiarowych, zawsze dochodzi do sytuacji niedostępności pewnego zakresu danych, np. z powodu awarii układów pomiarowych, uszkodzeń torów komunikacyjnych lub koncentratorów danych pomiarowych. Wtedy możliwe jest uzupełnienie braków danych poprzez mechanizmy automatycznie działającej estymacji danych. W systemie dostępnych jest kilka strategii estymowania brakujących danych, bazujących na aproksymacji liniowej, wielomianowej oraz korzystające z profili standardowych.

Integracja aplikacji AMI z innymi systemami informatycznymi eksploatowanymi w Energa-Operator SA pozwala na automatyczną wymianę informacji i danych pomiarowych zarejestrowanych w układach pomiarowych, co zdecydowanie skraca czas dostępu do aktualnych, kompletnych i o możliwie wysokiej, jakości danych pomiarowych dla systemów bilingowych, rynku energii lub zarządzania siecią dystrybucyjną.

System AMI udostępnia dane na zewnątrz, do innych systemów, w sposób ujednolicony i standardowy, korzystając z mechanizmów WebServices. W ten sposób systemy zewnętrzne (po otrzymaniu dokumentacji używanych metod oraz implementacji odpowiednich zmian w swoim oprogramowaniu) mogą zrealizować „drugą stronę” komunikacji danego zestawu metod i przez to efektywnie wykorzystywać mechanizmy wymiany danych.

System AMI sam nie inicjalizuje dystrybucji danych. Przyjęliśmy zasadę, że przekazanie danych z systemu AMI odbywa się zawsze w odpowiedzi na zapytanie z zewnątrz. Dodatkowo w systemie jest zaimplementowany mechanizm powodujący, że asynchroniczne subskrypcje ustanawiają kontekst danych, przez co ewentualne modyfikacje/korekty na już raz przekazanych na zewnątrz danych, automatycznie wyzwalają przekazanie informacji o ewentualnej korekcie.

Niezależnie od mechanizmów WebServices, Energa-Operator SA wykorzystuje do pośrednictwa przekazywanych danych Korporacyjną Szynę Danych (KSD) zrealizowaną w standardzie Enterprise Service Bus (ESB), co pozwala na lepsze monitorowanie przebiegu komunikacji pomiędzy systemami, jak i pozwala na wprowadzenie dodatkowych, alternatywnych mechanizmów zarządzania przepływem komunikatów (rozgałęziania, dalsze przetwarzanie, itp.).

Dane na zewnątrz systemu AMI są przekazywane tylko i wyłącznie dla uprawnionych użytkowników i systemów. Mechanizmy uwierzytelniania użytkowników/systemów zewnętrznych pozwalają zarówno na integrację z istniejącym w Energa-Operator SA systemem Active Directory, jak również udostępniają autonomiczne procedury autentykacji.

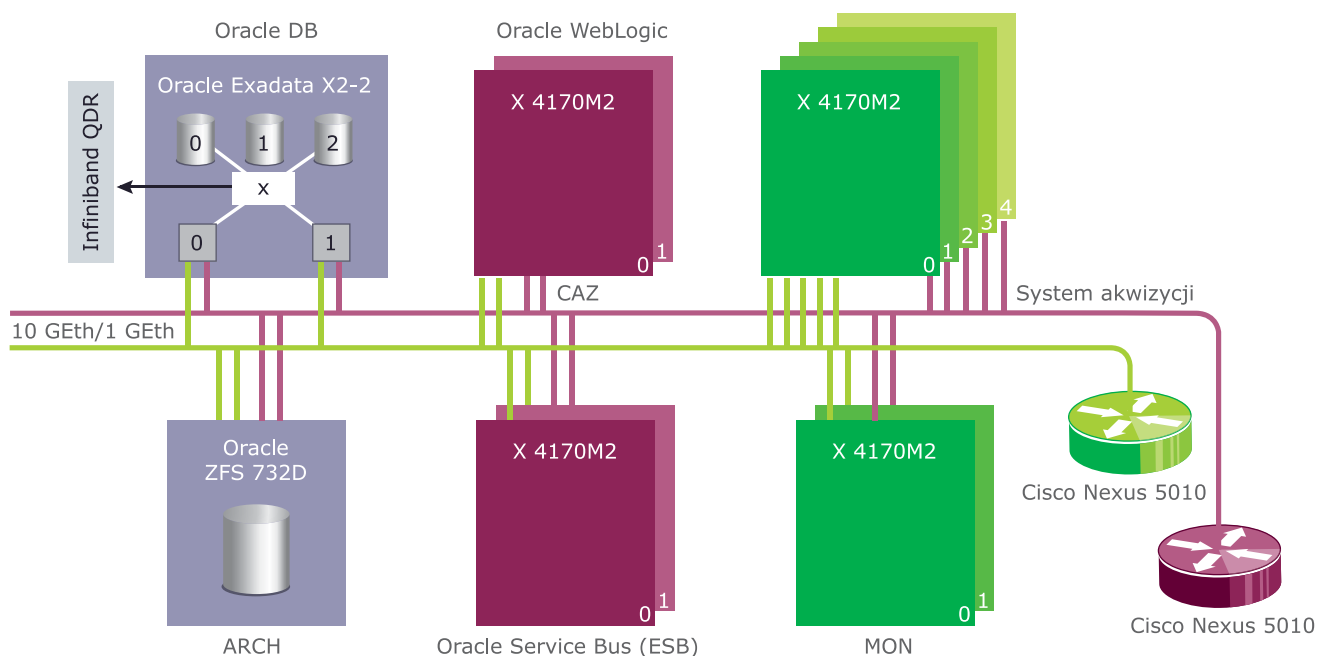
Dodatkowo, dane pomiarowe służące rozliczeniom bilingowym odbiorców mogą być przekazane jedynie tym sprzedawcom, którzy zawarli i mają aktualną umowę z danym odbiorcą energii elektrycznej.

b. Mechanizmy zapewnienia ciągłości pracy systemu

Każdy element platformy sprzętowej, na której działa system AMI, jest redundantny i zapewnia ciągłość pracy nawet w sytuacji awarii pojedynczych elementów sprzętowych. Duplikowane są zarówno komponenty platform serwerowych (np. zasilacze, interfejsy sieciowe) jak i całe serwery.

Serwery pracują w architekturze klastrowej, równorzędnych funkcjonalnie węzłów, w normalnym trybie dążących do równomiernego obciążenia każdego z nich. W przypadku awarii uszkodzone elementy systemu zostają wyłączane, a pozostałe sprawne elementy przejmują całe obciążenie z jednostki uszkodzonej.

Jako moduł bazodanowy wykorzystano unikalne rozwiązanie Oracle Exadata, oferujące wysoką skalowalność systemu, przepustowość oraz dostępność danych. Jednym z elementów istotnie zwiększających wydajność rozwiązania jest przechowywanie dużej części bazy danych na półprzewodnikowych dyskach typu flash.



Rysunek 5. Istotne komponenty redundancji architektury sprzętowej systemu AMI

Fizycznie infrastruktura sprzętowa systemu AMI jest zainstalowana w profesjonalnej serwerowni, gdzie jest nadzorowana przez pracowników Centralnej Dyspozycji Systemów (CDS), wyspecjalizowanej jednostki odpowiedzialnej w Energa-Operator SA za zapewnienie ciągłości pracy systemów informatycznych. Dla systemu AMI zapewniony jest 24 godzinny monitoring oraz obsługa operatorów reagujących na ewentualne awarie. Serwerownia jest zasilana z dwóch niezależnych przyłączy energetycznych. Dodatkowo jest zapewniony zapas mocy z akumulatorów oraz możliwość alternatywnego zasilania z agregatów prądotwórczych.



Rysunek 6. Panel nadzoru pracy systemów IT w Centralnej Dyspozycji Systemów

Niemalże każdy komponent systemu został wybrany w taki sposób, by z jednej strony nie był ograniczony specyficznymi warunkami licencyjnymi, z drugiej zaś strony, by dostarczał funkcjonalności w standardowy sposób. Dzięki takiemu podejściu istnieje możliwość ewentualnego zastąpienia obecnie stosowanych komponentów rozwiązaniami alternatywnymi.

Dodatkowo, taka architektura, oferująca standardowe mechanizmy, umożliwia lepsze monitorowanie i nadzór, bowiem tylko zestandaryzowane komponenty umożliwiają poprzez dobrze opisane interfejsy w sposób niezależny od dostawcy „wpięcie” komponentów do systemów automatycznego monitoringu i nadzoru, przez co służby IT dysponują wygodniejszym i efektywniejszym narzędziem kontrolującym stabilność i wydajność systemów.

c. Mechanizmy zapewnienia bezpieczeństwa przetwarzanych danych

Podstawowym dokumentem regulującym aspekty bezpieczeństwa w Energa-Operator SA, w tym również systemu AMI, jest Księga Systemów Bezpieczeństwa oraz Polityka Bezpieczeństwa Teleinformatycznego. Pierwszy dokument obejmuje zakres bezpieczeństwa informacji (w tym także ochronę danych osobowych) oraz obszar bezpieczeństwa fizycznego i ochronę osób i mienia. Drugi dokument jest podstawą bezpieczeństwa teleinformatycznego w Spółce. Dokumenty te zostały przyjęte do stosowania przez Zarząd Spółki i są podstawą zarządzania bezpieczeństwem w Energa-Operator SA.

Dodatkowo, ze względu na szczególny charakter Systemu AMI, został przygotowany projekt dedykowanej dla tego systemu „Polityki Bezpieczeństwa Systemu AMI”. Dokument ten jest zgodny z Księgą Systemów Bezpieczeństwa oraz Polityką Bezpieczeństwa Teleinformatycznego i jest zbiorem zasad, wymagań i wytycznych dla Kadry Kierowniczej, Administratorów Systemu AMI i pracowników odpowiedzialnych za bezpieczeństwo informacji i ochronę mienia w Systemie AMI.

W celu realizacji wymagań Polityki Bezpieczeństwa Teleinformatycznego w zakresie zarządzania uprawnieniami w systemach teleinformatycznych w Spółce realizowana jest procedura „Nadawanie, zmiana i odebranie uprawnień” w ramach procesu „Zarządzanie zgłoszeniami IT”. Procedura ta określa zasady nadawania, zmiany poziomu lub odebrania uprawnień w systemach IT.

W Spółce obowiązuje również procedura wydawania upoważnień do przetwarzania danych osobowych zgodnie z Ustawą o ochronie danych osobowych. Wszystkie osoby pracujące w systemie muszą posiadać upoważnienie, które nadawane jest przez Kierownika Biura Ryzyka i Systemów Bezpieczeństwa z upoważnienia Zarządu Spółki. Upoważnienie do przetwarzania danych osobowych jest wydawane po uprzednim zapoznaniu pracownika przez Administratora Bezpieczeństwa Informatycznego z przepisami Spółki w tym zakresie.

Zarówno upoważnienia do przetwarzania danych osobowych, jak również poziom uprawnień w Systemie AMI podlegają cyklicznej weryfikacji pod nadzorem Biura Ryzyka i Systemów Bezpieczeństwa.

Aplikacja AMI pozwala rejestrować zdarzenia generowane przez użytkowników systemu w tzw. dziennikach. Wszystkie rejestrowane zdarzenia oznaczone są znacznikiem czasowym oraz wskazują na użytkownika inicjującego dane zdarzenie. Zdarzenia, jakie są rejestrowane to: udane i nieudane próby logowania, data wylogowania użytkownika, wszystkie próby wykonania akcji wykraczających poza zakres uprawnień, wszystkie zdarzenia związane z zarządzaniem uprawnieniami. Oprócz zdarzeń użytkowników system monitoruje również te, które generowane są przez konta systemów zewnętrznych.

Ponadto System AMI pozwala na zbieranie informacji w zakresie: poprawnego funkcjonowania Systemu, prawidłowego przepływu informacji, działań na bazie danych.

System AMI objęty jest również monitoringiem w zakresie ciągłości działania i dostępności zasobów realizowanym przez Centrum Dyspozycji Systemów w trybie 24 godzinny.

System AMI jest wpisany w koncepcję wdrożenia systemu monitorowania bezpieczeństwa przez zbieranie, analizowanie i korelację logów bezpieczeństwa. Wdrożenie to zapewni sprawną obsługę incydentów bezpieczeństwa i reagowanie na bieżąco na zmiany w Systemie spowodowane wystąpieniem takich incydentów.

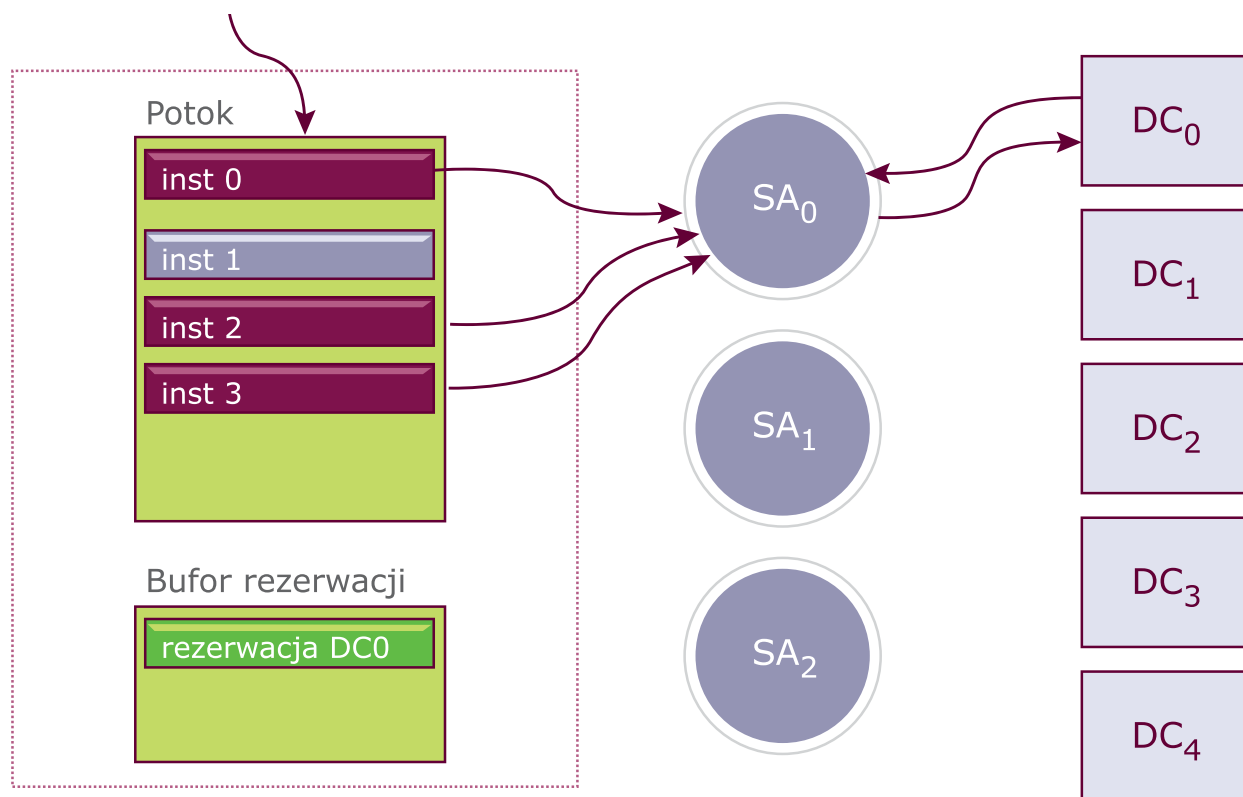
Kopia bezpieczeństwa Systemu AMI jest realizowana w dwóch trybach, tj.: backup bazy danych oraz backup konfiguracji systemu. Proces tworzenia kopii bezpieczeństwa jest zautomatyzowany i realizowany zgodnie z ustalonym harmonogramem. Zgodnie z Polityką Bezpieczeństwa Teleinformatycznego za tworzenie kopii bezpieczeństwa, jej testowanie oraz przywrócenie systemu z backupu odpowiada administrator Systemu AMI.

Kopie bezpieczeństwa przechowywane są na serwerze AMI – w dedykowanej przestrzeni dyskowej. Ponadto kopia tych danych powielana jest do Centralnego Systemu Backupu. Jest to proces zautomatyzowany i realizowany zgodnie z określoną procedurą i według ustalonego harmonogramu. Rozwiązanie takie zapewnia dodatkowe zabezpieczenie przed utratą danych. Dostęp do kopii bezpieczeństwa jest ograniczony na poziomie systemu operacyjnego wyłącznie dla administratora Systemu AMI i administratora Centralnego Systemu Backupu. Ponadto został ograniczony fizyczny dostęp do serwerów wyłącznie dla wyznaczonych pracowników.

d. Podsystem akwizycji danych pomiarowych

System akwizycji danych, działający na klastrze równorzędnych serwerów, pobiera do wykonania do wspólnej kolejki listę zadań do zrealizowania, wynikającą ze wszystkich działających harmonogramów. Na tej podstawie dokonuje optymalizacji i grupowania zapytań kierowanych do poszczególnych koncentratorów danych pomiarowych.

Przy opracowywaniu architektury tego komponentu systemu wykorzystano analogię do obsługi kolejki rozkazów przez procesor klasy post-RISC, stosując np. analogiczny mechanizm rezerwacji zasobów. W przypadku systemu AMI takim zasobem jest przykładowo koncentrator. Ma to na celu spowodowanie aby np. zapytania z wielu miejsc systemu dotyczące liczników odczytywanych przez jeden koncentrator, zostały zgrupowane w jedno większe zapytanie kierowane w ramach pojedynczej sesji do danego koncentratora, zamiast generować serię pojedynczych zapytań. Stosowanie takich strategii ogranicza wprowadzane narzuty komunikacyjne i optymalizuje obciążenie koncentratorów.



Rysunek 7. Grupowanie różnych zadań dla jednego koncentratora

System akwizycji wspiera obsługę dwóch typów mechanizmów pobierania danych z koncentratorów: „push” i „pull”.

Zasadniczo zakładane jest, że nie wymaga się zaawansowanych mechanizmów po stronie koncentratora (np. trzymanie kontekstu akwizycji danych), stąd by zwolnić koncentratory z nadmiarowych funkcjonalności zakłada się scentralizowanie logiki akwizycji po stronie systemu AMI (i podsystemu SAK). Konsekwencją takiego podejścia jest wykorzystanie techniki zlecania zadań przez centralny system do koncentratorów, czyli realizacja modelu „pull” w większości działań harmonogramowych.

Samo oczekiwanie na odpowiedź koncentratora może być realizowane synchronicznie lub asynchronicznie. W tym drugim przypadku pobieranie opóźnionej odpowiedzi może być realizowane jako sekwencja weryfikacji istnienia odpowiedzi poprzez zapytania „pull” lub też oczekiwanie na odpowiedź wysłaną z koncentratora w trybie „push”.

W przypadku komunikacji spontanicznej inicjowanej od strony koncentratorów (np. obsługa zdarzeń alarmowych), realizowana jest komunikacja w modelu „push”.

Sygnalizacja zmian stanu układu pomiarowego, dalej propagowana przez koncentratory, może mieć charakter alertów bądź zdarzeń. Alerty powinny być wysłane w czasie możliwie najkrótszym, więc wykorzystywany jest mechanizm „push”. Zdarzenia mające mniejszy priorytet są składowane w rejestrach profilowych liczników i następnie są wyczytywane harmonogramowo mechanizmem „pull”.

Podstawowym sposobem komunikacji pomiędzy licznikami i koncentratorami danych jest wykorzystanie techniki PLC. Sieć energetyczna, ze względu na fakt, że z założenia nie jest do tego przystosowana, nie jest przyjaznym medium do transmisji danych. Jej przepustowość jest więc ograniczona. Przy starszych, mniej wydajnych technikach PLC oraz w sytuacji dużej liczby liczników na pojedynczych stacjach Sn/nN może się okazać, że konieczne jest wprowadzenie algorytmów optymalizacji gromadzenia danych przez koncentratory i przesyłania ich do systemu nadrzędnego w większych porcjach. Ma to na celu zmniejszenie narzutów wynikających z zarządzania transmisją danych. Przykładem takiego postępowania jest odstąpienie od częstego odpytywania liczników przez koncentratory o małe przedziały czasowe na rzecz rzadszego odpytywania o większe przedziały. Eliminując w ten sposób zbędne narzuty można osiągnąć wymagane oczekiwania, mimo niedoskonałości samej techniki komunikacyjnej oraz nieprzyjaznego medium transmisji danych.

W ramach Etapu I wdrożenia AMI, działającego w oparciu o komunikację PLC S-FSK, opracowano i wdrożono mechanizm „4x6”, polegający na gromadzeniu danych z liczników przez koncentratory w czterech sześciogodzinnych przedziałach doby. Koncentrator ma za zadanie np. do godziny 6:00 zgromadzić dane za minione 6 godzin poprzedniego przedziału. Wdrożony mechanizm umożliwia pozyskiwanie danych nawet z największych stacji Sn/nN.

e. Centralne repozytorium danych pomiarowych

Mając na uwadze efektywność wdrażanego rozwiązania oraz uwzględniając zagadnienia bezpośrednio związane z wdrożeniem systemu i jego późniejszy rozwój i eksploatację, istotnym stało się wprowadzenie w Energa-Operator SA nowych, centralnych rozwiązań informatycznych pozwalających na gromadzenie, przetwarzanie, agregację danych pomiarowo-rozliczeniowych oraz ich późniejsze udostępnianie.

System inteligentnego opomiarowania cechuje się scentralizowaną budową systemu informatycznego, który obejmuje system zarządzania pomiarami i system odczytowy. Ich zadaniem jest pozyskanie informacji z układów pomiarowych i udostępnienie ich dedykowanym aplikacjom.

Scentralizowany system przetwarzania danych, obejmujący technologie z zakresu teleinformatyki w przeciwieństwie do rozproszonych i zróżnicowanych systemów umożliwił przede wszystkim łatwiejsze zarządzanie zasobami IT. Ponadto pozwala on na wdrożenie rozwiązania o większym poziomie bezpieczeństwa informacji, gromadzenie danych w jednej bazie danych, przetwarzanie posiadanych danych w czasie rzeczywistym oraz uzyskanie natychmiastowego dostępu do informacji o np. obciążeniach w sieci i możliwość podjęcia odpowiednich działań, gdy takie są potrzebne.

Dostęp do danych z dowolnej lokalizacji, niezależnie od czasu, ma duże znaczenie dla Energa-Operator SA, gdzie jednostki biznesowe są rozproszone terytorialnie. System centralny pozwala na łatwiejsze przetwarzanie danych, łatwość integracji pozyskiwanych danych z obsługującym je systemami, większą pewność danych, lepszą efektywność i niższe koszty utrzymania.

Jednym z celów systemu AMI jest stworzenie wspólnej bazy danych dostępnej dla innych aplikacji wewnątrz Energa-Operator SA.

f. Automatyczna akwizycja danych pomiarowych z liczników AMI

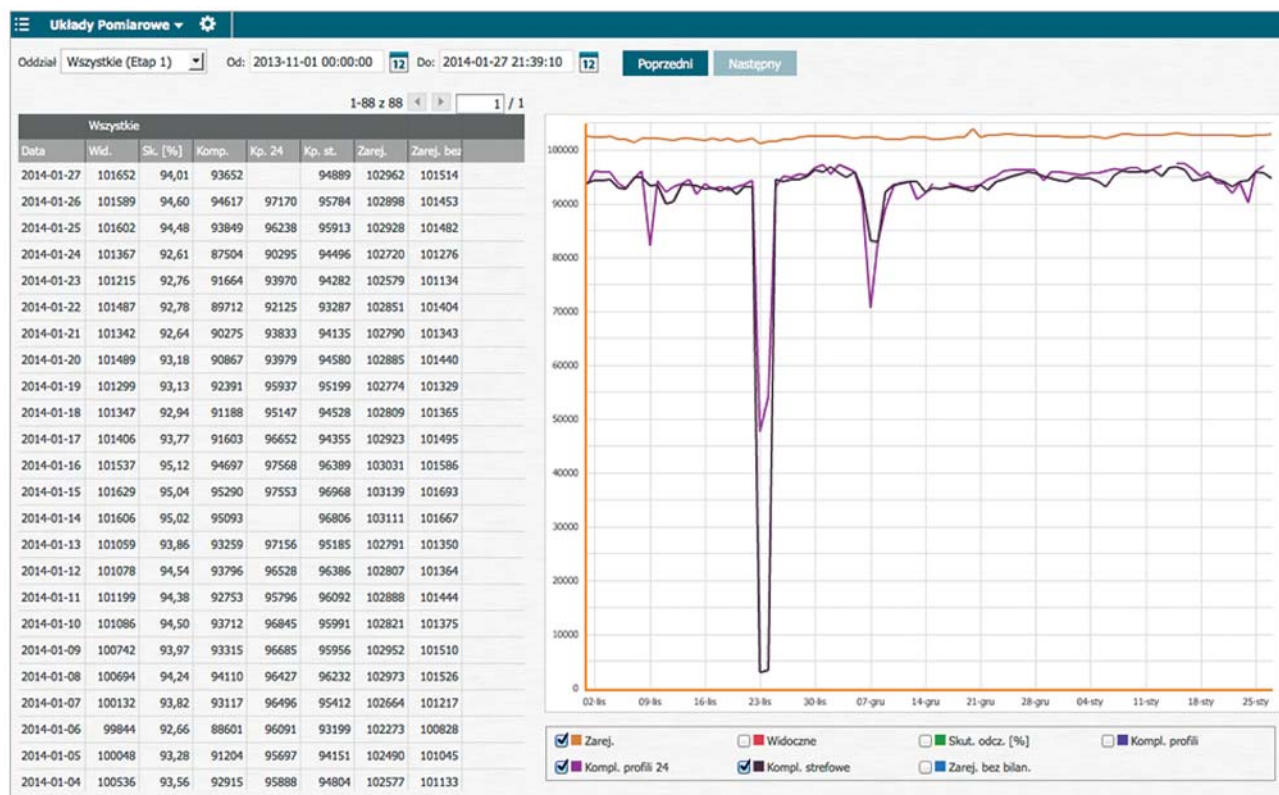
Niezależnie od tego w jaki sposób koncentratory zbierają dane z liczników (czy realizują schemat „4x6”, czy też inny), sposób ich obsługi przez system AMI jest identyczny. Ponieważ przyjęto, że gromadzone mają być dane zatrzaskiwane z granulacją 15-minutową system akwizycji jest zoptymalizowany na odczyt danych ze wszystkich koncentratorów co 15-minut. Stąd też typowy harmonogram odczytowy w systemie AMI zakłada pobieranie danych co 15 minut (w 5, 20, 35 i 50-tej minucie każdej godziny, 24 h/dobę, 7 dni w tygodniu). Pobierany może być np. następujący zestaw danych:

- energia czynna pobrana (A+)

- energia czynna pobrana w I strefie (A+T1)
- energia czynna pobrana w II strefie (A+T2)
- energia bierna kwadrant I (Ri+)
- energia bierna kwadrant IV (Rc-)

Oczywiście zapytanie o konkretną daną jest ponawiane tylko do czasu, kiedy nie zostanie ona pozyskana.

Do kontroli procesu akwizycji stosowane są zarówno mechanizmy cyklicznego raportowania wskaźników efektywności (realizowane przez kokpit w aplikacji AMI oraz poprzez rozsyłane codzienne raporty) jak i indywidualnie uruchamiane przez operatorów mechanizmy analizy danych poprzez tzw. walidatory kompletności bądź opóźnień.



Rysunek 8. Raport kompletności danych z kokpitu aplikacji AMI

Raport z kluczowych wskaźników efektywności

Data generacji: 2014-01-27 08:49:34

Autor: jaroslaw.weglinski

Nazwa raportu: Kalisz-Koszalin-Gdańsk

Przedział czasu: 2014-01-26 - 2014-01-26

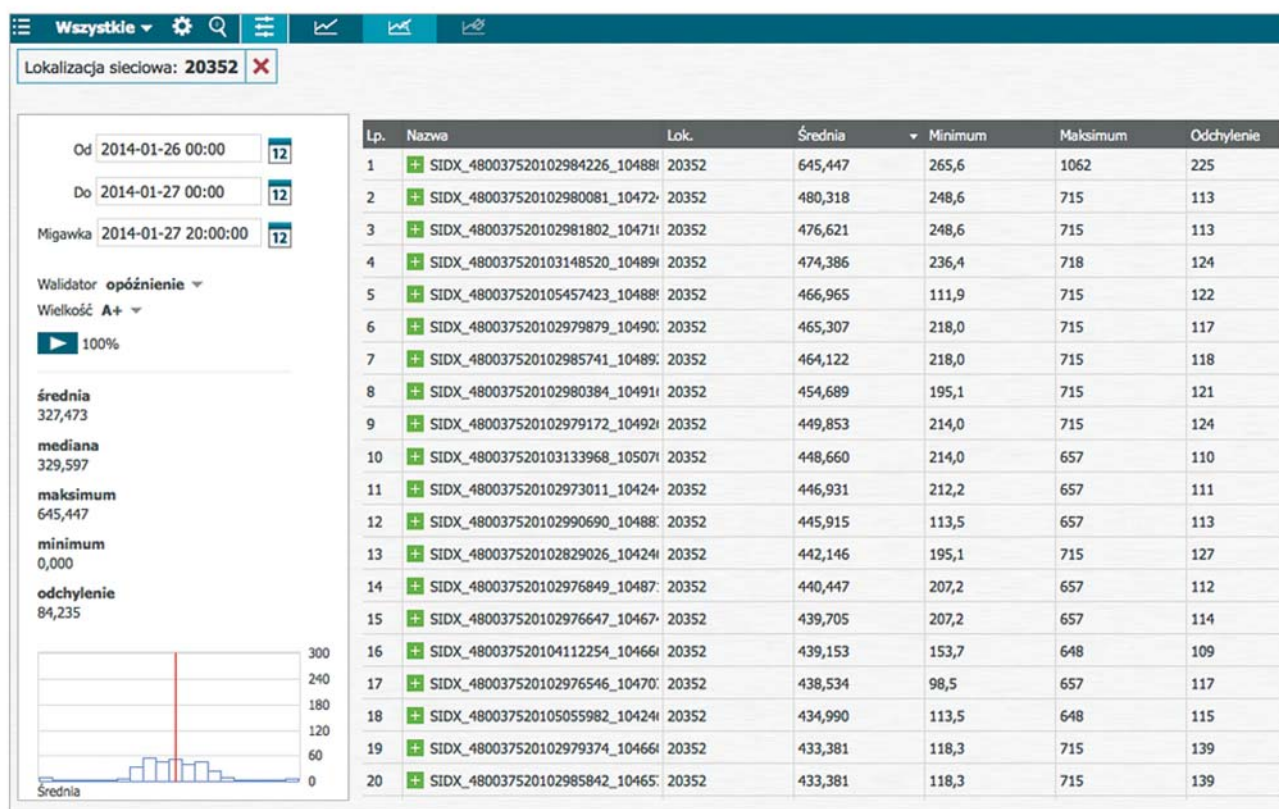
Czas akwizycji: 6:00



Oddział	KPI1	KPI1%	KPI7	KPI7%	KPI1/24	KPI1/24%	KPI1/96	KPI1/96%	KPI1/P	KPI1/P%	KPI7/24	KPI7/24%	KPI7/P	KPI7/P%
---------	------	-------	------	-------	---------	----------	---------	----------	--------	---------	---------	----------	--------	---------

Raport z dnia: 2014-01-26, etap 1, wg. topologii														
Gdańsk	26920	98	27110	99	26777	96	26606	95	26604	95	26719	96	26604	95
Kalisz	42981	92	45129	97	41999	89	41744	89	41743	89	41561	89	40865	87
Koszalin	24983	91	26420	96	24880	89	24843	88	24862	89	25959	92	25923	92
Podsumowanie	94884	93	98659	97	93656	91	93193	91	93209	91	94239	92	93392	91

Rysunek 9. Przykład raportu rozsyłanego automatycznie pocztą elektroniczną



Rysunek 11. Walidator opóźnienia

g. Automatyczna akwizycja danych pomiarowych z liczników wielkiego odbioru

System Converge został wdrożony w latach 2009–2010. Celem projektu było zautomatyzowanie i ujednolicenie akwizycji danych pomiarowych z liczników energii elektrycznej odbiorców przemysłowych. Obecnie odczytywanych jest ponad 27 tysięcy liczników odbiorców pracujących w grupach taryfowych A, B, C2x. System obsługuje również liczniki grupy C1x (głównie odbiorców którzy zmienili sprzedawcę) a także liczniki bilansujące oraz liczniki wytwórców. Dodatkowo, za pomocą systemu Converge pozyskiwane są dane z układów pomiarowych energii elektrycznej w punktach wymiany energii z PSE i innymi OSD, na wszystkich poziomach napięć. W systemie Converge wprowadzono jednolite zasady konfiguracji liczników. Dla poszczególnych typów liczników/odbiorców przygotowane są wzorcowe pliki konfiguracyjne. Nie zezwala się na indywidualną parametryzację liczników.

Do komunikacji z licznikami przemysłowymi wykorzystuje się głównie technologię GSM/GPRS. W niektórych przypadkach wykorzystywane są także bezpośrednie łącza teleinformatyczne (Ethernet). Rozwiązanie takie jest stosowane głównie dla największych odbiorców grupy taryfowej A oraz farm wiatrowych. Do transmisji danych wykorzystywane są protokoły DLMS/COSEM oraz IEC 62056–21.

System Converge przekazuje do systemu AMS dane pomiarowe pochodzące od odbiorców z grup taryfowych A, B, C2, wytwórców energii elektrycznej oraz dane z układów pomiarowych zainstalowanych na wszystkich poziomach napięć na sieci Energa-Operator SA.

AMS wspomaga procesy realizowane przez Energa-Operator SA w zakresie pozyskiwania, agregacji i udostępniania danych pomiarowych do OSP, OSD oraz uczestników Rynku Energii. W szczególności rola systemu AMS to wyznaczanie wartości energii rzeczywistej w miejscach jej dostarczania i bilansowania dla poszczególnych sprzedawców i podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe, jak również danych reprezentujących przepływy energii w sieci na obszarze Energa-Operator SA.

Dane przekazywane są codziennie:

- jako dane dobowo-godzinowe, zagregowane do Miejsc Dostarczania na potrzeby obszaru podstawowego i rozszerzonego Rynku Bilansującego, oraz
- jako profile dobowo-godzinowe dla poszczególnych PPE.

Dodatkowo, raz w miesiącu, dane z układów pomiarowych odbiorców grupy taryfowej A, B, C2 oraz źródeł wytwarzania są przekazywane jako wskazania układu pomiarowego w podziale na strefy, zgodnie z grupą taryfową.

Do systemów bilingowych przekazywane są dane konieczne do rozliczeń, raz na miesiąc z „zatrzaśnięcia” rejestrów rozliczeniowych o godzinie 00:00 każdego pierwszego dnia miesiąca. Dane przekazywane są w formacie plików XML. System wylicza z profilu energii 10 największych wartości Pmax, oraz przygotowuje pliki dla odbiorców, u których do rozliczeń stosuje się układy sumujące. Dane pomiarowe zarówno dobowo-godzinowe, jak i rozliczeniowe, przekazywane są do systemu AMI.

Podstawą różnicą w sposobie pozyskiwania danych, jaka występuje pomiędzy akwizycją danych pomiarowych dla odbiorców przemysłowych i komunalnych polega na tym, że transmisja danych dla liczników przemysłowych odbywa się za pośrednictwem sieci telefonii komórkowej, bezpośrednio bez wykorzystania koncentratorów. Dla liczników komunalnych transmisja danych odbywa się przy wykorzystaniu technologii PLC, nie stosowanej obecnie dla liczników przemysłowych. Jednocześnie dla liczników przemysłowych nie ma możliwości zarządzania ogranicznikiem mocy czy też wyłączeniem/załączeniem odbiorcy. Funkcjonalności te występują tylko dla liczników komunalnych.

Natomiast zakres danych przekazywanych przez liczniki przemysłowe jest szerszy niż dla odbiorców komunalnych. Wynika to z potrzeb rozliczeniowych. Przekazywane są dane dotyczące zarówno energii czynnej jak i biernej. Tylko u odbiorców przemysłowych stosowane jest rozliczenie strat na podstawie wskazań rejestrów strat.

Do końca roku 2015 akwizycja danych pomiarowych z liczników przemysłowych zostanie przejęta przez system AMI. Po przeprowadzonej analizie, doszliśmy do wniosku, że jest ekonomicznie nieuzasadnione utrzymywanie dwóch systemów do kolekcji danych pomiarowych.

System AMI przejmie wszystkie funkcjonalności wykorzystywane obecnie w systemie Converge. Jednocześnie rozszerzone zostaną możliwości raportowe i walidacyjne.

Pojawią się funkcjonalności związane z możliwością estymacji, pozwalające na uzupełnienia brakujących danych w profilach dobowo-godzinowych, bazujące na indywidualnych profilach odbiorców.

Dane pomiarowe z liczników przemysłowych będą przekazywane do systemu AMS poprzez interfejs, który już jest eksploatowany. Również do systemów bilingowych, do przekazywania danych, zostaną wykorzystane obecnie wykorzystywane interfejsy.

2. Integracja systemu AMI z innymi systemami

a. Interfejsy do systemów bilingowych

Celem udostępniania danych pomiarowych do systemów bilingowych jest zapewnienie wiarygodnych rozliczeń z klientem za zużytą energię elektryczną w oparciu o wysokiej jakości dane pomiarowe, pozyskiwane z liczników energii przez system AMI w sposób całkowicie zautomatyzowany.

Systemom bilingowym są udostępniane dane pomiarowe klientów, do których dany system bilingowy jest upoważniony, tzn. system bilingowy reprezentuje Sprzedawcę, który w danym okresie jest Sprzedawcą danego klienta, reprezentowanego w systemie AMI przez PPE (Punkt Poboru Energii).

Dane pomiarowe są udostępniane systemom bilingowym na podstawie złożonego przez nie zapytania. Zapytanie może przybrać postać jednorazowego żądania lub ciągłej subskrypcji.

Zapytania o dane ze strony systemu bilingowego, zanim zostaną przetworzone przez system AMI, są weryfikowane pod kątem poprawności istnienia obiektów, w kontekście których oczekiwane jest przekazanie danych pomiarowych (przede

wszystkim istnienie PPE i numeru seryjnego licznika skojarzonego z danym PPE). W samej bazie systemu AMI są na bieżąco realizowane procesy walidacji danych, nie ma zatem konieczności realizacji kolejnej walidacji w momencie przekazywania danych do innych systemów.

Należy dodać, że dane przekazywane w odpowiedzi na subskrypcje, przechowują tzw. kontekst (system AMI „pamięta” które dane przekazał systemowi zewnętrznemu). W takiej sytuacji jeśli w późniejszym czasie nastąpi modyfikacja danych pomiarowych już przekazanych (czy to pojawi się nowa wersja danych, czy zostanie ręcznie wprowadzone korekta), system AMI automatycznie przygotuje i przekaże do systemu bilingowego korektę danych pomiarowych. W zależności od konstrukcji zapytania o dane ze strony systemu bilingowego, system AMI może przekazać dane rzeczywiste (jeśli je posiada) lub je wyestymować.

Dla wszystkich systemów bilingowych został w AMI przygotowany jeden spójny zestaw mechanizmów (metod), które mogą być przez nie wykorzystywane. Do wymiany informacji przygotowane zostały Web-Services w komunikacji synchronicznej.

Głównym mechanizmem do pozyskiwania danych pomiarowych służących do rozliczeń z klientem jest metoda subskrypcji. System bilingowy wysyła żądanie założenia subskrypcji na dany PPE w zadanym przedziale czasu. System AMI jest zobowiązany do pozyskania w zadanym czasie danych pomiarowych i na koniec okresu subskrypcji przekazuje dane do systemu bilingowego.

Drugą metodą przygotowaną do pobierania danych pomiarowych na żądanie w danym momencie, jest synchroniczna metoda, poprzez którą system bilingowy może pozyskać z AMI dane pomiarowe na konkretny dzień, bez konieczności zakładania subskrypcji.

b. Interfejs do systemów obsługi rynku energii

Energa-Operator SA, jako Operator Systemu Dystrybucyjnego na Rynku Energii występuje w dwóch rolach: jako uczestnik Rynku Bilansującego oraz jako podmiot uczestniczący w administrowaniu Rynkiem Bilansującym w zakresie obsługi Jednostek Grafikowych. Na jednostki te składają się Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego z obszaru zarządzanej sieci.

W zakresie udziału Energa-Operator SA w administrowaniu Rynkiem Bilansującym realizowane są zadania dotyczące konfigurowania struktury podmiotowej i obiektowej rynku oraz wyznaczenie i przekazywanie do OSP (Operator Systemu Przesyłowego) ilości dostaw energii dla potrzeb rozliczeń na Rynku Bilansującym oraz danych pomiarowych dla podmiotów uczestniczących w Rynku Energii.

Sprawne wykonywanie wyżej wymienionych zadań umożliwia realizację umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez Sprzedawców energii elektrycznej z podmiotami przyłączonymi do sieci Energa-Operator SA. Przyczynia się do tego również budowa i eksploatacja infrastruktury technicznej i informatycznej służącej do pozyskiwania i transmisji danych pomiarowych oraz zarządzania nimi.

Istotnym elementem systemu inteligentnego opomiarowania stała się konieczność budowy interfejsów pomiędzy systemem AMI, jako centralnej aplikacji pozyskującej dane z liczników a systemami zarządzającymi Rynkiem Energii. Służą one do zarządzania uczestnikami rynku energii oraz danymi pomiarowymi Uczestników Rynku Energii, pozwalają na agregację i przyporządkowanie ilości dostaw energii dotyczących Uczestników Rynku Detalicznego do poszczególnych Uczestników Rynku Bilansującego. Uczestnicy Rynku Bilansującego pełnią dla Uczestników Rynku Detalicznego funkcję Podmiotu Odpowiedzialnego za Bilansowanie Handlowe na Rynku Bilansującym.

Budowa interfejsów z systemu AMI do systemów Rynku Energii ma na celu realizację następujących procesów:

Proces Zmiany Sprzedawcy

Proces inicjowany jest przez system CSS (CSS – System składający się z Platformy Wymiany informacji ze Sprzedawcami oraz centralnego repozytorium danych o Sprzedawcach). Z systemu CSS wysyłane jest zapytanie do aplikacji AMI o konfigurację Punktów Poboru Energii (nr PPE, nr licznika, typ licznika, taryfa, mnożna, nr przyłącza, profil energii, straty, kierunek strat) zmieniającego sprzedawcę. Następnie sprawdzana jest poprawność konfiguracji otrzymanej z systemu AMI.

W przypadku błędu w konfiguracji odpowiednie komórki Energa-Operator SA podejmują działania w celu poprawy błędu i ponawiany jest proces inicjacji ze strony systemu CSS.

Informacja z systemu CSS do AMI o zmianie sprzedawcy dla danego PPE przekazywana jest po zakończeniu całego procesu zmiany sprzedawcy.

Informacja o powiązaniu z nowym sprzedawcą i okresie obowiązywania nowej umowy sprzedaży zostaje uaktualniona w PPE przy zachowaniu całej historii powiązań z poprzednimi sprzedawcami.

Udostępnianie danych pomiarowych do Systemu AMS na potrzeby wyznaczenia i przekazania do OSP danych o ilości dostaw energii dla potrzeb rozliczeń na Rynku Bilansującym oraz danych pomiarowych podmiotom uczestniczącym w Rynku Energii (CMS – *Automated Measurement System* – system zapewnia kompleksową obsługę danych pomiarowych odbiorców. Umożliwia zarządzanie pozyskiwaniem, przechowywaniem oraz przetwarzaniem i analizowaniem danych pomiarowych).

Interfejs AMI-CMS umożliwia udostępnianie danych pomiarowych do systemu AMS w celu.

- Wyznaczenia ilości dostaw energii dla poszczególnych Uczestników Rynku Detalicznego,
- Przekazywania danych pomiarowych dotyczących ilości dostaw energii poszczególnych Uczestników Rynku Detalicznego do ich Sprzedawców lub Uczestników Rynku Bilansującego,
- Agregacji i przyporządkowania ilości dostaw energii dotyczących Uczestników Rynku Detalicznego do poszczególnych MB poszczególnych Uczestników Rynku Bilansującego, pełniących dla tych Uczestników Rynku Detalicznego funkcje Podmiotu Odpowiedzialnego za Bilansowanie Handlowe na Rynku Bilansującym,
- Przekazywanie do Operatora Sieci Przesyłowej danych dotyczących ilości dostaw energii dla poszczególnych Miejsc Bilansowania poszczególnych Uczestników Rynku Bilansującego;

Wraz z informacją z CSS o zmianie sprzedawcy, AMI udostępnia do AMS dane konfiguracyjne PPE (dzień przed zmianą sprzedawcy, tak aby udostępnić ostatnią aktualną konfigurację PPE i uniknąć zmian przed datą zmiany sprzedawcy) oraz dane rozliczeniowe i profilowe od daty zmiany sprzedawcy.

Jeżeli data zmiany sprzedawcy jest wcześniejsza od daty bieżącej to AMI udostępnia historyczne dane rozliczeniowe oraz profilowe od dnia zmiany sprzedawcy.

System AMS nie wysyła zapytań o dane pomiarowe, dane udostępnia AMI dla PPE, które ma założoną subskrypcję i aktualnie dodane jest do eksportu. AMI automatycznie udostępnia również dane, które uległy zmianie (korekty, walidacje, substytucja).

AMI przekazuje dane profilowe zagregowane do 60 minut. W przypadku danych rozliczeniowych przesyłany jest z AMI status danej (zerowanie, wymiana licznika, odczyt rzeczywisty, odczyt szacunkowy). Dane udostępniane są systemowi CMS. W przypadku późniejszych zmian dokonywanych na udostępnionych danych, do Systemu AMS wysyłane są aktualne dane. Praca interfejsu ma pozwolić na udostępnianie danych najpóźniej do godziny 6:00 po okresie rozliczeniowym. Jest to ważne dla tych sprzedawców, którzy działają na Rynku Energii i zgłaszają swoje zapotrzebowanie w formie grafików dobowo-godzinowych, a wolumen energii w godzinie opierają na opublikowanych danych pomiarowych za poprzednią dobę.

Udostępnianie informacji o danych technicznych układu pomiarowego w celu prawidłowej konfiguracji w systemie CMS.

Proces umożliwia udostępnianie danych o układzie pomiarowym do systemu CMS. W ramach tego procesu przekazywane są informacje o zmianach w konfiguracji liczników w danym PPE takie jak np. zmiana taryfy, zmiana mnożnej, zmiana nr licznika, zmiana typu licznika, zmiana strat oraz rzeczywiste daty zmian.

Zmiany konfiguracji z AMI do AMS powinny być przekazywane na bieżąco, zaraz po aktualizacji danych w systemie AMI.

c. Interfejs do systemu obsługi danych od obiorców przemysłowych

Celem budowy interfejsu pomiędzy systemem AMI oraz systemem akwizycji danych pomiarowych z liczników przemysłowych – Converge, było pozyskanie wszystkich danych pomiarowych do jednej, centralnej bazy danych i tym samym uproszczenie obowiązujących w firmie procesów biznesowych oraz obniżenie kosztów integracji i utrzymania systemów informatycznych.

Interfejs pomiędzy systemami Converge oraz AMI został zbudowany w technologii WebServices. Jest to sprawdzone, standardowe rozwiązanie, powszechnie stosowane na rynku. Interfejs umożliwia pozyskanie danych pomiarowych bezpośrednio po ich pobraniu z liczników przez system Converge, niemniej w tym obszarze występują pewne ograniczenia, związane z tym, w jaki sposób system Converge pobiera dane pomiarowe z liczników. Obecnie automatyczny odczyt danych z liczników realizowany jest w godzinach 00:00–05:00 oraz 18:00–23:00. W przypadku nie pobrania danych, następują automatyczne ponowienia transmisji danych z liczników z których dane nie zostały pozyskane w sesji podstawowej. Ponowienia są realizowane w godzinach 05:00–07:00.

Komunikacja pomiędzy systemami Converge i AMI jest oparta o żądania. Metoda wywoływana jako żądanie działa w trybie synchronicznym, tzn. dane przekazywane są do systemu wywołującego metodę, jako struktura danych generowana w wyniku jej działania.

Dane pobierane z systemu Converge są poddawane takim samym procedurom walidacji jak w przypadku wszystkich innych danych pomiarowych. Jeżeli system AMI stwierdzi, że dane pozyskane z Systemu Converge są błędne, utworzy odpowiednie zdarzenie, które operator systemu będzie musiał w odpowiedni sposób obsłużyć.

d. Planowany interfejs do Operatora Informacji Pomiarowej

Wdrożony w Energa-Operator SA system informatyczny AMI w prosty sposób może obsługiwać wiele interfejsów do systemów, dla których jest niezbędne dostarczenie danych pomiarowych. Jedną z możliwości jest budowa interfejsu do planowanego Operatora Informacji Pomiarowej. Ze względu na brak kierunkowej decyzji, dotyczącej wdrożenia OIP w Polsce, nie realizowaliśmy praktycznych działań związanych z przygotowaniem tego interfejsu, niemniej na bazie naszych dotychczasowych doświadczeń, jesteśmy gotowi do współpracy przy przygotowaniu założeń dotyczących tego interfejsu oraz praktycznym przetestowaniu jego funkcjonowania. Zakładamy, że integracja z OIP będzie wymagała jedynie doszczegółowienia zakresu przekazywanych danych, bez konieczności wprowadzania w systemie istotnych zmian.

3. Zakres prac zrealizowanych w obszarze telekomunikacji

Bardzo ważnym elementem składowym infrastruktury systemu Inteligentnego Opomiarowania są łącza telekomunikacyjne pozwalające na przesyłanie informacji pomiędzy centralnym systemem aplikacyjnym AMI oraz koncentratorami danych pomiarowych, które obsługują liczniki energii. Na rynku dostępnych jest bardzo wiele rozwiązań możliwych do zastosowania w tym obszarze. Mając jednak na uwadze fakt, że koncentratory danych pomiarowych są instalowane w różnych, specyficznych miejscach wynikających z lokalizacji stacji Sn/nN, wybór techniki komunikacyjnej nie jest taki oczywisty. Przy doborze techniki komunikacji należy uwzględnić, że koncentratory danych pomiarowych mogą być zainstalowane w różnych miejscach, takich jak np.: wolnostojące budynki w centrach dużych osiedli mieszkaniowych, pomieszczenia w podziemiach bloków, obiekty na obrzeżach miast i wsi, obiekty w niezaludnionych okolicach, gdzie z powodu warunków atmosferycznych często nie ma dojazdu. Dobierając technikę komunikacji trzeba zwrócić uwagę na możliwość jej zastosowania dla różnych specyficznych lokalizacji, w których są instalowane koncentratory danych. Oczywiście bardzo istotne są również zagadnienia związane z zapewnieniem konkurencyjności dostawców łączy telekomunikacyjnych oraz ekonomia całego przedsięwzięcia.

Najważniejsze założenia dotyczące sieci telekomunikacyjnej TAN B (*Technical Area Network w strefie B*).

W związku z tym, że sieć TAN B jest głównym składnikiem Strefy B należącej do projektu AMI, większość wymagań oraz założeń przyjętych do jej budowy, bierze swój początek w założeniach projektu AMI. W drugiej kolejności, do założeń dodano elementy wynikające z dobrych praktyk w zakresie budowania systemów telekomunikacyjnych i informatycznych oraz standardów przyjętych do stosowania w Energa-Operator SA.

Wymagania ogólne dla sieci TAN B:

- komunikacja w warstwie IP musi być realizowana z wykorzystaniem standardowego protokołu TCP/IP,
- punkt styku między urządzeniami w sieci TAN B (Strefa B), a innymi urządzeniami w pozostałych strefach A i C musi być zrealizowany z wykorzystaniem standardowego interfejsu Ethernet,
- technika stosowana do realizacji łączy TAN B musi spełniać wymaganie minimalnej przepływności mierzonej w warstwie aplikacji: 64 kb/s.,
- technika stosowana do realizacji łączy TAN B musi umożliwiać swobodny dostęp do kanału komunikacji w dowolnym momencie,
- średnia dostępność łączy TAN B musi spełniać minimalną wartość SLA na poziomie 80% rozumiane jako spełnienie wymagania na dostępność kanału komunikacyjnego i przepływność 64kb/s dla 76 z 96 piętnastominutowych cykli pomiarowych w ciągu doby.

W ramach przygotowania inwestycji, rozpatrywano kilka podstawowych technik komunikacji:

WiMAX

Na podstawie założeń dla dwukierunkowej sieci transmisji danych i analizy możliwości technicznych zakwalifikowano do wdrożenia technikę WiMAX. Z tego tytułu zawarto umowę ramową na wykonanie Infrastruktury telekomunikacyjnej w technice WiMAX (równoległe do umowy ramowej na PLC MV), niestety przy złożonych ofertach wdrożenie tej techniki okazało się zbyt kosztowne, stąd finalnie nie zawarto umowy wykonawczej. Ze względów ekonomicznych zastała podjęta decyzja o zawieszeniu prac mających na celu wprowadzenie do stosowania techniki WiMAX.

PLC MV

W Etapie I projektu AMI w obszarze instalacyjnym Kalisz i Półwysep Helski/Władysławowo, do budowy sieci TAN B pierwotnie zakładano możliwość wykorzystania łączy w technice PLC MV.

Pomimo wielu teoretycznych zalet tej techniki w praktyce okazało się, że technika ta nie została pomyślnie wdrożona, a instalacja pilotażowa nie pozwoliła na uzyskanie podstawowego celu postawionego przez projekt AMI dla sieci TAN B:

- budowa łączy o minimalnej przepływności 64kb/s,
- swobodny dostęp do kanału komunikacyjnego w dowolnym czasie.

Podczas testów techniki PLC MV, zebrano jednak szereg ważnych doświadczeń, które zostały uwzględnione przy ocenie i doborze kolejnych technik komunikacyjnych.

Podsumowując przeprowadzone testy i uwzględniając wszystkie aspekty związane z wdrożeniem tej techniki w ocenie Energa-Operator SA można powiedzieć, że ma następujące cechy:

- nie pozwala spełnić wymagań SLA określonych w umowie: przepływność, zarówno ta zmierzona w testach realizowanych przez Energa-Operator SA jak i ta zmierzona samodzielnie przez dostawcę, nie przekracza wartości 20 kb/s i dla wszystkich badanych łączy była poniżej wartości 64 kb/s (zapisanej w Umowie jako minimalne wymaganie),
- jest niskiej jakości: na łącach rejestrowano utraty lub duże opóźnienia pakietów. Dostępność łączy okresowo wynosiła 0 procent, co wynikało z dużej wrażliwości na zakłócenia w sieci energetycznej i równoległą komunikację prowadzoną na kilku łącach jednocześnie,
- nie pozwala na dostęp do medium komunikacyjnego w dowolnym czasie: technika PLC MV wymuszała sposób realizacji akwizycji pomiarów z wykorzystaniem specjalnych algorytmów szeregowych (seryjne odczyty koncentratorów jeden po drugim), co oznaczało, że wybrane łącze miało ustalony harmonogram swojej dostępności dla poszczególnych koncentratorów danych pomiarowych,
- wpływa na wybór protokołów transmisji pomiarów: w miarę dobra jakość komunikacji jest przy zastosowaniu protokołów opartych o dane tekstowe np. XML, ale w przypadku protokołów binarnych ze względu na stosowaną kompresję danych transfer spada do pojedynczych kb/s.
- jest mało elastyczna przy implementacji: konieczność dokładnego projektowania infrastruktury przed uruchomieniem łączy, (na podstawie topologii sieci energetycznej, typu kabli, muf, odległości między stacjami, parametrów impedancyjnych linii, ilości i charakteru zakłóceń, ilości odbiorców, itp.) ,
- jest bardzo wrażliwa na zmiany w środowisku pracy: przełączenia w sieci energetycznej S_n , zakłócenia od urządzeń podłączonych do sieci energetycznej lub indukujących się w sieci, dodatkowe pakiety IP od systemów monitorowania infrastruktury IT powodują, że łącza działają niestabilnie lub przestają działać,
- jest wrażliwa na upływ czasu: z upływem czasu sieć energetyczna się starzeje i zmieniają się jej parametry impedancyjne, dodatkowo sieć „żyje” i wszystkie modernizacje np. montaż przekładników napięcia, powodują zmianę impedancji linii. Zmiana parametrów powoduje zakłócenia lub całkowity brak komunikacji PLC MV i konieczność wyjazdu w teren, w celu rekonfiguracji urządzeń PLC MV lub dodania sprzęgaczy pojemnościowych lub indukcyjnych na linii S_n ,
- wpływa na obniżenie wskaźników SAIDI i SAIFI: montaż każdego łączy wiąże się z koniecznością wyłączenia stacji S_n/nN , dłuższego niż dla innych technik, czasami nawet dwukrotnie, gdy trzeba doinstalować dodatkowy sprzęgacz na sieci S_n , jest absorbująca dla służb Energa-Operator SA: konieczność bardzo dokładnych inwentaryzacji infrastruktury energetycznej, skomplikowane instalacje sprzęgaczy na sieci S_n , częste asysty dla zewnętrznych specjalistów przy rekonfiguracjach i naprawach modemów.

W wyniku przeprowadzonych prac, została podjęta decyzja, że na obecnym etapie technika PLC MV nie będzie stosowana we wdrożeniu. Należy jednocześnie podkreślić, że opisane powyżej wnioski dotyczą konkretnego rozwiązania, konkretnego producenta. Nie jest wykluczone, że przy pomocy innych rozwiązań byłoby możliwe osiągnięcie oczekiwanych parametrów technicznych.

3GPP/CDMA

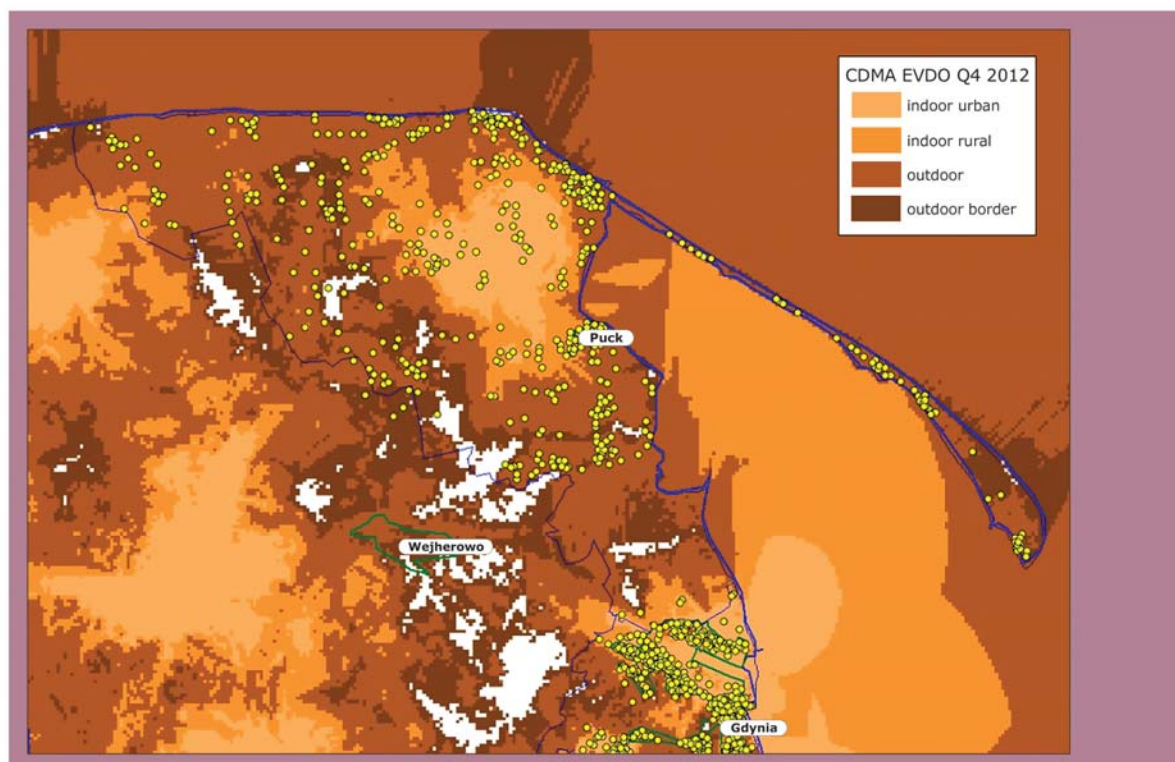
Równolegle z testami techniki PLC MV było prowadzone pilotażowe wdrożenie techniki 3GPP/CDMA realizowane w oparciu o sieć komórkową firmy Polkomtel Sp. z o.o.. Testy były prowadzone w dwóch obszarach: Drawsko Pomorskie i Kalisz, które charakteryzowały się różnym ukształtowaniem terenu, stopniem zurbanizowania i zagęszczeniem stacji SN.

Decyzja o rozpoczęciu testów techniki 3GPP/CDMA została podjęta po stwierdzeniu problemów z możliwością stosowania łączy PLC MV. Należy podkreślić, że zastosowanie różnych technik komunikacyjnych było możliwe dzięki zastosowaniu otwartej architektury całego systemu AML oraz wykorzystaniu standardowych interfejsów komunikacyjnych pomiędzy poszczególnymi warstwami rozwiązania.

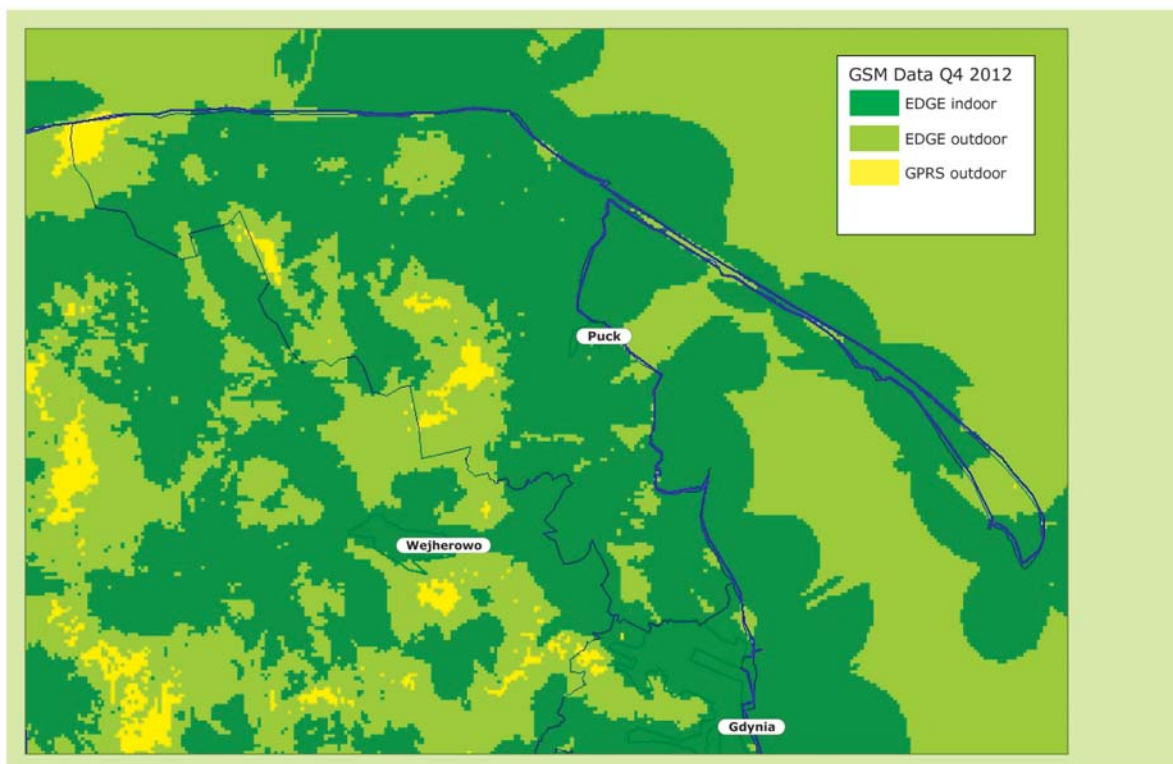
Przeprowadzone testy potwierdziły, że wykorzystanie rozwiązania komunikacyjnego integrującego różne techniki komórkowe w standardach 3GPP i CDMA, pozwala na uzyskanie wielu pozytywnych cech całego rozwiązania komunikacyjnego:

- pokrycie 100% lokalizacji zasięgiem przynajmniej jednej z technik komunikacyjnych, dzięki zachodzeniu na siebie zasięgów poszczególnych sieci,
- dobre pokrycie zasięgiem radiowym wewnątrz zróżnicowanych obiektów Energa-Operator SA, dzięki zróżnicowanym częstotliwościom i modulacjom w poszczególnych technikach, zapewniającym wymagany stopień propagacji sygnału radiowego do wnętrza obiektów,
- duża pojemność połączonych sieci komórkowych, pozwalająca obsłużyć wiele modemów telekomunikacyjnych komunikujących się jednocześnie,
- redundancja technik transmisji i automatyczne przełączenie kanałów radiowych podnosi poziom oferowanego SLA dla łączy end-to-end,
- niezależność 4 sieci komórkowych GSM900/1800, UMTS2100, UMTS900, CDMA420 zapewnia redundancję podczas awarii infrastruktury operatora komórkowego,
- zestandaryzowane urządzenie z uniwersalnymi typami anten (2 sztuki) pozwala na przygotowanie prostych i powtarzalnych procedur montażu, co skraca czas wdrożenia sieci TAN B i obniża koszty,
- brak ingerencji w infrastrukturę energetyczną podczas instalacji urządzeń telekomunikacyjnych, nie powoduje obniżania wskaźników SAIDI i SAIFI.

Poniżej i na kolejnej stronie przedstawiono mapy z zasięgiem poszczególnych sieci UMTS i CDMA oraz technik komunikacyjnych dla obszaru Gdańska. Na mapach zaznaczono punktami lokalizacje stacji Sn Energa-Operator SA. Na załączonych mapach widać, że poszczególne sieci komórkowe uzupełniają się zasięgiem.



Rysunek 12. Zasięg CDMA EVDO w obszarze lokalizacji modemów 3GPP/CDMA na terenie Oddziału Gdańsk



Rysunek 13. Zasięg GSM/EDGE/GPRS w obszarze lokalizacji modemów 3GPP/CDMA, teren Oddziału Gdańsk



Rysunek 14. Zasięg UMTS/HSPA/WCDMA 900 w obszarze lokalizacji modemów 3GPP/CDMA na terenie Oddziału Gdańsk

Wybór podstawowej techniki komunikacji: 3GPP/CDMA

Pozytywne cechy techniki 3GPP/CDMA opisane we wcześniejszym punkcie, dobre doświadczenia z procesu wdrożeniowego prowadzonego na obszarze pilotażowym oraz fakt skutecznego skomunikowania ponad 97% procent zakładanych w pilotażu lokalizacji, zadecydował o wyborze techniki 3GPP/CDMA, jako techniki podstawowej przy realizacji Etapu I wdrożenia AMI.

Na podstawie przeprowadzonego nieograniczonego przetargu publicznego, wyłoniono firmę Polkomtel Sp. z o.o. jako dostawcę techniki 3GPP/CDMA do realizacji 30 tys. łączy w technice dwuzakresowej 3GPP/CDMA.

Alternatywne techniki komunikacyjne

Równolegle do wdrożenia komercyjnego łączy w technice podstawowej 3GPP/CDMA trwają testy alternatywnych technik komunikacyjnych, które mogłyby być stosowane równolegle do techniki podstawowej. Celem takiego działania jest zapewnienie konkurencyjności pomiędzy dostawcami w obszarze zapewnienia usług transmisji danych do stacji Sn/nN.

Przy wyborze technik do testów oraz podczas procesu oceny danej techniki, wykorzystywane są zarówno twarde miary określone w projekcie AMI: przepływność, dostępność, zasięg stosowania, parametry SLA jak również miary miękkie: łatwość instalacji, powtarzalność procedur, poziom ingerencji w infrastrukturę energetyczną, wpływ na wskaźniki SAIDI i SAIFI.

Wśród analizowanych alternatywnych technik komunikacji uwzględniono dotychczas:

- Technikę PLC MV BPL (Mikronika),
- White Space Radio (Emitel),
- Tropos (ABB),
- Sieć WiMax w modelu operatorskim (Netia, T-Mobile, IKSIA),
- Łączy telewizji kablowej (Multimedia),
- Łączy DSL (Neostarda TP),
- Łączy satelitarne,
- Sieć LTE (Plus),
- Sieć 3GPP operatorów T-Mobile i Orange,
- Sieć CDMA Orange,
- Multi IMSI i dostęp do sieci wszystkich operatorów.

Zakres wdrożenia infrastruktury telekomunikacyjnej w ramach Etapu I

W ramach Etapu I zainstalowano, skomunikowano, ustabilizowano i przekazano do eksploatacji około 1500 łączy 3GPP/CDMA.

Na potrzeby komunikacji z Urządzeniami Końcowymi (modemami) pracującymi jednocześnie w dwóch technikach 3GPP i CDMA, we współpracy z dostawcą usługi telekomunikacyjnej zostały uruchomione dwa dedykowane APN'y (*Access Point Name*):

- CDMA do obsługi technik 1x oraz EVDO pracujących w paśmie 420MHz,
- 3GPP do obsługi technik GPRS/EDGE w paśmie 900/1800MHz, UMTS 2100MHz oraz HSPA 900MHz.

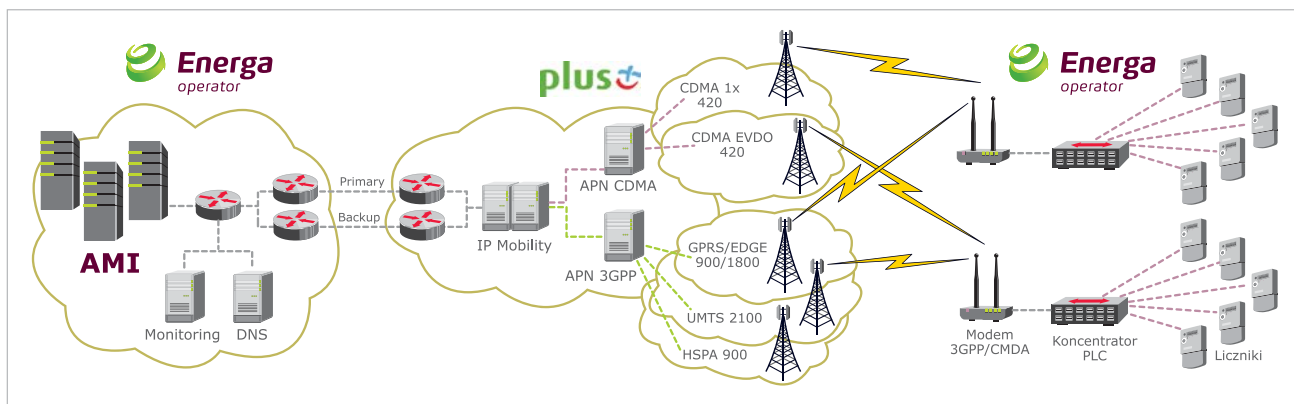
Zakończenie tuneli GRE (*Generic Routing Encapsulation*) każdego z APN'ów CDMA i 3GPP realizowane jest na dedykowanych serwerach IP Mobility, odpowiedzialnych za agregację ruchu IP z obu sieci CDMA i 3GPP oraz przełączanie tuneli komunikacyjnych w sposób niezauważalny dla użytkownika końcowego, bez zrywania sesji PPP. Serwer IP Mobility odpowiedzialny jest również za wirtualizację adresów IP i pomimo różnych adresów fizycznych w każdym z APN, modemy dla systemu AMI zawsze są widoczne pod statyczną, niezmienną adresacją IP.

Dane z serwera IP Mobility są transmitowane poprzez kolejny tunel GRE, który jest zakończony na routerach w Energa-Operator SA w dwóch lokalizacjach: w Gdańsku i Kaliszu. Połączenie między infrastrukturami sieci LAN/WAN operatora komórkowego POLKOMTEL oraz Energa-Operator SA jest zrealizowane z wykorzystaniem łączy podstawowego i zapasowego.

W sieci LAN/WAN E uruchomiono dodatkowe serwisy:

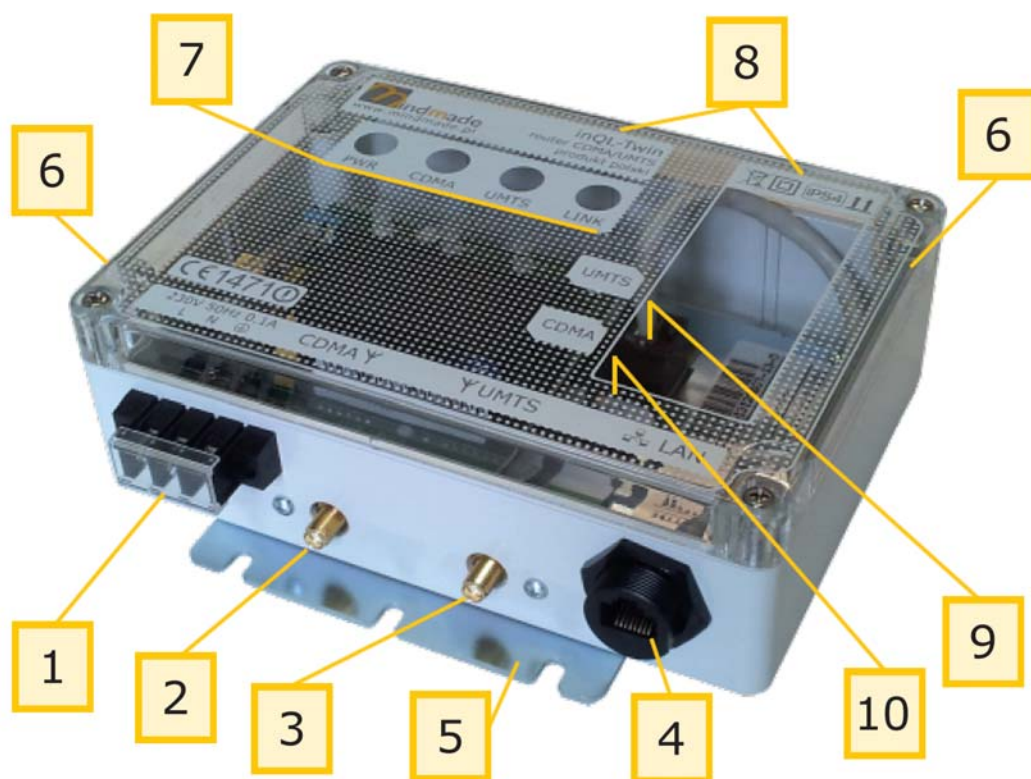
- DNS do obsługi komunikacji między systemem AMI a koncentratorami z wykorzystaniem nazw domenowych,
- MONITORING do zdalnego badania dostępności i jakości działania modemów 3GPP/CDMA z wykorzystaniem protokołu SNMP.

W przygotowanej infrastrukturze sieci TAN B przewidziano również dodatkowy APN 3GPP na potrzeby komunikacji z licznikami komunalnymi za pośrednictwem modemów 3GPP podłączonych do liczników AMI za pośrednictwem interfejsu USB licznika. Jest to rozwiązanie, które stanowi alternatywę dla komunikacji względem PLC LV.



Rysunek 15. Architektura infrastruktury telekomunikacyjnej

Wielosystemowy modem telekomunikacyjny 3GPP / CDMA



Rysunek 16. Wygląd i rozmieszczenie elementów modemu 3GPP/CDMA

1. Gniazdo zasilania urządzenia – AC 230V 50Hz 1A /od lewej L, N, 0/
2. Gniazdo do podłączenia anteny CDMA
3. Gniazdo do podłączenia anteny UMTS
4. Gniazdo Ethernet (LAN)
5. Płyta umożliwiającą montaż urządzenia w szafie automatyki
6. Plomby gwarancyjne producenta urządzenia
7. Diody sygnalizacyjne
8. Informacje o urządzeniu
9. Karta SIM dla UMTS – wewnątrz pod pokrywą urządzenia
10. Karta RUIM dla CDMA – wewnątrz pod pokrywą urządzenia

Anteny do modemów 3GPP/CDMA

Wraz z modemami 3GPP/CDMA w ramach pilotażu techniki 3GPP/CDMA w obszarze instalacyjnym Drawsko Pomorskie i Kalisz został dostarczony komplet anten wewnętrznych (do wzmocnienia sygnału 3GPP oraz CDMA).



Rysunek 17. Anteny wewnętrzne UMTS i CDMA

Z uwagi na różnorodność typów eksploatowanych stacji S_n/nN (np. bunkrowe, podziemne, słupowe), na których były instalowane modemy 3GPP/CDMA, takie rozwiązanie okazało się nie wystarczające. Napotkano problemy z propagacją sygnału radiowego (tłumienie sygnału w stajach wewnątrzowych). Niektóre stacje wymagały instalacji anten kierunkowych.



Rysunek 18. Anteny kierunkowe

Z uwagi na konieczność wyłączania zasilania stacji oraz wykorzystywanie specjalistycznych ekip i sprzętu, instalacja anten kierunkowych na obiektach stacji S_n/nN okazała się procesem bardzo kłopotliwym i kosztownym. Pomimo tego, że instalacja anteny przynosiła oczekiwany skutek, to czas, koszt oraz trudności z tym związane spowodowały, że rozpoczęto poszukiwania rozwiązania alternatywnego.

Podczas badań przeprowadzonych wspólnie z Instytutem Łączności, pomiary zakłóceń pokazały, że bardzo duży wpływ na tłumienie sygnału radiowego dla anten wewnątrz skrzynki pomiarowej ma bliskość koncentratora danych pomiarowych. Wyniesienie anten poza plastikową skrzynkę licznikową może spowodować kilkukrotną poprawę poziomu odbieranego sygnału. Jednym z ważnych wniosków z wdrożenia pilotażu, było zastąpienie anten wewnętrznych, antenami z kablem o długości 3 m oraz podstawą magnetyczną do montażu zarówno wewnątrz szafki, jak również z możliwością wyniesienie anten poza szafkę.



Rysunek 19. Anteny z kablem koncentrycznym 3m i podstawką magnetyczną do montażu zewnętrznego

Poniżej przedstawiono wygląd szaf pomiarowo-bilansujących z Etapu I, po zamontowaniu modemu 3GPP/CDMA wraz z antenami obu typów, oraz prezentację sposobu wyniesienia anten poza szafę.



Rysunek 20. Widok szafy wraz z urządzeniami: z pilotażu 3GPP/CDMA oraz z uwzględnieniem wniosków z pilotażu 3GPP/CDMA poprzez zastosowanie anteny z kablem 3m i podstawką magnetyczną

Główne wyzwania związane z zapewnieniem łączności ze stacji Sn/nN do Aplikacji AMI oraz sposób ich rozwiązania

Problemy, które pojawiły się podczas wdrożenia TAN B w Etapie I, wymusiły poszukiwanie optymalnych rozwiązań oraz pozwoliły na wypracowanie dodatkowych wymagań stawianych urządzeniom i systemom dedykowanym do zapewnienia komunikacji ze stacjami Sn/nN.

W wymaganiach dotyczących modemów telekomunikacyjnych dokonano modyfikacji dotyczących anten telekomunikacyjnych. Obecnie wymagane jest:

- zastosowanie kompletu anten dookólnych ze wzmocnieniem sygnału 3GPP oraz sygnału CDMA z zyskiem antenowym minimum 2dBi;
- przystosowanie anten do montażu zewnętrznego z wykorzystaniem podstawy magnetycznej;
- wyposażenia anteny w kabel koncentryczny o długości 3 m, zakończony wtykiem SMA.

Wymagania uzupełniono również o konieczność spełniania norm dla urządzeń przemysłowych eksploatowanych w elektroenergetyce, w szczególności spełnienie wymagania odporności na przepięcia: napięcie znamionowe udarowe wytrzymywane Uimp nie niższe niż 4 kV.

Z uwagi na to, że w Etapie I montaż i uruchomienie modemów 3GPP/CDMA odbywał się bezpośrednio na zmodernizowanych stacjach Sn/nN, nie było możliwości wcześniejszego przetestowania układu modem – koncentrator (np. podczas produkcji szaf pomiaru bilansującego, co zostało uwzględnione już w II Etapie Projektu AMI). Aby weryfikacja komunikacji i rozwiązywanie problemów odbywało się sprawnie, proces uruchomieniowy łączy TAN B wymagał dedykowanego wsparcia ze strony producenta modemów. Dla ekip monterskich pracujących w terenie zapewniono lokalne i zdalne wsparcie inżynierów producenta oraz zapewniono dedykowane narzędzie serwisowo diagnostyczne InstallExpert, które pozwala na:

- automatyczne testy i raportowanie warunków radiowych na stacji Sn/nN,
- zdalny dostęp do modemu 3GPP/CDMA poprzez interfejs diagnostyczny,
- detekcję problemów i wprowadzanie optymalnej konfiguracji,
- symulację pracy modemu 3GPP/CDMA jako urządzenia wzorcowego.

Ze względów bezpieczeństwa wobec modemów zastosowano wymagania, że login i hasło do autoryzacji muszą być przydzielane zgodnie z polityką bezpieczeństwa Spółki. Dodatkowo modem musi pozwalać na wprowadzanie różnych poziomów uprawnień, uzależnionych od ról pełnionych przez użytkowników: administrator, operator, obserwator.

Konfiguracja sieciowa rozwiązania zakłada wykorzystywanie wirtualnego adresu IP modemu 3GPP/CDMA do adresowania koncentratora podłączonego do modemu przez interfejs Ethernet oraz translację NAT dla przekierowania portów i protokołów w modemie 3GPP/CDMA. Z uwagi na to, że koncentrator jest ukryty za NAT modemu i wykorzystuje do komunikacji te same porty i protokoły co modem, konieczne było zastosowanie translacji portów w modemie i takie ustawienie przekierowań portów dla koncentratora, aby nie pokrywało się z portami modemu.

W początkowej fazie wdrożenia Etapu I zdecydowano o zmianie sposobu komunikacji pomiędzy systemem AML i koncentratorami. Zamiast bezpośredniego wykorzystywania adresu IP zastosowano komunikację z wykorzystaniem nazw domenowych: Host Name. Było to podyktowane koniecznością poprawnej interpretacji pakietów IP przychodzących do koncentratorów PLC, ukrytych za NAT modemu 3GPP/CDMA. W niektórych przypadkach, podmieniony adres źródłowy w nagłówku pakietu (*source address*) nie zgadzał się z zawartością pakietu i taki pakiet był odrzucany. Rozwiązaniem problemu było adresowanie pakietów IP do koncentratorów z wykorzystaniem serwera DNS.

Dodatkową zaletą wprowadzenia komunikacji z wykorzystaniem nazw DNS, jest uproszczenie procesu wymian serwisowych urządzeń: modemu lub koncentratora. Po wymianie modemu na inny, który ma skonfigurowany niepowtarzalny adres IP, nie ma potrzeby wprowadzania zmian w systemie AML. System AML cały czas komunikuje się po nazwie koncentratora, która jest rozwiązywana na właściwy adres IP przez serwer DNS.

Za utrzymanie poprawnych powiązań nazw koncentratorów i adresów IP odpowiedzialny jest mechanizm automatycznej rejestracji koncentratora na serwerze DNS, który został wprowadzony do oprogramowania koncentratorów jako wynik doświadczeń z Etapu I.

Utrzymanie oraz monitorowanie infrastruktury telekomunikacyjnej

Utrzymanie sieci TAN B realizowane jest przez Departament Telekomunikacji i Departament Informatyki Energa-Operator SA. Proces utrzymania rozpoczyna się od momentu przekazania uruchomionych i ustabilizowanych łączy do eksploatacji.

W ramach eksploatacji realizowane są:

- wsparcie serwisowe uruchomionych łączy TAN B,
- monitoring i rozwiązywanie problemów z łączy TAN B,
- monitoring infrastruktury przez Centralną Dyspozycję Systemów IT.

Szczegóły dotyczące tego zagadnienia są opisane w dalszej części dokumentu.

4. Zakres prac zrealizowanych w obszarze infrastruktury pomiarowej

W ramach Etapu I projektu wdrożenia inteligentnego opomiarowania, prace były realizowane w trzech, zróżnicowanych pod względem typu sieci elektroenergetycznej obszarach instalacyjnych. Mając na uwadze skalę przedsięwzięcia, za istotne uznaliśmy wprowadzenie szeroko rozumianej standaryzacji, zarówno w zakresie stosowanych rozwiązań technicznych jak i sposobu realizacji prac w poszczególnych lokalizacjach. Postępowanie takie zwiększa skuteczność procesu instalacji oraz pozwala na optymalizację kosztów realizowanych działań.

Zakres prac związanych z infrastrukturą pomiarową można podzielić na dwie najważniejsze kategorie: modernizację stacji Sn/nN oraz instalację liczników AML u odbiorców końcowych.

W ramach prac Etapu I:

- zmodernizowano około 1 550 stacji średniego napięcia,
- u odbiorców końcowych zainstalowano około 105 tysięcy liczników AML, z czego 58% to liczniki jednofazowe, a 42 procent to liczniki trójfazowe.

a. Modernizacja stacji Sn/nN

W zakres prac dotyczących modernizacji stacji transformatorowych wchodzi:

- zamontowanie przekładników prądowych lub ich wymiana w przypadku negatywnej oceny zewnętrznej przekładników już zainstalowanych, na przekładniki zgodne ze standardem opracowanym podczas przygotowań do projektu (przekładniki są niezbędne do podłączenia licznika bilansującego),
- instalacja szaf pomiarowo bilansujących, zawierających modem komunikacyjny, koncentrator danych pomiarowych oraz licznik bilansujący.

Na terenie Energa-Operator SA eksploatowane są dwa podstawowe typy stacji Sn/nN:

- wewnętrzne (wieżowe, małogabarytowe, klasyczne), wkomponowane w budynkach lub podziemne,
- napowietrzne.



Rysunek 21. Podziemna stacja transformatorowa na rynku w Kaliszu



Rysunek 22. Szafa pomiarowa bilansująca zamontowana na stacji napowietrznej

Aby uprościć proces instalacji oraz obniżyć koszty, po szeregu analiz ustalono, że wszędzie zostaną zastosowane przekładniki w klasie 0,5 s. Praktyka zastosowana podczas realizacji Etapu I, polegająca na tym, że w pierwszej kolejności instalowano na stacji SN/nN pustą szafę, a następnie w ramach kolejnych wyjazdów doposażano ją w urządzenia (licznik bilansujący, koncentrator oraz modem) pokazała, że proces ten, na potrzeby kolejnych etapów należy zoptymalizować.

W wyniku analizy stwierdzono, że optymalnym rozwiązaniem będzie kompletne zmontowanie szaf pomiarowo bilansujących, np. u producenta obudów szaf. Dopiero kompletnie zmontowana, uruchomiona i przetestowana szafa bilansująco pomiarowa jest instalowana na stacji transformatorowej w terenie. Na potrzeby kolejnych etapów przyjęto również zasadę, że aby ograniczyć koszty, instalacja i uruchomienie komunikacji ze stacją Sn/nN, powinno odbywać się w trakcie jednego wyjazdu grupy instalacyjnej, w czasie instalacji szafy na obiekcie. Aby było to możliwe, przeszkolono dodatkowe dedykowane zasoby kadrowe, które weszły w skład grup rozruchowych montujących szafy pomiarowo-bilansujące na stacjach Sn/nN. Nabycie wyższych kompetencji pozwoliło na efektywne rozwiązywanie napotykaných trudności oraz na sprawne uruchomienie instalowanych urządzeń.

Aby ograniczyć przerwy w dostawie energii elektrycznej dla odbiorców końcowych, została wprowadzona zasada, że tam gdzie jest to możliwe, modernizacja stacji Sn/nN realizowana jest podczas wykonywania innych planowanych czynności na obiektach. Dodatkowo realizowane na obiektach działania są optymalizowane pod kątem tego, aby czas wyłączenia obiektu był jak najkrótszy, a liczba odbiorców pozbawionych energii, była jak najmniejsza.

b. Proces wymiany liczników energii elektrycznej

Aby sprawnie przeprowadzić proces instalacji i wymian liczników energii elektrycznej, przeprowadzono szkolenia monterów z zakresu instalacji i obsługi liczników AMI. Wszyscy monterzy, którzy ukończyli kurs otrzymali certyfikat jego ukończenia, wystawiony przez dostawcę infrastruktury pomiarowej. Do instalacji infrastruktury AMI są dopuszczani wyłącznie elektromonterzy posiadający certyfikat. Postępowanie takie z jednej strony pozwoliło na sprawną instalację infrastruktury AMI, z drugiej strony wyeliminowało ewentualne spory z dostawcą urządzeń, dotyczące tego, że dany produkt nie działa z powodu wadliwie przeprowadzonej instalacji.

c. Wydajność procesu instalacji infrastruktury pomiarowej AMI

W ramach Etapu I zostało zainstalowanych około 105 000 liczników AMI. W procesie instalacji i uruchomienia łącznie wzięło udział 107 elektromonterów. Wymiana układów pomiarowych w obszarach wdrożenia Etapu I trwała 6 miesięcy. Średnia liczba liczników instalowanych w dniu roboczym przez jednego montera wyniosła 14 sztuk. Dziennie instalowano około 1010 liczników. W Etapie I, 58% zainstalowanych liczników to liczniki jednofazowe, a 42% to liczniki trójfazowe.

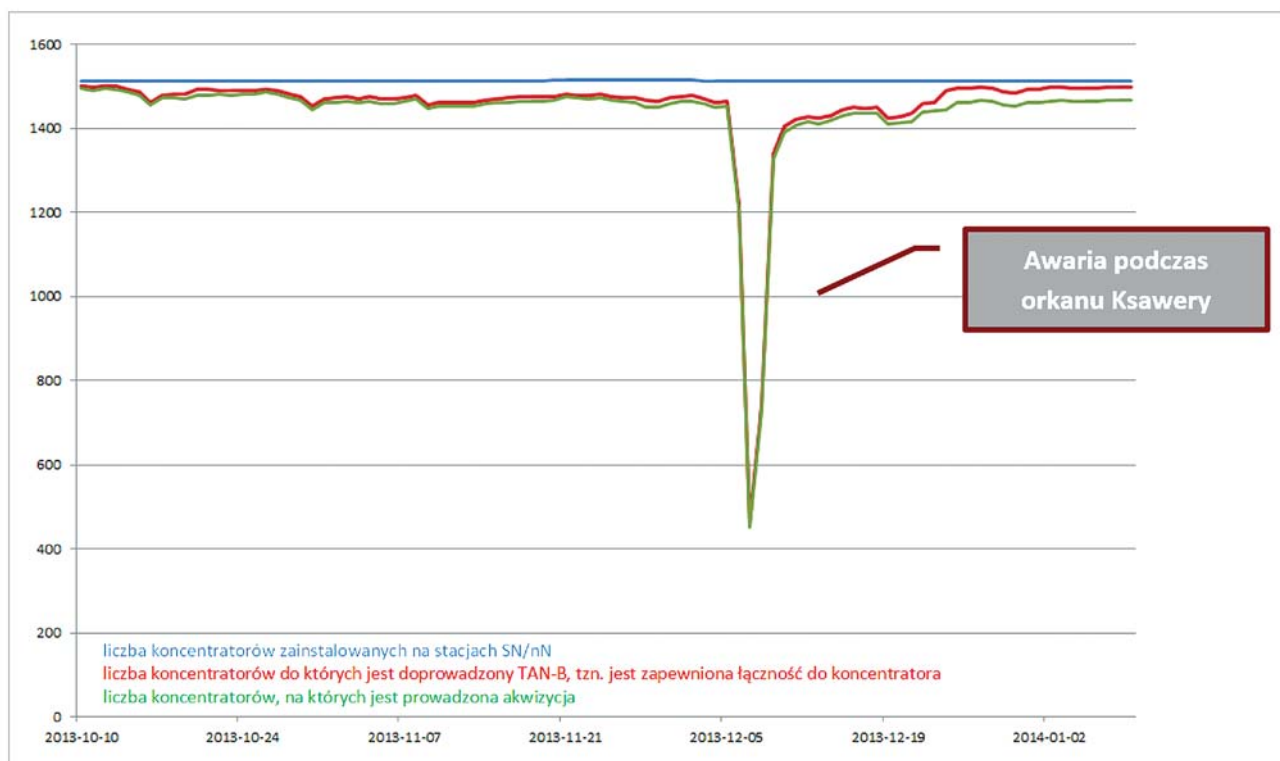
Wymiany liczników AMI, w miarę możliwości były planowane na całych osiedlach (w skupiskach odbiorców), aby uniknąć kilkukrotnej jazdy w to samo miejsce. Trudności z wymianą stanowią nieobecności odbiorców oraz brak możliwości nawiązania z nimi kontaktu. Dotyczy to miejsc takich jak garaże, domki letniskowe itp., gdzie należy indywidualnie umawiać się z klientem w celu dotarcia do miejsca instalacji układów pomiarowych.

5. Monitorowanie ciągłości i jakości funkcjonowania infrastruktury AMI

Podstawowym narzędziem dla obsługi, służącym do monitorowania łączy infrastruktury TAN B jest Aplikacja AMI, która dostarcza bieżące informacje na temat statusu skomunikowania koncentratorów.

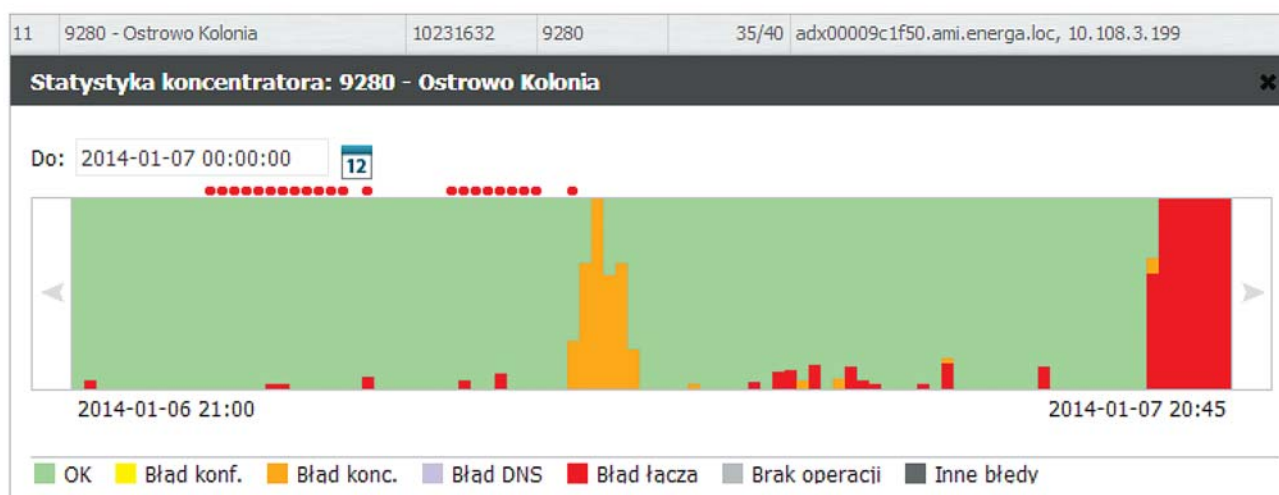
Koncentratory 1472/1515 Układy pomiarowe 28745/103885											
Etap wdrożenia: etap 1											
Id.	Nazwa	Numer seryjny	Numer stacji	Układy	Adres kanaku	Status	Adresat	Zmiana statusu	St. w eksploatacji	St. w eksploatacji od	Etap wdrożenia
501	KX 10433 - Kalisz Złota 16 (róg Chopina)	10231799	10433	84/247	adv00009c1ff7.ami.energia.loc, 10.108.17.123	Aktywizacja	AMI	2013-12-20 20:59	Tak	2013-04-08 23:37	etap 1
502	95336 - Jastarnia Pażyca Tr2	10231800	95336	0/0	adv00009c1ff8.ami.energia.loc, 10.108.10.238	Wer. DCU	TM	2013-09-09 20:00	Tak	2013-04-08 23:37	etap 1
503	95336 - Jastarnia Pażyca Tr1	10231801	95336	37/215	adv00009c1ff9.ami.energia.loc, 10.108.10.228	Eksploatacja	AMI	2014-01-02 10:14	Tak	2013-04-08 23:37	etap 1
504	KX 11002 - Warszówka	10231802	11002	25/26	adv00009c1ffa.ami.energia.loc, 10.108.19.217	Eksploatacja	AMI	2013-12-30 11:15	Tak	2013-04-08 23:37	etap 1
505	9901 - Mrzezino Dworcowa	10231803	9901	12/131	adv00009c1ffb.ami.energia.loc, 10.108.3.12	Aktywizacja	AMI	2013-12-07 18:32	Tak	2013-04-08 23:37	etap 1
506	DP 20805 - Drawsko Reintera	10231804	20805	29/78	adv00009c1ffc.ami.energia.loc, 10.108.18.6	Eksploatacja	AMI	2013-12-21 11:16	Tak	2013-04-08 23:37	etap 1
507	96012 - Osłonino Morska	10231805	96012	0/7	adv00009c1ffd.ami.energia.loc, 10.108.4.14	Aktywizacja	AMI	2013-12-07 19:33	Tak	2013-05-31 23:37	etap 1
508	9913 - Krokowa Szklarna	10231806	9913	53/123	adv00009c1ffe.ami.energia.loc, 10.108.1.96	Wer. Łącze	DT	2014-01-12 20:30	Tak	2013-06-06 23:37	etap 1
509	CZA 20244 - Lysinin Wieś	10231807	20244	0/20	adv00009c1fff.ami.energia.loc, 10.108.19.206	Eksploatacja	AMI	2013-12-22 09:21	Tak	2013-06-06 23:37	etap 1
510	KAC 10156 - Kalisz Klasna	10231808	10156	210/543	adv00009c2000.ami.energia.loc, 10.108.19.161	Eksploatacja	AMI	2013-12-30 00:16	Tak	2013-04-13 23:37	etap 1
511	ZL 20320 - Złocieniec Cienista	10231809	20320	14/238	adv00009c2001.ami.energia.loc, 10.108.18.44	Eksploatacja	AMI	2014-01-12 17:15	Tak	2013-04-08 23:37	etap 1

Rysunek 23. Widok ekranu w Aplikacji AMI, pokazującego status łączy telekomunikacyjnych



Rysunek 24. Monitorowanie statusu łączy telekomunikacyjnych w Aplikacji AMI

Aplikacja AMI umożliwia analizę komunikacji z koncentratorami danych pomiarowych w podziale na błędy łączy, błędy koncentratorów, błędy konfiguracji oraz inne błędy.

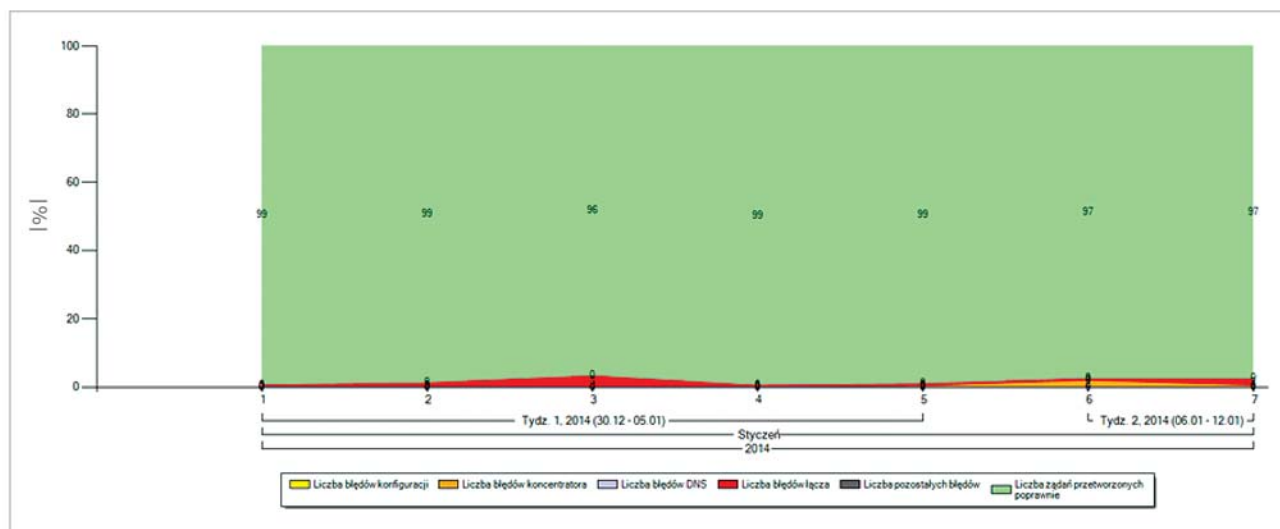


Rysunek 25. Zrzut przykładowego histogramu z Aplikacji AMI, pokazującego błędy dla wybranego koncentratora danych pomiarowych

Dodatkowym narzędziem, które pozwala na wizualizację błędów koncentratorów i jakość łączy są raporty z systemu Binocle, dla których Aplikacja AMI jest źródłem danych.

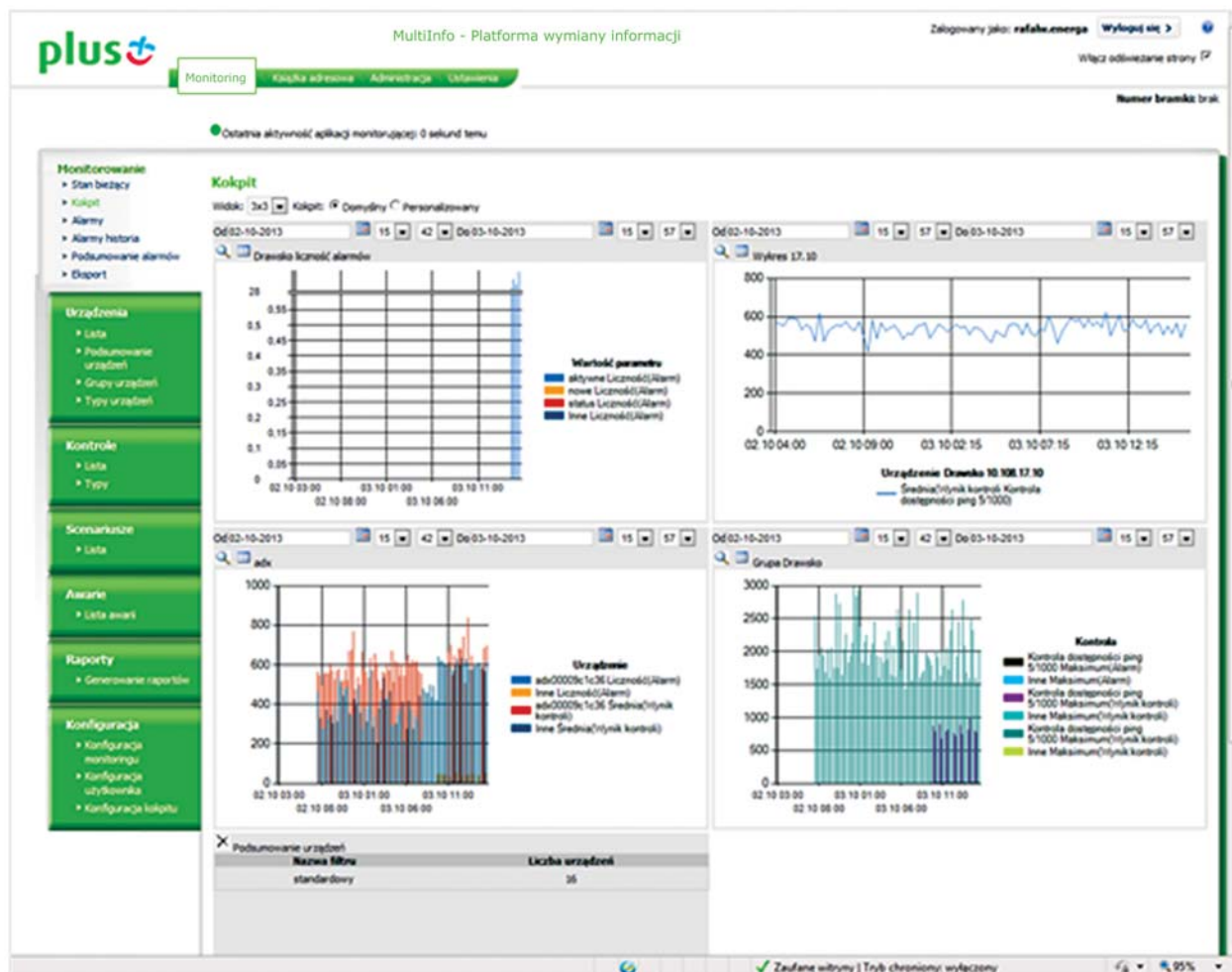


Rysunek 26. Raport Binocle: % błędów łącza telekomunikacyjnego do koncentratora dla wybranej stacji Sn/nN



Rysunek 27. Raport Binocle: jakość skomunikowania koncentratora dla wybranej stacji

Do celów monitorowania łącz 3GPP/CDMA są również wykorzystywane narzędzia dostarczone przez firmę Polkomtel, oprogramowanie MultiInfo Przemysł. Oprogramowanie umożliwia nadzór nad łączami wewnątrz sieci dostawcy. Jego podstawowe cechy to bezpośrednie i automatyczne monitorowanie, kontrolowanie i w ograniczonym zakresie zarządzanie parametrami transmisyjnymi poszczególnych elementów sieci wykorzystywanych do realizacji usługi dedykowanego APNa.

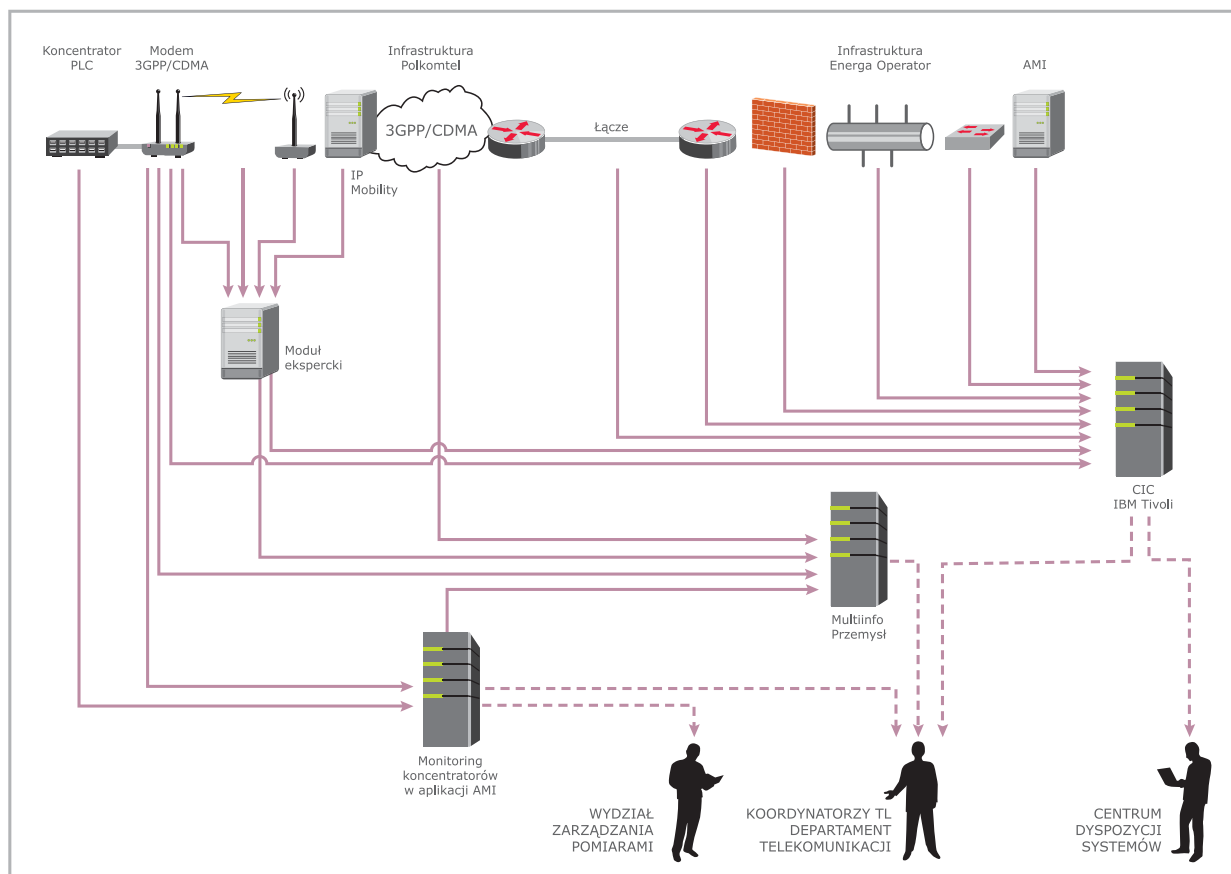


Rysunek 28. Aplikacja MultiInfo Przemysł

Do diagnostyki i naprawy łącz 3GPP/CDMA wykorzystywane są również narzędzia:

- do zdalnej analizy mocy sygnału radiowego,
- wyboru techniki priorytetowej dla danej lokalizacji,
- narzędzia serwisowo-diagnostyczne typu InstallExpert wykorzystywane w terenie.

Z uwagi na istotność Systemu AMI, trwają przygotowania do objęcia kompleksowym monitoringiem całości infrastruktury informatycznej oraz telekomunikacyjnej w ciągu technologicznym AMI. Kompleksowy nadzór będzie realizowany w Centralnej Dyspozycji Systemów IT, co pozwoli na skrócenie czasu wykrycia i usunięcia awarii.



Rysunek 29. Systemy monitorowania infrastruktury telekomunikacyjnej

IV. Główne wnioski ze zrealizowanych prac

Wdrożenie systemu Inteligentnego Opomiarowania jest dużym wyzwaniem organizacyjnym oraz technicznym. W przypadku organizacji prac można skorzystać z powszechnie dostępnych doświadczeń związanych z organizacją tego typu przedsięwzięć. Realizacja projektu wymaga zaangażowania do niego kadry posiadającej praktyczne doświadczenie z zakresu zarządzania projektami oraz posiadającej doświadczenie z zakresu energetyki, metrologii energetycznej, informatyki, elektroniki oraz telekomunikacji. Bardzo duże znaczenie dla powodzenia projektu ma poziom kompetencji oraz zaangażowania i dostępności kadry. W czasie kiedy projekt AMI był rozpoczynany w Energa-Operator SA, na rynku nie było dostępnych rozwiązań, które od strony technicznej i biznesowej byłyby w stanie zaspokoić nasze potrzeby. Z tego powodu Zespół Projektu AMI musiał wypracować szereg wymagań i rozwiązań technicznych, które w konsekwencji doprowadziły do wprowadzenia na rynek nowego, dostosowanego do polskich realiów rozwiązania.

Dużą trudność we wdrożeniu AMI stanowi brak zatwierdzonych standardów dla rynku polskiego. Obecnie krajowi OSD finalizują proces opracowania wspólnych wymagań technicznych dla rynku polskiego, niemniej w czasie kiedy Energa-Operator SA rozpoczynała projekt nie było sformułowanych wymagań tego typu, co powodowało szereg trudności wynikających np. z prób promowania konkretnych rozwiązań przez niektórych z producentów.

Obecnie wspólne wymagania techniczne są w końcowej fazie ich przygotowywania. Wierzymy, że wprowadzenie do stosowania wspólnych wymagań technicznych pozwoli na obniżenie cen infrastruktury AMI przy jednoczesnym podniesieniu ich jakości.

1. Napotkane w trakcie wdrożenia trudności oraz sposób ich rozwiązania

Wybierając model wdrożenia, podjęliśmy decyzję, że Energa-Operator SA będzie integratorem całości rozwiązania. Po analizach doszliśmy do wniosku, że taki model wdrożenia, w przeciwieństwie modelu „pod klucz” zapewnia nam lepszą kontrolę nad realizacją inwestycji oraz pozwala nam na budowę i rozwój wewnętrznych kompetencji. Pomimo tego, że jest to droga trudniejsza, wymagająca bardzo dużego zaangażowania kadry w realizowane zadania, możemy dzisiaj stwierdzić, że był to wybór słuszny, prowadzący do uzyskania bardzo korzystnej ceny oraz wysokiej jakości produktu końcowego.

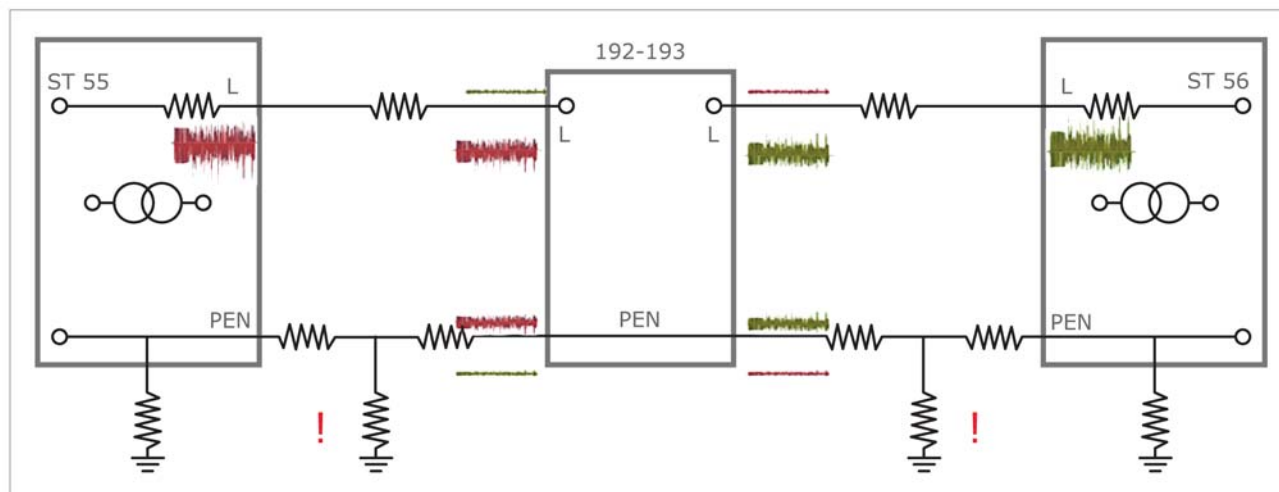
Z perspektywy ponad trzech lat od rozpoczęcia realizacji projektu, możemy stwierdzić, że osiągamy założone cele. Należy podkreślić, że dostępne na rynku rozwiązania techniczne wymagały wprowadzenia szeregu zmian, niemniej na dziś stwierdzamy, że technika nie stanowi ograniczenia dla wdrożenia inteligentnego opomiarowania, a pojawiające się problemy są rozwiązywane. Najistotniejsze zagadnienia, które stwarzały trudności są opisane poniżej:

Zjawiska *cross-talks* oraz *multimastering*

Komunikacja z wykorzystaniem linii energetycznej jest podatna na szereg zakłóceń i innych niekorzystnych zjawisk. Duża tłumienność sygnału, jak i występujące szумы, zarówno impulsowe jak i widmowe, ograniczają osiągnięte przepływności.

W naturalny sposób każdy obszar sieci nN, pracujący w trybie normalnym stanowi przestrzeń odseparowaną galwanicznie w zakresie przewodów fazowych od stacji sąsiednich. Dlatego oczekiwanym zachowaniem jest, by każdy licznik zarejestrował się w jednym i tylko jednym koncentratorze. Jednak niezależnie od właściwości samego medium komunikacyjnego, do nieoczekiwanych zjawisk należy zaliczyć występowanie przesłuchów pomiędzy poszczególnymi stacjami Sn/nN (*cross-talks*) i w konsekwencji tego możliwość nawiązania przez licznik komunikacji z więcej niż jednym koncentratorze (*multimastering*).

W toku analizy tych zjawisk i teoretycznych obliczeń dotyczących tego zagadnienia, jako przyczynę przesłuchów wykluczono powstawanie sprzęgów indukcyjnych w biegnących równolegle kablach niskiego napięcia z różnych stacji. Kluczowym dla wyjaśnienia zjawiska okazał się fakt, że w Polsce stosuje się układ sieci ze wspólnym przewodem ochronno-neutralnym PEN (tzw. układ sieci TN-C). Z uwagi na nieidealność uziomów, przewód neutralny nigdy nie ma potencjału ziemi, przez co w przewodzie neutralnym pojawia się potencjał, który jest zmodulowany sygnałem PLC. W złączu podziałowym pomiędzy dwoma stacjami SN/nN następuje przenikanie sygnału PLC poprzez przewód neutralny do obszarów zasilanych ze stacji sąsiednich, przez co sygnał (zamykając się poprzez dowolne obciążenie rezystancyjne) pojawia się w przewodach fazowych. Ostatecznie dochodzi do sytuacji, gdy sygnał PLC z jednej stacji przekracza granicę złącza podziałowego i może się pojawić w sieci niskiego napięcia sąsiedniej stacji. W konsekwencji tego może dojść (przy odpowiednim stosunku mocy sygnałów z różnych stacji), do tego, że licznik nawiąże skuteczną komunikację z koncentratorze stacji sąsiedniej lub też okresowo (wraz ze zmieniającymi się warunkami propagacji sygnału PLC) może cyklicznie przełączać się pomiędzy koncentratorami zainstalowanymi na różnych stacjach Sn/nN.



Rysunek 40. Idea przenikania sygnałów PLC pomiędzy różnymi stacjami Sn/nN

Zjawisko przenikania sygnału PLC pomiędzy różnymi stacjami Sn/nN ogranicza możliwość wykorzystania ścieżek komunikacji PLC do odwzorowania topologii sieci niskiego napięcia. W pierwotnych założeniach przyjmowaliśmy, że ścieżki komunikacyjne PLC LV powinny w naturalny sposób odwzorowywać topologię połączeń galwanicznych sieci. Na powyższym rysunku, kolorem czerwonym zaznaczono sygnał emitowany z koncentratora ze stacji Sn/nN nr ST 55, a kolorem zielonym ze stacji SN/nN ST 56. Jak widać, sygnały PLC z koncentratorów danych, przenikają do sąsiednich stacji Sn/nN.

Skutki niekorzystnego zjawiska można ograniczać na kilka sposobów:

- poprzez algorytmiczne ustalanie przypisania liczników do koncentratorów (realizowane autonomicznie i dynamicznie przez liczniki bądź koncentratory),
- poprzez sztywne przypisywanie liczników do koncentratorów z zewnątrz, np. z systemów ewidencji majątku sieciowego (ze względu na przełączenia w sieci niskiego napięcia jest to jednak w naszej ocenie niewłaściwa strategia),

- można również ograniczać samo zjawisko w warstwie fizycznej sieci niskiego napięcia, poprzez stosowanie pasywnych bądź aktywnych tłumików, eliminujących przenikanie sygnału PLC przez przewód PEN.

Obecne wnioski z eksploatacji PLC pozwalają na stwierdzenie, że odwzorowanie topologii sieci na podstawie dróg komunikacji PLC może być obciążone błędem. To co istotne, dotyczy to wszystkich możliwych rozwiązań PLC. Tym samym obraz topologii komunikacji PLC LV może jedynie wspierać, a nie zastępować (uzupełniać) proces bieżącej aktualizacji ewidencji majątku sieciowego.

Zakłócenia pracy urządzeń odbiorców

W trakcie instalacji liczników AMI otrzymaliśmy około 60 zgłoszeń dotyczących nieprawidłowości pracy odbiorników energii elektrycznej, które pojawiły się po wymianie licznika energii elektrycznej.

Po zdiagnozowaniu problemu okazało się, że dotyczy on głównie pralek automatycznych marki INDESIT, wyprodukowanych mniej więcej w latach 2007–2009. Według informacji podawanych przez odbiorców, po pewnym czasie od zainstalowania licznika AMI, pralka przestawała pracować prawidłowo, a w opinii serwisantów AGD uszkodzeniu ulegał programator. Po wymianie programatora na nowy pralki ponownie pracowały poprawnie.

Fakt ten jednoznacznie wskazywał na to, że programatory instalowane w tych pralkach nie były przystosowane do pracy w środowisku elektromagnetycznym określonym właściwymi normami, a wprowadzane do tego środowiska sygnały z liczników AMI oraz koncentratora danych pomiarowych tylko ujawniły fabryczne wady tych programatorów.

Dodatkowo mieliśmy pojedyncze zgłoszenia dotyczące samoczynnego włączania się lamp z wyłącznikiem dotykowym.

W każdym z przypadków przeprowadzone zostały kontrole prawidłowości montażu liczników AMI oraz prawidłowości ich działania pod względem metrologicznym. W wyniku tych kontroli nie stwierdzono nieprawidłowości. Przy okazji tych prac nasi elektrycy potwierdzili również fakt nieprawidłowej pracy urządzeń AGD.

Znamienny dla oceny zjawiska był fakt, że w obiektach odbiorców, w których uszkodzeniu ulegały wymienione wcześniej urządzenia inne odbiorniki energii elektrycznej (telewizory, lodówki, komputery, itd.) pracowały poprawnie.

Po analizie tych przypadków doszliśmy do wniosku, że liczniki AMI nie wprowadzają do środowiska elektromagnetycznego sygnałów niezgodnych z obowiązującymi w tym zakresie normami, zatem nie mogły być przyczyną uszkodzenia ww. urządzeń AGD, a ich instalacja doprowadziła jedynie do ujawnienia wad fabrycznych przedmiotowych urządzeń AGD. Powyższe zostało również potwierdzone przez niezależną opinię techniczną. Opinia taka została dla nas sporządzona przez Instytut Energetyki Oddział w Gdańsku.

W opinii dotyczącej instalowanej infrastruktury AMI stwierdzono, że:

- urządzenia badane zgodnie normą szczegółową PN-EN 50065 spełniają wymagania tej normy w zakresie kompatybilności elektromagnetycznej tj. poziom zakłóceń (zaburzeń) generowanych przez te urządzenia nie przekracza wartości wynikających z normy.
- każdy sygnał emitowany do sieci pogarsza jakość energii elektrycznej i może powodować zakłócenia w pracy wszelkiego rodzaju urządzeń. Biorąc jednak pod uwagę zapisy norm i dopuszczalne poziomy sygnałów, które one wyznaczają, można stwierdzić, iż badane liczniki i koncentrator nie mają wpływu na pracę urządzeń w warunkach instalacji domowych.

Otrzymaliśmy również jedno zgłoszenie dotyczące nieprawidłowej pracy sprzętu rehabilitacyjnego w jednym z ośrodków medycznych. Ze względu na wrażliwość odbiorcy, w tym przypadku zainstalowany został filtr eliminujący komunikację PLC od urządzeń końcowych. Po zainstalowaniu filtra, urządzenia pracują poprawnie.

2. Jakość i awaryjność infrastruktury AMI

Po ponad roku produkcyjnej eksploatacji, możemy stwierdzić, że zakontraktowana i zainstalowana w ramach Etapu I infrastruktura AMI charakteryzuje się niskim poziomem awaryjności.

Awarie liczników i koncentratorów

Dotychczasowa, uśredniona awaryjność dla liczników trójfazowych, jednofazowych, bilansujących i koncentratorów danych pomiarowych z Etapu I to 0,86 procent. Dotyczy to okresu czasu od zainstalowania infrastruktury AMI do końca czerwca 2014. Dla poszczególnych oddziałów, dane są następujące:

- Koszalin: 0,7 %
- Kalisz: 0,9 %
- Gdańsk: 1,0 %

Powyższe dane dotyczą populacji około 105 000 punktów pomiarowych, eksploatowanych przez okres 12 miesięcy.

Dla porównania, awaryjność standardowych elektronicznych liczników energii elektrycznej w roku 2012 wynosiła 1,26 procent, a w roku 2013 1,22 procent.

Awarie modemów 3GPP/CDMA

W ramach pilotażu 3GPP/CDMA wskaźnik awaryjności modemów był wyższy niż zakładano, tj. przekraczał 3 procent z populacji 750 modemów. Powodem takiego stanu rzeczy było nie uwzględnienie w wymaganiach SIWZ dla modemów, wymagania spełniania norm dla urządzeń przemysłowych eksploatowanych w elektroenergetyce, w szczególności spełnienia wymagania odporności na przepięcia do 4 kV. Wg producenta zgodnie z deklaracją CE, modemy spełniały obowiązujące wymagania dla urządzeń telekomunikacyjnych i zapewniały odporność na przepięcia do 2kV (według normy ETSI EN 301 489-1 V1.8.1 rozdział 9.8.2.3). Po wykryciu pierwszych awarii modemów, producent, na wniosek Energa-Operator SA, uwzględnił powyższe wymagania dla kolejnych dostaw. W przypadku 750 pierwszych modemów, praktycznie od ręki dostawca wymieniał uszkodzone zasilacze w modemach oraz dostarczył pulę zasilaczy zapasowych, tak, aby uniknąć zdejmowania i wysyłania modemów do serwisu. Dodatkowo producent modemów wydłużył gwarancję na tę wadę układu zasilania o kolejnych 12 miesięcy z klauzulą, iż jeżeli liczba wystąpień tej usterki układu zasilania w okresie następnych 12 miesięcy przekroczy 5 procent dostarczonych modemów, wówczas gwarancja na tę wadę zostanie wydłużona o kolejne trzy lata. Poza awarią zasilaczy, wadliwość modemów nie przekraczała poziomu 3 procent z populacji dostarczonych modemów. Energa-Operator SA w ramach realizacji wdrożenia i eksploatacji dla Etapu I uwzględniła zakup ok. 3 procent modemów serwisowych, stąd wymiana niedziałających modemów 3GPP/CDMA na stacjach nie powoduje utraty komunikacji z modemami na czas naprawy serwisowej.

3. Proces montażu oraz uruchomienia infrastruktury pomiarowej

Na potrzeby kompleksowej obsługi procesu wymiany i obsługi liczników AMI, ze struktur organizacyjnych Energa-Operator, została wydzielona dedykowana spółka-córka: Energa-Operator Techniczna Obsługa Odbiorców (EOP TOO).

W ramach realizacji projektu AMI w strukturach spółki zostały przydzielone bardzo szczegółowe zadania poszczególnym pracownikom EOP TOO, którzy odpowiadali za organizację i logistykę związaną z wymianą ok 105 tys. liczników w obszarze miasta Kalisz, terenu działania Rejonu Dystrybucji Drawsko Pomorskie, oraz Półwyspu Helskiego.

W każdym z powyższych terenów działania wyodrębnione zostały specjalnie wyposażone powierzchnie magazynowe gdzie pracownicy EOP TOO, obsługiwali wszystkie procesy logistyczne związane z masową wymianą liczników.

Dostawy liczników zgodnie z ustalonym harmonogramem były dostarczane do magazynów, następnie odbywało się przyjęcie liczników do magazynu i zarejestrowanie ich w systemach informatycznych. Urządzenia te musiały być zgodne z wcześniej dostarczonymi urządzeniami, tzw. próbkami przetestowanymi w ramach dostarczonej makiety. Zamawiający miał prawo do przeprowadzenia kontroli lub przeprowadzenia testów kontrolnych na wybranych urządzeniach z poszczególnych dostaw. Własność urządzeń przechodziła na zamawiającego z chwilą podpisania protokołu odbioru.

Po dokonaniu odbioru, kolejnym etapem była parametryzacja liczników do właściwych grup taryfowych, następnie przekazywano liczniki elektrykomonterom dokonujących wymiany w terenie.

Na potrzebę realizacji procesów logistycznych odbywających się w magazynach EOP TOO pracowało 16 osób zajmujących się tzw. ruchem licznikowym (przyjęcie, parametryzacja, wydawanie liczników i odbiór liczników wymienionych na sieci). EOP TOO do procesu wymian liczników dedykowało 90 elektromonterów zajmujących się wymianami liczników komunalnych w terenie.

Elektromonterzy podlegali przeszkoleniu i certyfikacji – szkolenia były realizowane przez dostawcę liczników AMI w ramach kompetencji tzw. twardych, ponadto służby EOP TOO zajmujące się masową wymianą liczników zostały przeszkolone z zakresu tzw. kompetencji miękkich dotyczących właściwej postawy w kontaktach z obsługiwanyimi odbiorcami.

Proces wymian liczników komunalnych był bardzo szczegółowo zaplanowany przez osoby koordynujące prace elektromonterów. Wymiany liczników wykonywane były na podstawie wygenerowanych zleceń OT poprzez służby EOP. Logistyka procesu była ściśle określona i zaplanowana, wykonywana była z uwzględnieniem tzw. obszarów instalacyjnych, które były określane poprzez przypisanie poszczególnych liczników komunalnych do właściwej stacji Sn/nN.

Pracownicy EOP TOO zajmowali się również wyposażaniem modułów koncentratorowo bilansujących instalowanych na stacjach Sn/nn. Powyższe działania wykonywali wysoko wyspecjalizowani elektromonterzy – którzy odbyli specjalne szkolenia organizowane przez dostawców infrastruktury metrologicznej i infrastruktury telekomunikacyjnej.

Proces polegał na instalacji koncentratora PLC, licznika bilansującego oraz modemu komunikacyjnego, powyższe działania podlegały specjalnym procedurom instalacyjnym i kończyły się sprawdzeniem poprawności działania całego zainstalowanego zestawu przy użyciu oprogramowania diagnostycznego dostarczonego przez dostawców oraz poprawności działania układu pośredniego zestawem pomiarowym.

EOP TOO na potrzeby realizacji procesu wymian liczników AMI oraz instalacji wyposażenia modułów bilansujących odpowiednio doposażyła swoich dedykowanych pracowników w samochody, komputery przenośne, narzędzia elektromonterskie oraz w niezbędny sprzęt pomiarowy.

Udział EOP TOO w realizacji projektu AMI w znaczący sposób umożliwił pracownikom spółki na technologiczny rozwój zawodowy, a samej spółce umożliwił zdobycie niepowtarzalnych kompetencji i możliwość szeroko rozumianego rozwoju.

Bardzo ważnym elementem realizacji projektu jest jego strona formalna, związana z obiegiem zleceń dotyczących realizacji odpowiednich prac. W Etapie I Projektu AMI generowanie i rejestracja zleceń na wymiany liczników AMI była realizowana niemalże równolegle z wdrożeniem Systemu SID TIK i migracją danych pomiędzy systemami bilingowymi a nowo wdrażanym wyżej wymienionym systemem informatycznym. Zlecenia były generowane w systemach bilingowych i następnie rejestrowane w Systemie SID TIK na bazie plików przygotowanych przez poszczególne Wydziały Zarządzania TOO. Następnie zlecenia były drukowane i przekazywane koordynatorom po stronie EOP TOO. Powyższe zabiegi informatyczne niejednokrotnie miały wpływ na ciągłość dostępu do właściwych ilości zleceń na masowe wymiany liczników AMI.

EOP TOO dystrybuował zlecenia na swoich pracowników i podwykonawców – grupując zlecenia. Wymiany były realizowane w pierwszej kolejności do poszczególnych miejscowości i konkretnych obszarów instalacyjnych (obszar instalacyjny obejmował liczniki przypisane do danej Stacji SN/nN). Zlecenia na wymiany liczników były wydawane monterom z konkretnymi kartami montażowymi. Zrealizowane zlecenia wracały do magazynierów wraz z uzupełnionymi kartami montażowymi i licznikami zdjętymi z sieci podczas wymian. Następnie zlecenia były przekazane do służb odpisujących zlecenia w systemie SID TIK, kopie zleceń były również przekazywane osobom odpisującym zlecenia w systemach bilingowych ze względu na niedziałające wówczas jeszcze sprawne interfejsy.

Liczniki AMI przyjęte z dostaw były wprowadzane do systemu SID TIK przez poszczególnych magazynierów zajmujących się gospodarką licznikową w EOP TOO. Następnie liczniki były parametryzowane do pracy w odpowiednich grupach taryfowych. W kolejnym etapie liczniki były przypisywane konkretnym elektromonterom i przekazywane do montażu instalatorom oraz koordynatorom firm podwykonawczych, którzy byli odpowiedzialni za logistykę procesu wymian po stronie podwykonawców EOP TOO i kontaktów z magazynem EOP TOO.

Wymiany układów pomiarowo - rozliczeniowych u Odbiorców zostały wykonane zgodnie z obowiązującymi instrukcjami w Energa-Operator SA. Dodatkowo został opracowany szczegółowy raport realizacji prac mających na celu instalację infrastruktury oraz uruchomienie akwizycji danych z zainstalowanych urządzeń. Raport ten określił postępowanie z licznikami demontowanymi z sieci: między innymi układy pomiarowe posiadające cechę legalizacyjną dłuższą niż 4 lata zostały

przekazane do dalszej instalacji na terenach nie objętych projektem AMI. Liczniki z cechą legalizacyjną krótszą niż 4 lata zostały wycofane z eksploatacji i przekazane do złomowania, a następnie recyklingu.

Realizacja procesu wdrożenia infrastruktury pomiarowej i telekomunikacyjnej, polegającego na montażu oraz uruchomieniu odczytów danych pomiarowych z liczników AMI, wymagała bardzo dobrze przygotowanego procesu od strony logistycznej, wspieranego odpowiednimi narzędziami informatycznymi. Wymagało to bardzo dobrej koordynacji wszystkich służb oraz podmiotów zaangażowanych w projekt.

EOP TOO wspólnie ze służbami dostawcy liczników AMI wykonywało działania mające na celu uruchomienie komunikacji w TAN C. Prace polegały przede wszystkim na lokalizacji weryfikacji właściwego przypisania liczników do Stacji Sn/nN. Powyższe działania były realizowane przy użyciu narzędzi diagnostycznych sieci PLC tzw. mierników RML, które dostarczył dostawca liczników. Innymi działaniami była aktualizacja software w licznikach nieskomunikowanych za pomocą urządzeń HHU, które również były dostarczone przez dostawcę liczników.

W celu uruchomienia akwizycji danych pomiarowych z zainstalowanych liczników AMI istotne było przestrzeganie opracowanego wcześniej procesu:

- modernizacja stacji Sn/nN,
- uruchomienie łącza telekomunikacyjnego pomiędzy aplikacją AMI oraz koncentratorem danych zainstalowanym na stacji Sn/nN,
- wymiana liczników wraz z jednoczesnym ich skomunikowaniem z centralną aplikacją AMI (realizowane powinno to być dopiero w momencie, gdy skutecznie funkcjonują łącza telekomunikacyjne pomiędzy aplikacją AMI oraz koncentratorem danych zainstalowanym na stacji Sn/nN).

4. Przygotowanie elektromonterów do prac wymiany liczników

W celu przygotowanie elektromonterów do prac związanych z wymianą liczników zostały przeprowadzone dla nich dwa rodzaje szkoleń, szkolenia techniczne oraz szkolenia miękkie.

Szkolenia techniczne

Zgodnie z podpisaną umową realizacyjną Dostawca miał za zadanie przeprowadzić Warsztaty dla personelu Zamawiającego, których celem było wyposażenie uczestników w wiedzę oraz kompetencje niezbędne do samodzielnej instalacji, konfiguracji oraz obsługi dostarczonych urządzeń. W szczególności zakres przeprowadzanych Warsztatów obejmował:

- Montaż, konfigurację i uruchomienie urządzeń Infrastruktury Licznikowej.
- Obsługę urządzeń Infrastruktury Licznikowej.
- Obsługę aplikacji dedykowanych do obsługi Infrastruktury Licznikowej.
- Zasady współpracy z pracownikami Wykonawcy w trakcie przeprowadzania instalacji urządzeń Infrastruktury Licznikowej.
- Eksploatację urządzeń Infrastruktury Licznikowej.
- Uruchomienie Infrastruktury Licznikowej.

Koncepcja Warsztatów

W drodze wspólnych ustaleń z Zamawiającym zakres Warsztatów podzielono na dwie grupy tematyczne, odpowiadające kompetencjom i zakresowi obowiązków przedstawicieli Zamawiającego:

Grupa I – Instalatorzy – Warsztaty Instalacyjne

Grupa II – Rozruchowcy – Warsztaty Uruchomieniowe

Ustalono, iż grupa II – Rozruchowcy, weźmie w pierwszej kolejności udział w Warsztatach grupy I. Uzyskanie certyfikatu z Warsztatów grupy I pozwala na udział w Warsztatach grupy II, w której zakres tematyczny omawiany będzie bardziej szczegółowo i uzupełniony o tematy dodatkowe. Podział taki gwarantuje przekazanie i przyswojenie wiedzy przez szkolony personel Zamawiającego.

Zasady przeprowadzenia warsztatów:

- Każdy z Warsztatów Instalacyjnych odbył się w czasie 4 godzin. W ciągu jednego dnia odbyły się dwa niezależne szkolenia w danej lokalizacji.
- Każdy z Warsztatów Uruchomieniowych odbył się w czasie 8 godzin.

Każdy Warsztat zakończył się weryfikacją wiedzy zdobytej przez uczestników oraz przyznaniem certyfikatu. W przypadku Warsztatów Instalacyjnych weryfikacja była realizowana poprzez egzamin polegający na zadaniu od dwóch do pięciu pytań każdemu z uczestników z zakresu tematów poruszanych na Warsztatach. Egzamin dla Warsztatów Uruchomieniowych został uzupełniony o praktyczne zadania związane z obsługą urządzeń i aplikacji dedykowanych do obsługi urządzeń. Certyfikat stanowi potwierdzenie, iż dana osoba posiada wiedzę oraz umiejętności niezbędne do dokonania prac przy Infrastrukturze Licznikowej zgodne ze swoim zakresem szkolenia. Wystawione certyfikaty są imienne i indywidualne dla każdego uczestnika, który z wynikiem pozytywnym ukończył egzamin.

Szkolenia miękkie:

Skuteczny montaż liczników u odbiorców możliwy był w wyniku zastosowania przemyślanej, wielowymiarowej komunikacji z odbiorcami. W szczególności Energa-Operator SA zadbała o szkolenia z umiejętności komunikacyjnych dla monterów, którzy w trakcie wymiany liczników wpływają istotnie na wizerunek i postrzeganie całej Grupy ENERGA. Zapewniliśmy ulotki wyjaśniające tematykę AMI oraz przyczyny wymiany liczników. Przygotowaliśmy również dedykowaną witrynę internetową oraz obsługę odbiorców energii objętych wdrożeniem AMI przez centrum telefonicznej obsługi klienta.

Każdy monter po ukończeniu obu szkoleń otrzymał końcowe certyfikaty potwierdzające jego umiejętności. Uzyskanie certyfikatów konieczne było do dopuszczenia takich osób do pracy.

Zgodnie z zapisami Umowy Instalacyjnej, na bazie której były realizowane wymiany liczników AMI w Etapie I AMI, wszyscy elektromonterzy wymieniający liczniki AMI obowiązkowo musieli przejść cykl warsztatowy uwieczniony posiadaniem właściwego certyfikatu uprawniającego do wymian liczników AMI. Wymiany liczników AMI bez takiej autoryzacji wiązały się konsekwencjami finansowymi dla EOP TOO w postaci kar umownych. Innym bardzo ważnym aspektem był fakt przeszkolenia pracowników EOP TOO oraz rekomendowanych podwykonawców w zakresie podstawowych informacji nt. sieci PLC oraz technologii używanych w realizacji Projektu AMI w TAN C, co w istotny sposób przekładało się na zwiększenie poziomu wiedzy technicznej w powyższym zakresie.

5. Komunikacja wewnętrzna oraz zewnętrzna

Projekt AMI jest przedsięwzięciem, które budzi duże zainteresowanie wśród pracowników całej Grupy ENERGA. Wynika to z faktu, że AMI jest rozwiązaniem bardzo innowacyjnym, niewdrożonym do tej pory nigdzie w Polsce oraz jest bardzo złożony technicznie i organizacyjnie, co w naturalny sposób zwiększa ryzyko niepowodzenia wdrożenia.

Mając to na uwadze, w trakcie realizacji prac projektowych duży nacisk położono na komunikowanie w organizacji zagadnień związanych z realizacją projektu AMI. W ramach działań komunikacyjnych rosyłano informacje o realizacji projektu za pośrednictwem poczty korporacyjnej, zamieszczano artykuły w sieci Intranet oraz publikowano je w wewnętrznych wydawnictwach drukowanych. Ważnym elementem komunikacji dotyczącej projektu były regularne spotkania z Kadrą Kierowniczą organizacji, gdzie prezentowano bieżące informacje o postępie prac, osiągnięciach projektu oraz o trudnościach związanych z jego realizacją. Dzięki takiemu postępowaniu udało się osiągnąć przychylność organizacji dla realizacji tak innowacyjnego przedsięwzięcia.

Skuteczny montaż liczników u odbiorców możliwy był w wyniku zastosowania przemyślanej, wielowymiarowej komunikacji z odbiorcami. W szczególności zadbaliliśmy o szkolenia z umiejętności komunikacyjnych dla monterów, którzy w trakcie wymiany liczników wpływają istotnie na wizerunek i postrzeganie całej Grupy ENERGA. Zapewniliśmy ulotki wyjaśniające tematykę AMI oraz przyczyny wymiany liczników. Przygotowaliśmy również dedykowaną witrynę internetową oraz obsługę odbiorców energii objętych wdrożeniem AMI przez centrum telefonicznej obsługi klienta. Zainteresowanie infolinią było bardzo duże – w trakcie montażu liczników AMI, centrum telefonicznej obsługi klienta obsłużyło blisko 30 000 połączeń.

Powyższe rozwiązania okazały się niezwykle pomocne oraz skuteczne i będą stosowane w kolejnych etapach wdrożenia AMI. Dzięki ich zastosowaniu udało się podnieść skuteczność montażu liczników AMI oraz co najważniejsze uzyskać przychylność odbiorców dla samego procesu wymiany liczników.

Na podstawie doświadczeń w tym obszarze, a także w wyniku przeprowadzonej analizy sytuacji wewnętrznej i zewnętrznej przyjęto, że komunikacja dotycząca projektu AMI na początku 2013 roku będzie ukierunkowana głównie na wspieranie procesu zakupu urządzeń oraz edukację pracowników Energa-Operator SA i GK Energa w zakresie toczącego się projektu. W kolejnych miesiącach na plan pierwszy wyłoni się kwestia uzyskania społecznej akceptacji dla AMI. Działania w tym zakresie wspomagane są przez wynajętą przez spółkę profesjonalną agencję PR.

W komunikacji ukierunkowanej na wspieranie procesu zakupu liczników najistotniejsza jest promocja i edukacja w zakresie wykorzystania standardów technologicznych pozwalających na budowę otwartego, konkurencyjnego rynku. Komunikacja wewnętrzna skierowana do pracowników Energa-Operator SA i GK Energa jest ukierunkowana na uświadomienie istotności projektu AMI dla firmy i jej pracowników.

Firma także aktywnie włączyła się w prace zespołu komunikacyjnego działającego w ramach Warsztatów Rynku Energetycznego pod egidą Urzędu Regulacji Energetyki i PSE Operator. W ramach tych działań przeprowadzono m.in. ogólnopolskie badania w celu pozyskania opinii i określeniu ewentualnych barier dotyczących wdrażania sieci inteligentnych.

W celu wczesnego wykrycia i odpowiedniej reakcji na potencjalne zagrożenia, na bieżąco prowadzony jest monitoring doniesień medialnych na temat AMI.

6. Doświadczenia związane z eksploatacją wdrożonej infrastruktury

Efektywne wykorzystanie przekazanej do produkcyjnego wykorzystania infrastruktury AMI zależy od sposobu organizacji pracy związanej z eksploatacją systemu oraz kompetencji kadry, która się tym zajmuje. W szczególności ważne jest zapewnienie odpowiednich zasobów odpowiedzialnych za zapewnienie wykorzystania pozyskiwanych danych oraz rozwiązywanie ewentualnych problemów związanych z ich brakami lub jakością.

Bieżącą eksploatacją systemu zajmują się pracownicy poszczególnych oddziałów w których jest zainstalowana infrastruktura pomiarowa AMI. Praca jest realizowana na dostępnych w oddziałach końcówkach centralnego systemu informatycznego AMI, który fizycznie jest posadowiony w jednej lokalizacji w centrum przetwarzania danych. Niezależnie od tego w centrali Energa-Operator SA, w Departamencie Pomiarów pracują zespoły w ramach biur: Danych Pomiarowych i Zarządzania Pomiarami. W zespołach jest zatrudnionych kilkanaście osób, które zajmują się koordynacją całości prac eksploatacyjnych oraz rozwiązywaniem szczególnie trudnych problemów dotyczących całego procesu obsługi danych pomiarowych: od akwizycji danych z liczników AMI, przez ich przetwarzanie i kontrolę po dystrybucję do docelowych systemów odbiorczych. Formułowane są tu również najważniejsze wnioski dotyczące kierunków rozwoju systemu AMI. Chodzi o to, aby wnioski z codziennej eksploatacji przekładać na funkcjonalność systemu AMI, tak aby był on w maksymalnym stopniu niezawodny, zautomatyzowany oraz prosty i przyjazny w obsłudze dla użytkownika końcowego.

Bardzo ważnym elementem związanym z eksploatacją infrastruktury AMI są kompetencje kadry pracującej z systemem. Infrastruktura AMI to szereg nowych, niewykorzystywanych wcześniej w OSD rozwiązań technicznych i technologii. Aby w pełni wykorzystać możliwości systemu niezbędne było zapewnienie pracownikom szeregu szkoleń, które pozwoliły na pogłębienie wiedzy na temat zasad funkcjonowania systemu AMI oraz podniesienie specjalistycznych kompetencji technicznych. Główne obszary w których zostały podniesione kwalifikacje kadry Energa-Operator SA to:

- obsługa infrastruktury AMI, w szczególności liczników i koncentratorów danych pomiarowych,
- obsługa centralnego systemu akwizycji danych pomiarowych,
- komunikacja PLC po liniach niskiego napięcia,
- protokoły komunikacyjne wykorzystywane na potrzeby komunikacji z infrastrukturą AMI, w szczególności DLMS oraz DCSAP,
- obsługa routerów telekomunikacyjnych 3GPP / CDMA z uwzględnieniem zagadnień propagacji sygnałów radiowych oraz ustawiania anten telekomunikacyjnych,
- monitorowanie i zarządzanie rozproszoną infrastrukturą techniczną.

Podnoszeniu kompetencji kadry Energa-Operator SA służy również współpraca z podmiotami zewnętrznymi: Instytutem Energetyki w Gdańsku oraz szeregiem firm, które dostarczyły infrastrukturę AMI.

7. Parametry jakościowe związane z procesem akwizycji danych pomiarowych

System pomiarowy AMI to rozwiązanie obejmujące urządzenia pomiarowe (liczniki), sieci transmisji danych, systemy komputerowe, protokoły komunikacyjne oraz procesy organizacyjne niezbędne do obsłużenia pozyskiwania danych o zużyciu energii przez każdego odbiorcę. Przy tak rozbudowanej infrastrukturze parametry jakościowe pozyskiwanych danych zależą od niezakłóconej współpracy wszystkich elementów systemu.

Jednym ze sposobów monitorowania parametrów jakościowych procesu pozyskiwania danych są opracowane w tym celu raporty kompletności danych pomiarowych, pokazujące kluczowe wskaźniki efektywności KPI (*Key Performance Indicators*).

Poniżej przedstawiono definicje podstawowych wskaźników efektywności KPI stosowanych w Energa-Operator SA.

KPI1% ➡ Współczynnik procentowy gdzie:

- Licznikiem jest liczba liczników, które dnia D, o godzinie 6:00 mają odczyt (rzeczywisty lub dane estymowane) dwóch stref zatrzaśniętych dnia D o godzinie 0:00.
- Mianownikiem – liczba wszystkich liczników na wszystkich koncentratorach w systemie AMI.

KPI7% ➡ Współczynnik procentowy gdzie:

- Licznikiem jest liczba liczników, które dnia D o godz. 6:00 mają odczyt (rzeczywisty lub estymowany) dwóch stref zatrzaśniętych dnia D(-7) o godz. 0:00.
- Mianownikiem – liczba wszystkich liczników na wszystkich stacjach/koncentratorach w systemie AMI.

KPI1/P% ➡ Współczynnik procentowy gdzie:

- Licznikiem jest liczba liczników, które dnia D o 6:00 mają:
 - ▶ 96 wartości A+ za okres D-1 0:15 do D 0:00, o pełnych piętnastkach (mają kompletny profil piętnastominutowy) – jeśli licznik jest podejrzewany o taką konfigurację (ma chociaż jedną wartość nie wyrównaną do godziny a wyrównaną do 15 minut),
 - ▶ 24 wartości A+ za okres D-1 1:00 do D 0:00, o pełnych godzinach (mają kompletny profil godzinowy) – jeśli licznik nie spełnia powyższego kryterium na konfigurację piętnastominutową.
- Mianownikiem – liczba wszystkich liczników na wszystkich stacjach/koncentratorach w systemie AMI.

KPI7/P% ➡ Współczynnik procentowy gdzie:

- Licznikiem jest liczba liczników, które dnia D 6:00 mają:
 - ▶ 96 wartości A+ za okres D-7 0:15 do D 0:00, o pełnych piętnastkach (mają kompletny profil piętnastominutowy) – jeśli licznik jest podejrzewany o taką konfigurację (ma chociaż jedną wartość nie wyrównaną do godziny a wyrównaną do 15 minut),
 - ▶ 24 wartości A+ za okres D-7 1:00 do D 0:00, o pełnych godzinach (mają kompletny profil godzinowy) – jeśli licznik nie spełnia powyższego kryterium na konfigurację piętnastominutową.
- Mianownikiem – liczba wszystkich liczników na wszystkich stacjach/koncentratorach w systemie AMI.

W poniższej tabeli zestawiono średnie wartości wybranych wskaźników KPI za miesiąc sierpień 2014:

Wskaźnik	Sierpień 2014
KPI 1%	96,39%
KPI 7%	97,82%
KPI 1/P%	94,02%
KPI 7/P%	96,53%

8. Wybrane zagadnienia związane z funkcjonowaniem infrastruktury pomiarowej – komunalne liczniki energii elektrycznej

a. Liczba zainstalowanych komunalnych liczników energii oraz liczników z uruchomionym procesem akwizycji danych pomiarowych

W ramach Etapu I zostało zainstalowanych około 105 000 liczników AMI. Średni, stabilny proces akwizycji danych pomiarowych uzyskujemy dla około 98 procent zainstalowanych punktów pomiarowych.

Przy ocenie poziomu skuteczności akwizycji należy mieć na uwadze, że wpływ na skuteczność akwizycji ma bardzo wiele elementów. Najważniejsze z nich to:

- Elementy związane z infrastrukturą informatyczną AMI
 - ▶ oprogramowanie i infrastruktura sprzętowa IT centralnego systemu aplikacyjnego AMI,
 - ▶ zasilanie serwerowni w której jest zlokalizowana infrastruktura sprzętowa IT AMI,
 - ▶ klimatyzacja serwerowni w której jest zlokalizowana infrastruktura sprzętowa IT AMI,
 - ▶ switchy i routery sieciowe oraz połączenia pomiędzy nimi,
 - ▶ serwery DNS,
 - ▶ prace planowe związane z infrastrukturą IT.
- Elementy infrastruktury telekomunikacyjnej AMI
 - ▶ oprogramowanie i sprzęt modemu telekomunikacyjnego,
 - ▶ infrastruktura techniczna operatora telekomunikacyjnego,
 - ▶ warunki propagacji sygnału radiowego,
 - ▶ prace planowane związane z infrastrukturą telekomunikacyjną.
- Elementy infrastruktury pomiarowej AMI
 - ▶ oprogramowanie i sprzęt Zestawu Koncentratorowo Bilansującego,
 - ▶ oprogramowanie i sprzęt licznika energii elektrycznej,
 - ▶ prace planowe związane z infrastrukturą pomiarową.
- Pozostałe czynniki
 - ▶ jakość sieci elektrycznej niskiego napięcia,
 - ▶ działania odbiorców energii elektrycznej,
 - ▶ sabotaż urządzeń,
 - ▶ czynniki losowe,
 - ▶ warunki pogodowe,
 - ▶ prace planowe związane z siecią elektroenergetyczną.

Duża część występujących w codziennej eksploatacji zdarzeń, mających wpływ na skuteczność akwizycji, to zdarzenia które uwidaczniają się dopiero przy dużej skali wdrożenia. Należy dodać, że na prawdopodobieństwo wystąpienia części z nich OSD nie ma wpływu i jedyne, co służby techniczne OSD mogą zrobić w niektórych przypadkach utraty komunikacji z licznikiem, to monitorowanie ciągłości komunikacji i szybkie reagowanie na zaobserwowane problemy.

b. Ilość komunalnych liczników energii wymagających zastosowania zastępczej techniki komunikacji

Komunikacji z zastosowaniem podstawowej techniki komunikacji nie udało się uruchomić z 2,1 procent zainstalowanych liczników. Liczników tych nie ujmujemy dla wyliczania wskaźników KPI. Należy tutaj jednak zaznaczyć, że część problemów związanych ze skomunikowaniem niektórych zainstalowanych liczników AMI może wynikać z niewystarczającej jakości danych ewidencyjnych, która to ewidencja nie zawsze pozwala na jednoznaczne stwierdzenie z której stacji SN/nN licznik AMI jest zasilany, co ma kluczowe znaczenie przy stosowaniu komunikacji PLC.

c. Opis przypadków, dla których nie było możliwe nawiązanie komunikacji z wykorzystaniem podstawowej techniki komunikacji

Najczęściej spotykane lokalizacje, dla których nie można było nawiązać komunikacji, to pojedyncze liczniki, zainstalowane w dużej odległości od stacji transformatorowej. Przypadki najczęściej spotykane na terenie Drawskiego Pomorskiego (małe stacje transformatorowe o długich obwodach niskiego napięcia). W tych przypadkach komunikacja nie została nawiązana z powodu braku liczników spełniających funkcję repeaterów, wzmacniających sygnał PLC.

Trudności z komunikacją pomiędzy licznikami oraz koncentratorem występują również w lokalizacjach o dużym nasileniu zakłóceń w sieci niskiego napięcia. Zakłócenia te mogą być powodowane np. przez stosowanie niskiej jakości urządzeń końcowych.

Aby ograniczyć problemy z komunikacją, podejmowane są następujące działania:

- ▶ opracowywanie nowych, skuteczniej działających wersji oprogramowania modemu komunikacyjnego oraz aktualizacja tego oprogramowania w licznikach,
- ▶ wykrywanie, diagnostyka oraz wymiana układów pomiarowych z uszkodzonym modemem komunikacyjnym,
- ▶ montaż modemów komunikacyjnych zapewniających obsługę komunikacji zastępczej w stosunku do PLC, podłączanych do portu USB licznika.

Należy tutaj jednak dodać, że w rzeczywistej sieci elektroenergetycznej, zawsze wystąpi jakiś niewielki odsetek liczników, których w danym momencie czasu, nie będzie można skomunikować z centralnym systemem aplikacyjnym. Dotyczy to liczników, które nie są zasilane np. z powodu przerw w liniach energetycznych spowodowanych awariami lub działaniami odbiorców, polegającymi na odłączeniu od sieci, wraz z licznikiem energii, swoich instalacji odbiorczych. Opisane powyżej zjawiska powodują, że przy wielkoskalowych wdrożeniach skuteczność odczytów zawsze będzie niższa od 100 procent.

d. Wnioski dotyczące realizacji przez liczniki energii elektrycznej indywidualnych komend

Wdrożony system aplikacyjny AMI umożliwia dokonanie odczytu wybranej wartości rejestrów licznika w trybie „na żądanie”. Jest to bardzo przydatna funkcja w procesie przepisania odbiorcy, zmiany sprzedawcy i wszelkich potrzeb dla odczytów kontrolnych. W przypadku realizacji zleceń windykacyjnych wykorzystywana jest funkcja zdalnego wyłączenia i załączenia odbiorcy.

Komunikacja bezpośrednia

Wielkości odczytowe

Symbol	OBIS
☒ A+	1- 0: 1. 8. 0* 255
☐ EVENT STD	0- 0: 96. 11. 0* 255
☐ A+ DIFF	0- 128: 0. 1. 0* 255
☐ STYCZNIK0	0- 0: 96. 3. 10* 255
☐ A+ T1	1- 0: 1. 8. 1* 255
☐ STYCZNIK1	1- 0: 96. 3. 10* 255
☐ EVENT FDET	0- 0: 96. 11. 1* 255
☐ A+ %DIFF	0- 128: 0. 2. 0* 255
☐ A+ T2	1- 0: 1. 8. 2* 255
☐ STYCZNIK2	1- 0: 96. 3. 11* 255
☐ EVENT CTL	0- 0: 96. 11. 2* 255
☐ A+ AVG DIFF	0- 128: 0. 3. 0* 255
☐ A+ T3	1- 0: 1. 8. 3* 255
☐ EVENT X	0- 0: 96. 11. 5* 255
☐ ADDAX AMR STATUS 1	0- 0: 96. 10. 1* 255
☐ A- AVG DIFF	0- 128: 0. 4. 0* 255
☐ dA+	1- 0: 1. 9. 0* 255

Odczyt

Powoduje to znaczne obniżenie kosztów i skrócenie czasu realizacji zleceń tego typu.

W przypadku realizacji zleceń na zmianę grupy taryfowej wykorzystywana jest funkcja zdalnej parametryzacji układów pomiarowych. Powoduje to znaczne obniżenie kosztów i skrócenie czasu realizacji zleceń tego typu.

e. Możliwości ograniczenia poboru energii odbiorców komunalnych

Każdy licznik AMI wyposażony jest w możliwość aktywacji i parametryzacji ograniczenia mocy. Licznik daje 2 funkcjonalności zadziałania:

- możliwość zapisywania komunikatów w dzienniku zdarzeń licznika o przekroczeniu mocy przez Odbiorcę. Zapisane w dzienniku zdarzeń informacje, po ich pobraniu do centralnego systemu informatycznego AMI, mogą zostać wykorzystane np. do sporządzenia statystyk dotyczących przekroczenia limitu mocy przez konkretnego odbiorcę lub jeżeli będzie to dopuszczone przez odpowiednie taryfy, do naliczenia dopłat.
- zapisywania i wyłączenia odbiorcy po przekroczeniu zdefiniowanego progu poboru mocy. W tym przypadku licznik AMI w automatyczny sposób nie pozwoli odbiorcy na pobieranie wyższej mocy, niż ustawiona jako moc maksymalna (np. moc maksymalna zapisana w umowie o dostawę energii elektrycznej).

9. Wybrane zagadnienia związane z funkcjonowaniem infrastruktury pomiarowej – liczniki bilansujące

a. Liczba zainstalowanych bilansujących liczników energii oraz ich wykorzystanie na potrzeby bilansowania sieci nN

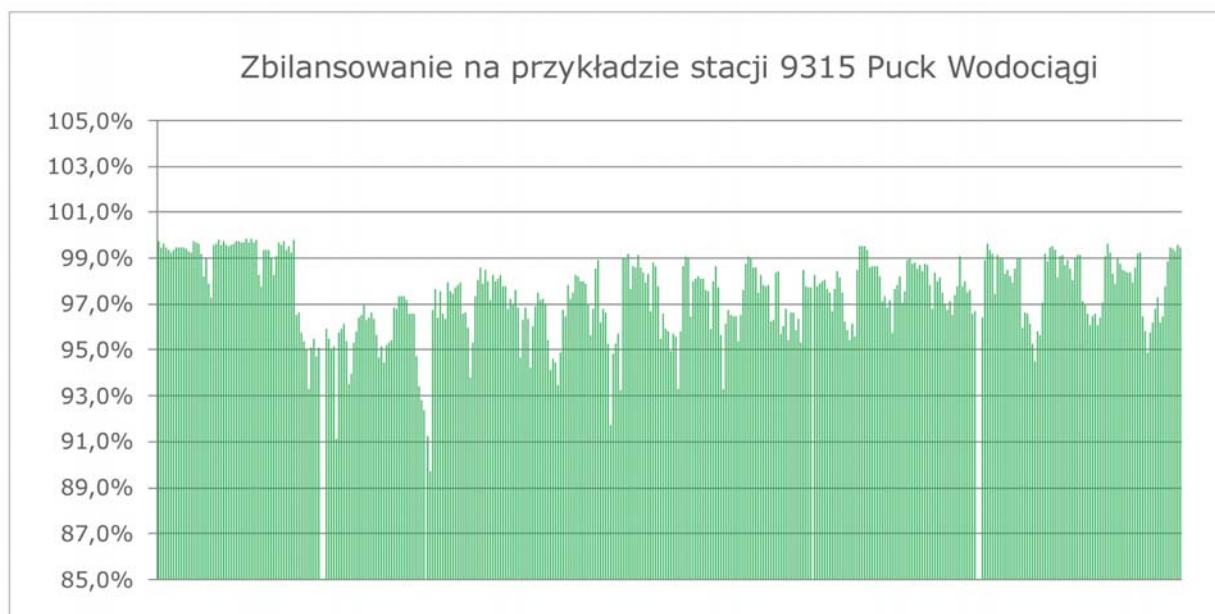
W ramach etapu I zostało zainstalowanych ponad 1 500 układów bilansujących. Każdy zamontowany licznik stanowiący układ bilansujący jest licznikiem półpośrednim oraz zamontowany jest w tzw. „module bilansującym”.

W ramach Etapu I, uruchomiono w trybie testowym, funkcjonalność bilansowania obszarowego. W aplikacji AMI zdefiniowano obszary bilansujące, dla których przeprowadzono analizę poziomu stopnia zbilansowania energii elektrycznej.

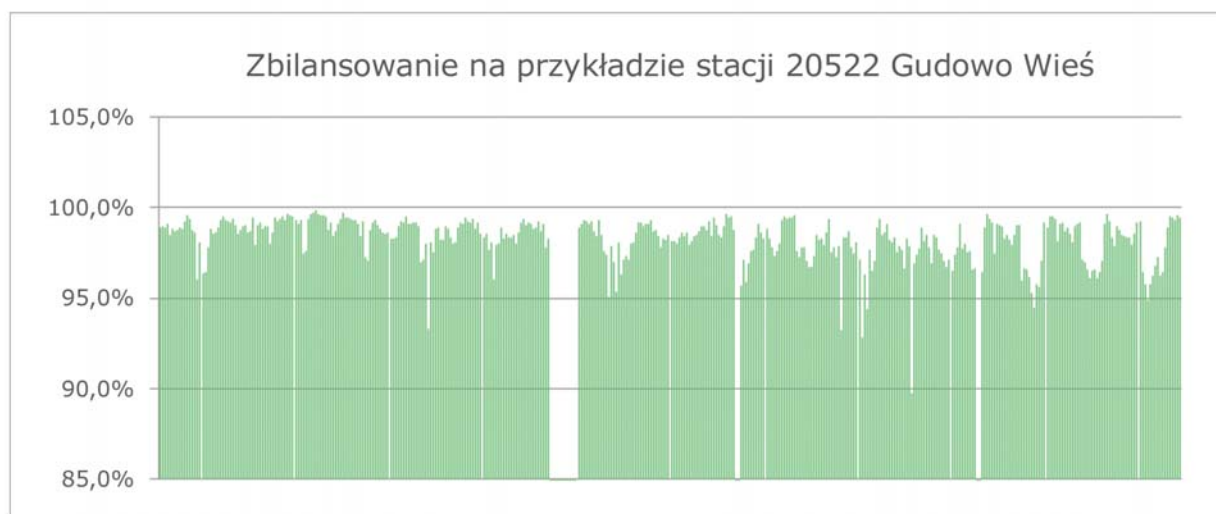
Zrealizowane prace potwierdziły możliwość praktycznego wykorzystania systemu AMI do określania stopnia zbilansowania stacji Sn/nN. Funkcjonalność ta jest wystarczająca do zwiększenia skuteczności identyfikacji nielegalnego poboru energii elektrycznej, a przez to ograniczenie kosztów identyfikacji nielegalnego poboru oraz zwiększenie skuteczności wykrywania nadużyć.

Poniższe wykresy obrazują zmianę w czasie wskaźnika zbilansowania dla przykładowych stacji. Poziom zbilansowania oscyluje w okolicach 95–99%, co pozwala uznać je za zbilansowane. Zbilansowanie na poziomie kilku punktów procentowych poniżej idealnego poziomu zbilansowania (100 procent) wynika z:

- strat na liniach przesyłowych, pomiędzy licznikiem bilansującym a odbiorcami energii elektrycznej,
- braku dokładnych danych z liczników nie AMI, które jeszcze pozostają niewymienione w niektórych lokalizacjach.



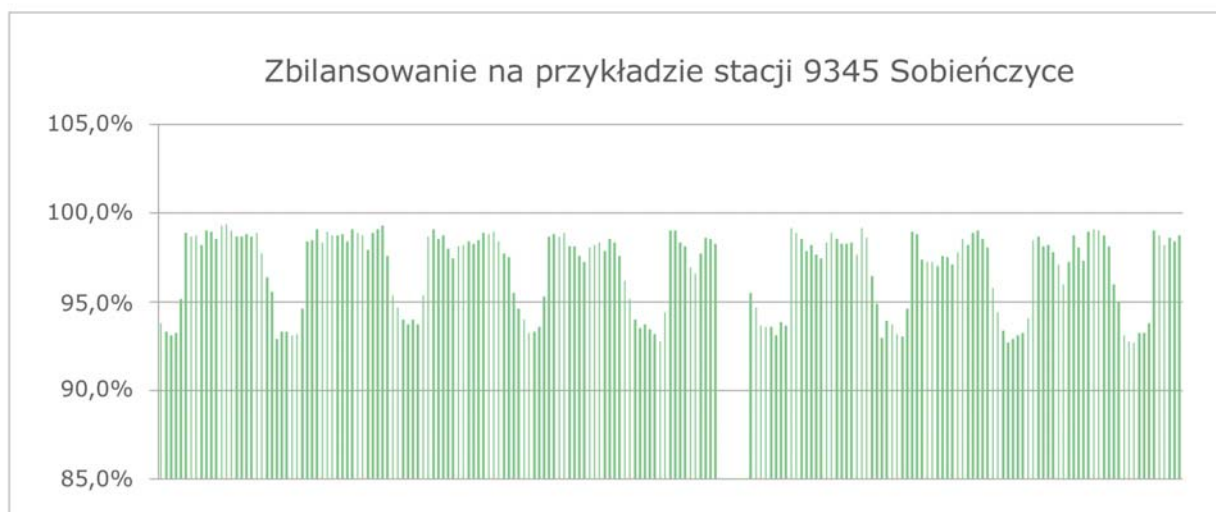
Rysunek 31. Zbilansowanie stacji 9315 Puck Wodociągi (ponad 100 odbiorców) w okresie 15–31 lipca 2014



Rysunek 32. Zbilansowanie stacji 20522 Gudowo Wieś (ponad 60 odbiorców) w okresie 15–31 lipca 2014

Dotychczasowe wnioski wynikające z przeprowadzonych prac związanych z bilansowaniem sieci niskiego napięcia:

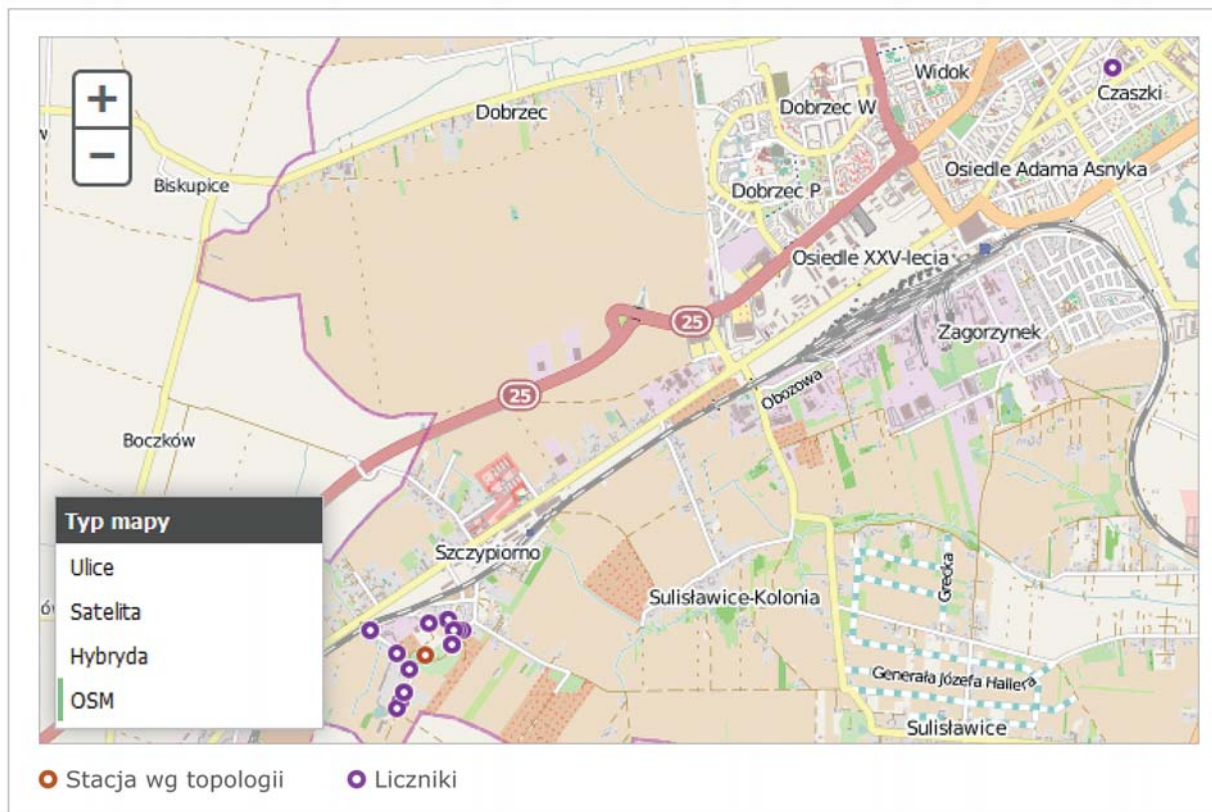
- Bilansowanie sieci realizowane jest w oparciu o wskaźnik niezbilansowania, który jest wyliczany na podstawie sumy wskazań liczników energii elektrycznej zainstalowanych u odbiorców końcowych zasilanych z tego samego transformatora, oraz licznika bilansującego, który realizuje pomiar zbiorczy na tym transformatorze. Na podstawie wskaźnika niezbilansowania w funkcji czasu wykreślana jest krzywa niezbilansowania. Krzywa powinna być zbliżona do linii prostej, każde odstępstwo powyżej przyjętego poziomu świadczy o niezbilansowaniu danego segmentu sieci niskiego napięcia. Krzywa może być np. cykliczna co może świadczyć o braku opomiarowania dużych odbiorców (np. oświetlenia ulicznego). Taką sytuację obrazuje poniższy rysunek.



Rysunek 33. Zbilansowanie stacji 9345 Sobieńczyce obrazuje brak danych z licznika oświetlenia ulicznego (gorszy wskaźnik w okresie nocnym)

- Istotnym czynnikiem mającym wpływ na możliwość bilansowania sieci niskiego napięcia są przypisania liczników granicznych do poszczególnych stacji transformatorowych. Duży wpływ na bilansowanie obszarowe mają przełączenia sieciowe. Brak systemów SCADA na niskim napięciu utrudnia detekcję przełączeń w sieci a więc i zmianę stacji zasilającej odbiorców, wpływając negatywnie na poziomy zbilansowania obydwu obszarów – tego, z którego odbiorcy zostali odłączeni i tego do którego odbiorcy zostali przyłączeni.

- Przy bilansowaniu sieci należy również wziąć pod uwagę, że nawet w stanie normalnym pracy sieci, z uwagi na propagowanie się sygnału PLC po wspólnym przewodzie neutralnym pomiędzy stacjami, bilansowanie według topologii sieci PLC wymaga dodatkowych algorytmów analitycznych. Rozwiązaniem jest zapewnienie referencyjnego opisu bieżącej topologii sieci według ewidencji systemów zarządzania majątkiem. Należy jednak mieć na uwadze, że ze względu na częste zmiany konfiguracji sieci niskiego napięcia oraz ogromny nakład pracy jaki należy włożyć w utrzymanie aktualnej ewidencji w systemach majątku sieciowego, ewidencja – do czasu jej pełnego zautomatyzowania – zawsze będzie w jakimś niewielkim stopniu nieaktualna, co może się przekładać na dokładność bilansowania sieci.

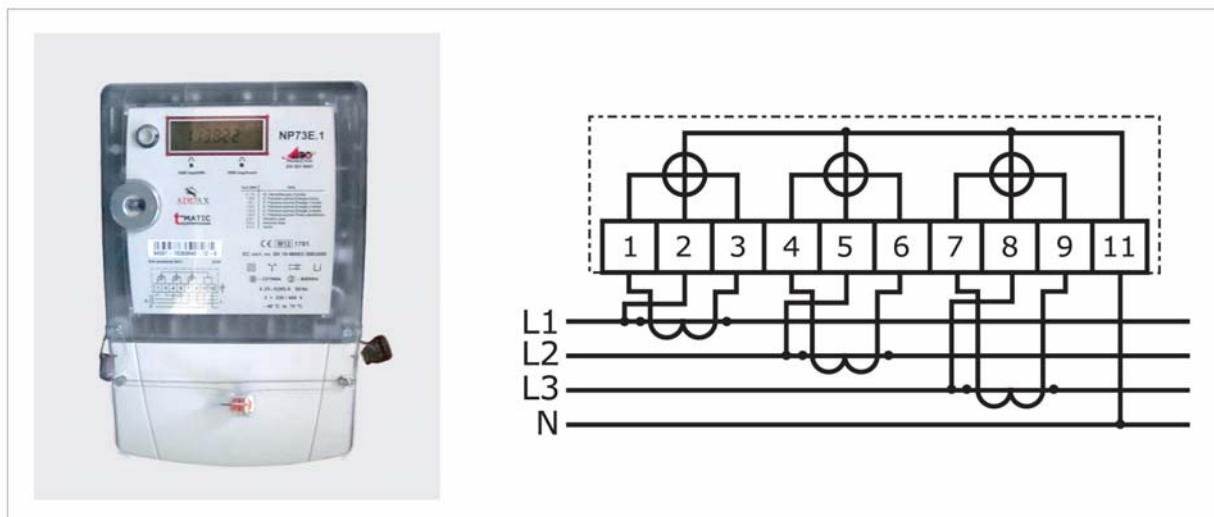


Rysunek 32. Niezgodności w ewidencji na przykładzie stacji Kalisz Gościńska 10326 – licznik (prawy górny róg rysunku) raportowany jest kilka kilometrów od stacji Sn/nN

- Im większy jest obszar podlegający bilansowaniu, z większą ilością odbiorców, tym trudniejsze jest uzyskanie wysokiego współczynnika zbilansowania. Na większym obszarze występuje więcej anomalii, np. kradzieże, odbiorcy niepodlegający opomiarowaniu (ryczałty), liczniki które nie zostały jeszcze wymienione na liczniki AMI.
- Łatwiej jest zbilansować stacje wiejskie niż miejskie. Bilansowanie obszarów można robić na podstawie przypisania odbiorcy do obszaru bilansującego według ewidencji (dla wszystkich typów liczników) lub na podstawie topologii sieci PLC (dla liczników AMI). Obie metody mają swoje wady: niedokładność danych ewidencyjnych oraz przesłuchy sygnału w sieciach PLC. W miastach, gdzie sieć jest gęstsza i bardziej rozbudowana, obie metody są bardziej narażone na niedokładności.
- Istotne jest pełne wdrożenie liczników AMI u wszystkich odbiorców na obszarze bilansowania. Brak opomiarowania wszystkich odbiorców licznikami AMI będzie powodował błąd w bilansowaniu.
- Bilansowanie jest procesem ciągłym, wymagającym ciągłej uwagi i zainteresowania operatorów systemu w celu bieżącego wychwytywania oraz rozwiązywania zauważonych problemów.
- Na podstawie ponad dwóch lat doświadczeń w system AMI został zaimplementowany szereg narzędzi pozwalających na automatyzację procesów bilansowania sieci niskiego napięcia. Ze względu na złożoność zagadnienia, na obecnym etapie w obsługę procesu bilansowania konieczne jest bezpośrednie zaangażowanie operatorów systemu AMI. System AMI istotnie wspomaga znajdowanie problemów związanych z niezbilansowaniem sieci, jednak często niezbędne jest podejmowanie działań manualnych związanych z lokalizacją i usuwaniem problemów, których źródło jest poza systemem AMI.

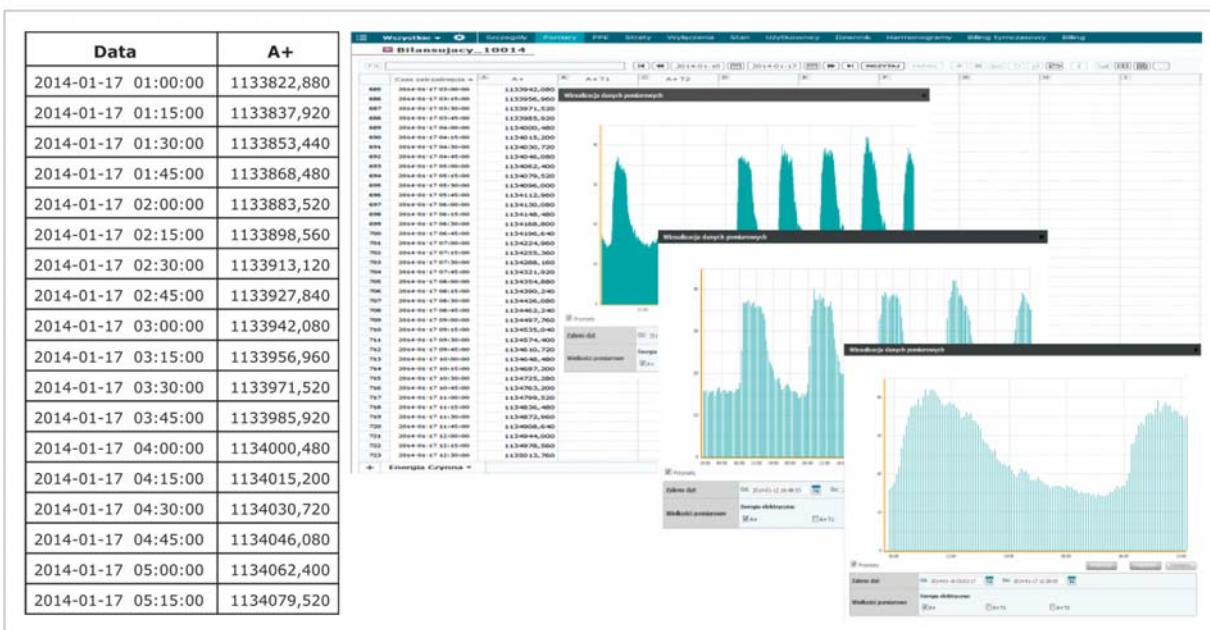
b. Sposób działania akwizycji danych pomiarowych z bilansujących liczników energii elektrycznej

W ramach Etapu I kanałem komunikacyjnym dla liczników bilansujących jest PLC LV wykorzystujące protokół SFSK, co jest tożsamym kanałem komunikacji jak dla liczników AMI instalowanych u odbiorców końcowych.



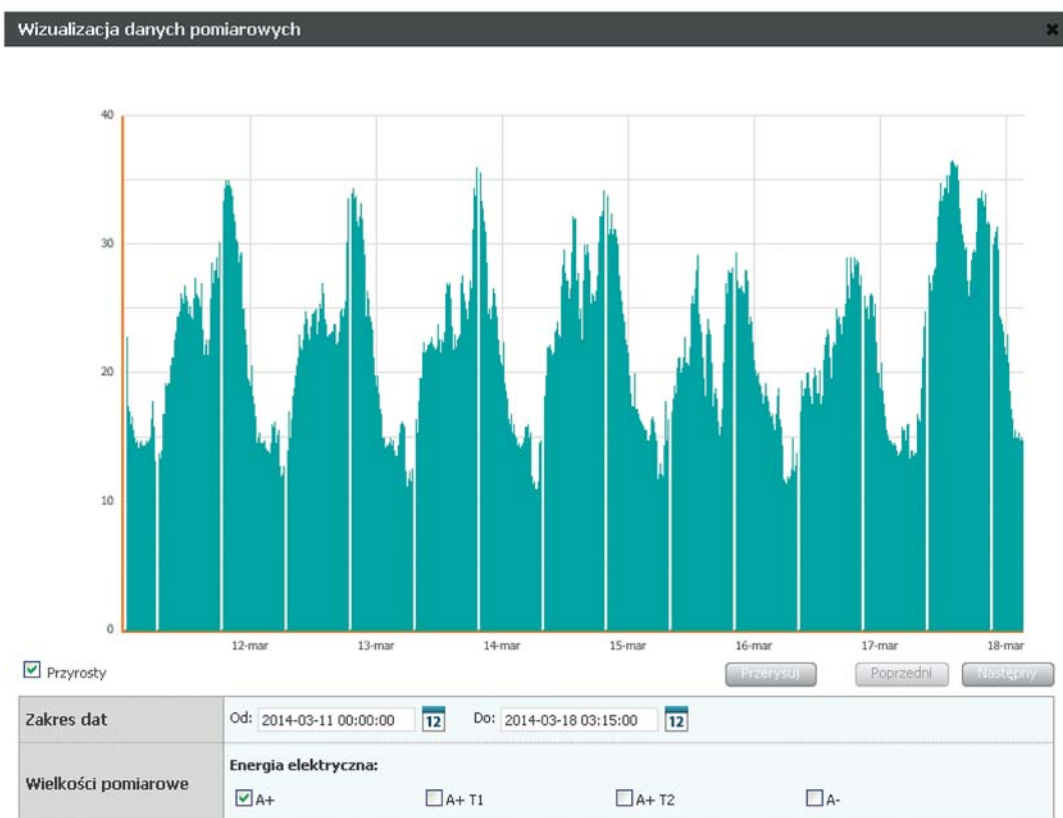
Sposób podłączenia licznika bilansującego do sieci nN

Dane z liczników komunalnych oraz liczników bilansujących mogą być pozyskiwane co 15 minut.

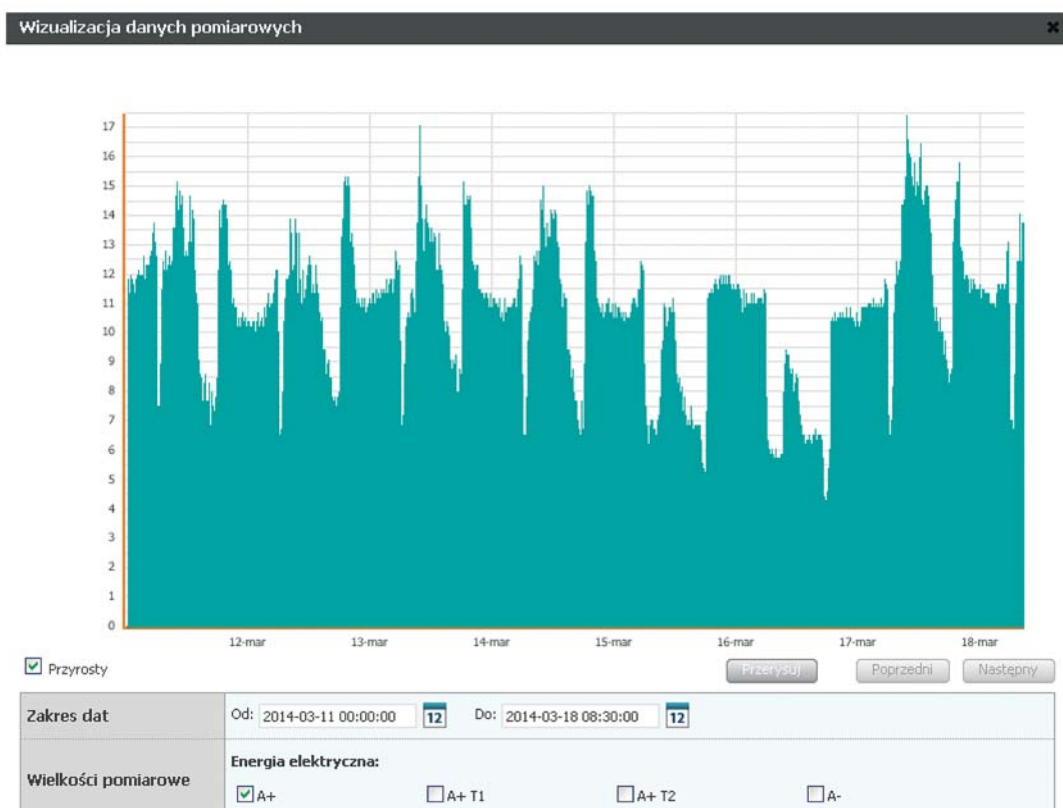


Przykłady pozyskiwanych profili 15-sto minutowych

c. Przykładowe charakterystyki obciążenia stacji Sn/nN



Rysunek 35. Stacja z 208 odbiorcami



Rysunek 36. Stacja ze 102 odbiorcami

10. Najważniejsze wnioski dotyczące organizacji prac projektowych

Etap I wdrożenia AMI był pionierskim rozwiązaniem na rynku polskim ze względu na innowacyjność przedsięwzięcia oraz skalę przekraczającą 100.000 punktów pomiarowych. Energa-Operator SA to jedyny z Operatorów Systemów Dystrybucyjnych w Polsce, który w tym czasie podjął się tak dużego wyzwania.

Wdrożenie Etapu I AMI postawiło nas przed wieloma wyzwaniami organizacyjnymi oraz technicznymi, niemniej pozwoliło również na zebranie doświadczeń i kompetencji umożliwiających realizację wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania w skali całej organizacji. W szczególności zdobyto wiele praktycznych doświadczeń w zakresie modernizacji stacji Sn/nN, organizacji procesu wymiany dużej ilości układów pomiarowych u klientów indywidualnych w ściśle określonym czasie oraz współpracy z dostawcami, w uruchomieniu zakupionej infrastruktury wchodzącej w skład inteligentnego opomiarowania.

Dotychczasowe prace zaowocowały wieloma ważnymi wnioskami w zakresie:

- organizacji pracy przy wdrożeniu AMI,
- sposobu zakupu elementów składowych rozwiązania,
- wymagań technicznych,
- nakładów niezbędnych na wdrożenia infrastruktury AMI,
- komunikacji wewnętrznej i zewnętrznej.

W każdym z obszarów przedstawiamy poniżej wybrane, najważniejsze wnioski. Należy podkreślić, że wnioski te zostały już uwzględnione przy przygotowywaniu kolejnych etapów projektu.

Organizacja pracy przy wdrożeniu AMI

Realizacja procesu wdrożenia infrastruktury pomiarowej i telekomunikacyjnej, polegającego na montażu oraz uruchomieniu odczytów danych pomiarowych z liczników AMI, wymaga bardzo dobrze przygotowanego procesu od strony logistycznej, wspieranego odpowiednimi narzędziami informatycznymi. Wymagana jest bardzo dobra koordynacja wszystkich służb oraz podmiotów zaangażowanych w projekt.

Realizacja prac w ramach Etapu I pozwoliła na zebranie wielu cennych doświadczeń, które przyczynią się do znacznie efektywniejszej realizacji wdrożenia dla kolejnych etapów projektu. W ramach wniosków wynikających z tej części wdrożenia wprowadzono szereg zmian optymalizujących sposób montażu infrastruktury pomiarowej oraz wprowadzono lub zaplanowano do wprowadzenia zmiany w stosowanych narzędziach wsparcia informatycznego.

Główne z wniosków dotyczących sposobu dalszej realizacji wdrożenia AMI są następujące:

- projekt AMI jest innowacyjnym przedsięwzięciem, wymagającym zaangażowania kadry o wysokim stopniu kompetencji, zarówno technicznych jak i menedżerskich. W ramach realizacji prac Etapu I zapoczątkowany został proces budowy wewnętrznych kompetencji związanych z AMI. Obecnie Energa-Operator SA posiada kadrę o unikalnym w skali Polski doświadczeniu oraz kompetencjach pozwalających na realizację wdrożenia inteligentnego opomiarowania w skali całej spółki,
- aby skutecznie realizować wdrożenie AMI, w realizację projektu muszą być zaangażowani pracownicy wielu jednostek organizacyjnych Centrali Energa-Operator SA oraz Oddziałów. Dodatkowo aby zoptymalizować działania związane z instalacją infrastruktury AMI, należy zdecentralizować zarządzanie wdrożeniem w zakresie uruchomienia warstwy infrastruktury pomiarowej oraz łączy telekomunikacyjnych. Prace realizowane na terenie Oddziałów powinny być zarządzane i koordynowane na poziomie Oddziałów,
- należy przestrzegać kolejności instalacji infrastruktury AMI, określonej w ramach studium wykonalności, która jest następująca:
 - ▶ modernizacja stacji Sn/nN,
 - ▶ uruchomienie łącza telekomunikacyjnego pomiędzy aplikacją AMI oraz koncentratorom danych zainstalowanym na stacji Sn/nN,
 - ▶ wymiana liczników wraz z jednoczesnym ich skomunikowaniem z centralną aplikacją AMI – realizowane powinno to być dopiero w momencie, gdy skutecznie funkcjonują łącza telekomunikacyjne pomiędzy aplikacją AMI oraz koncentratorom danych zainstalowanym na stacji Sn/nN.

- aby sprawnie realizować kolejne etapy wdrożenia AMI, niezbędna jest rozbudowa środowiska systemów informatycznych Energa-Operator SA o dodatkowe, nowe funkcjonalności wsparcia i monitorowania postępu prac dotyczących montażu infrastruktury AMI,
- wdrożenie AMI jest zależne od możliwości wykorzystania informacji pochodzących z wielu systemów informatycznych, z których najważniejsze to systemy zarządzania majątkiem sieciowym oraz systemy bilingowe. Kluczowym zagadnieniem dla wdrożenia kolejnych etapów AMI jest zapewnienie odpowiedniej jakości danych ewidencyjnych oraz uzgodnienie i przestrzeganie harmonogramów integracji AMI z innymi systemami.

Sposób zakupu elementów składowych rozwiązania

Wprowadzony podział procesu zakupowego na niezależne obszary (osobno metrologia, telekomunikacja i aplikacja) umożliwił dywersyfikację dostawców oraz wprowadzenie konkurencyjności pomiędzy technikami telekomunikacyjnymi, co ostatecznie pozwoliło na wybór najbardziej efektywnej i ekonomicznie uzasadnionej techniki komunikacji, a także na płynną zmianę tej technologii w trakcie wdrożenia – w obliczu ujawnionych w praktyce problemów z jej wydolnością.

Jednym z wniosków wynikających z szeregu zrealizowanych postępowań przetargowych jest to, iż kolejnych postępowaniach przetargowych, należy jeszcze bardziej angażować dostawców w przewidziany przez prawo zamówień publicznych proces dialogu technicznego. Należy też planować harmonogram prac przyjmując odpowiednio większy margines czasu zakładając, że dostawcy wykorzystają wszelkie dostępne środki odwoławcze, w szczególności odwołania do Krajowej Izby Odwoławczej na decyzje o wyborze wykonawcy oraz mając na uwadze orzeczenie Trybunału Konstytucyjnego, stwierdzające niekonstytucyjność dotychczasowej astronomicznej wysokości wpisu od skargi – także skargi na wyrok Krajowej Izby Odwoławczej.

W chwili obecnej przygotowując się do kolejnych postępowań i biorąc pod uwagę wnioski wyciągnięte na bazie realizacji Etapu I wdrożenia AMI, Energa-Operator SA postawiła sobie jako cel główny zwiększenie konkurencyjności wśród dostawców. W tym celu zaproszono szerokie grono potencjalnych dostawców do konsultacji w zakresie zarówno wymagań technicznych dla finalnego urządzenia, jak i w zakresie zapisów umownych (zapisy dotyczące poziomu SLA (*Service Level Agreement*), wysokości kar umownych, zasad współpracy przy identyfikacji i rozwiązywaniu problemów w komunikacji między urządzeniami a aplikacją końcową AMI). W trakcie konsultacji ze strony Energa-Operator SA przedstawiona została również zmieniona formuła postępowania zakupowego, mająca na celu zapewnienie potencjalnym dostawcom czasu niezbędnego na zaprojektowanie, przetestowanie, certyfikowanie oraz wyprodukowanie urządzenia zgodnego z postawionymi wymaganiami.

Powyższe wnioski będą uwzględniane przy kontraktacji dostaw dla dalszych etapów realizacji projektu AMI.

Proces montażu oraz uruchomienia infrastruktury pomiarowej

Kolejnym z wniosków z realizacji Etapu I jest konieczność bardziej jednoznacznego przypisania odpowiedzialności za poszczególne kroki procesu instalacji i uruchamiania infrastruktury AMI.

Dodatkowo w ramach kolejnych etapów projektu, w dużo szerszym zakresie niż to miało miejsce obecnie, powinny zostać zaangażowane Jednostki Biznesowe, na terenie których będzie realizowane wdrożenie. Powinny one być odpowiedzialne za realizację i koordynację prac lokowanych na ich terenie. Spółka TOO natomiast powinna być odpowiedzialna za montaż i uruchomienie infrastruktury pomiarowej, natomiast spółki prac na sieci za dostosowanie stacji Sn/nN do potrzeb AMI.

Generalnie, działania operacyjne związane z realizacją kolejnych etapów projektu AMI powinny być realizowane w znacznie większym stopniu niż dotychczas w ramach standardowych procesów, za które odpowiadają struktury organizacyjne Segmentu Dystrybucji odpowiedzialne za utrzymanie i rozwój infrastruktury licznikowej, a nie przez niezależnie powołaną strukturę projektową. Struktura projektowa sprawdziła się w momencie uruchamiania projektu AMI, natomiast obecnie – po zebraniu doświadczeń z Etapu I – proces dalszej instalacji i uruchamiania kolejnych liczników powinien zostać zmodyfikowany w kierunku standardowej procedury realizowanej przez standardową strukturę organizacji.

W związku z tym, na podstawie zebranych doświadczeń dokonano ponownego przypisania odpowiedzialności w tym zakresie – zaprezentowane jest to w tabeli obok:

I. Faza instalacji i uruchamiania infrastruktury AMI

Obszar	Charakterystyka czynności w ramach obszaru	Wykonawca (wiodący)
Dostawa i kompletowanie szafek modułu bilansującego	realizacja umowy na dostawę szafek i elementów wyposażenia (komplet)	EOP (zakupy)
	kompletowanie szafek (koncentrator z funkcją licznika bilansującego, modem, antena wewnętrzna, przewody, listwa Ska) + testowanie laboratoryjne	Podmiot zewnętrzny wyłoniony w przetargu
	dostawa kompletnych szafek	Podmiot zewnętrzny wyłoniony w przetargu
	odbiór i rozliczenie dostaw	EOP (Zarządzanie TOO)
Modernizacja stacji SN/nN	zdefiniowanie zakresu prac oraz harmonogramu realizacji	EOP (Zarządzanie TOO Zarządzanie eksploatacją, RDM)
	montaż szafki z modułem bilansującym	EOP SPNS
	montaż przekładników prądowych nN	EOP SPNS
	montaż obwodów wtórnych układu pomiarowego	EOP SPNS
	wykonanie zasilania dla potrzeb własnych szafek z modułem	EOP SPNS
	montaż couplera	EOP SPNS
	montaż anteny zewnętrznej przy „pierwszym montażu” szafki bilansującej nie dotyczy anten kierunkowych instalowanych na specjalnych konstrukcjach	EOP SPNS
	rozliczenie prac	EOP (Zarządzanie TOO)
	ewidencja urządzeń – gospodarka licznikowa	EOP TOO
	weryfikacja poprawności komunikacji z poziomu aplikacji AMI, zainicjowanie działań w przypadku zidentyfikowania problemów	EOP (Zarządzanie TOO)
	uruchomienie łączności w TAN B (jeśli jest problem) – opcjonalnie wymiana anteny, modułu komunikacyjnego, elementów układu pomiarowego	EOP TOO
Instalacja liczników AMI	definiowanie zakresu prac oraz harmonogramu realizacji	EOP (Zarządzanie TOO)
	montaż liczników bezpośrednich AMI	EOP TOO
	odpisanie zleceń OT w systemach, ewidencja liczników – gospodarka licznikowa	EOP TOO
	zweryfikowanie poprawności komunikacji licznika z aplikacją AMI, podjęcie działań zapewniających widoczność liczników w systemie AMI, w tym pozyskanie informacji z terenu o poprawnym przypisaniu PPE do obszaru bilansującego	EOP TOO
	weryfikacja przypisania PPE do stacji Sn/nN	EOP (Zarządzanie TOO)

II. Faza eksploatacji i utrzymania infrastruktury AMI

Obszar	Charakterystyka czynności w ramach obszaru	Wykonawca (wiodący)
Komunikacja TAN A	identyfikacja braku komunikacji z aplikacją AMI	EOP (Zarządzanie TOO)
	zgłoszenie braku komunikacji do IT celem zidentyfikowania przyczyny usterki, w tym monitorowanie procesu usuwania usterki	EOP (Zarządzanie TOO)
	udzielanie zleceń na sprawdzenie modemu/routera w GPZ	EOP TOO
	usunięcie przyczyny braku komunikacji, w tym wymiana urządzeń stanowiących elementy łącza AMI w GPZ (do punktu styku z infrastrukturą, którą utrzymuje spółka SPNS)	EOP TOO
Komunikacja TAN B	identyfikacja braku komunikacji z aplikacją AMI	EOP (Zarządzanie TOO)
	udzielenie zlecenia do podmiotu zapewniającego łączność zewnętrzną, w tym nadzór nad statusami zlecenia do chwili usunięcia problemu	EOP (DZT)
	udzielanie zleceń na sprawdzenie modemu/koncentratora w stacji Sn/nN	EOP (Zarządzanie TOO)
	realizacja zleceń dotyczących przywrócenia komunikacji (z wyłączeniem współpracy z zewnętrznymi dostawcami łączności), w tym wymiana modemu/koncentratora w stacji Sn/nN	EOP TOO

II. Faza eksploatacji i utrzymania infrastruktury AMI (cd.)

Komunikacja TAN C	identyfikacja braku komunikacji z aplikacją AMI	EOP TOO
	weryfikacja systemowa miejsc podziałów na sieci	EOP (RDM, Zarządzanie eksploatacją)
	weryfikacja pod kątem zgłoszonych awarii (TCZ, RDM) dot. braku zasilania odbiorców	EOP TOO
	realizacja zleceń dotyczących przywrócenia komunikacji układów pomiarowych, w tym wymiana licznika lub koncentratora w stacji Sn/nN	EOP TOO
	przywracanie komunikacji układów pomiarowych bezpośrednich, półpośrednich i pośrednich systemu Converge	EOP TOO
Eksploatacja układ pomiarowy – rozliczeniowy	zdalna parametryzacja licznika	EOP (Zarządzanie TOO)
	weryfikacja poprawności i kompletności przekazywanych danych pomiarowych z licznika na podstawie profili	EOP (Zarządzanie TOO)
	zdalna windykacja	EOP (Zarządzanie TOO)
	zdalny odczyt licznika na żądanie	EOP (Zarządzanie TOO)
	udzielanie zleceń do EOP TOO dotyczących wymian legalizacyjnych, kontroli układów pomiarowych, usług taryfowych	EOP (Zarządzanie TOO)
	lokalna parametryzacja licznika	EOP TOO
	pomiar uchybu licznika	EOP TOO
	sprawdzenie przekładnika prądowego	EOP TOO
	kontrola ciągłości obwodów wtórnych	EOP TOO
	kontrola zabezpieczeń w obwodach napięciowych	EOP TOO
	lokalna (manualna) windykacja	EOP TOO
	lokalny (manualny) odczyt na żądanie	EOP TOO
	koordynacja i nadzór nad procesem serwisowania (gwarancyjny/pogwarancyjny) liczników zdalnych, modemów, koncentratorów z funkcją licznika bilansującego, routerów, przekładników, couplerów (komplet elementów składowych aktywnej infrastruktury AMI)	EOP TOO
	wymiana legalizacyjna lub serwisowa	EOP TOO
Analiza poprawności pomiaru, bilansowanie obszarowe	sprawdzenie bilansów obszarowych dla stacji Sn/nN	EOP (Zarządzanie TOO)
	weryfikacja przyczyn niezbilansowania energii	EOP (Zarządzanie TOO)
	weryfikacja i aktualizacja przypisana PPC do stacji Sn/nN	EOP (Zarządzanie TOO) WYDZIAŁ DOKUMENTACJI ENERGETYCZNEJ
	weryfikacja poprawności odwzorowania podziałów sieci	EOP (RDM, Zarządzanie eksploatacją)
	analiza wielkości strat pod względem długości, przekroju, obciążalności linii, oraz stanu technicznego transformatorów/linii	EOP (Zarządzanie eksploatacją, RDM)
	typowanie PPE do kontroli NPEE	EOP TOO, EOP (Zarządzanie TOO)

Objaśnienie skrótów:

- EOP – Energa-Operator SA
- EOP TOO – Energa-Operator Techniczna Obsługa Odbiorców
- RDM – Regionalna Dyspozycja Mocy
- EOP SPNS – spółki pracy na sieci

11. Weryfikacja przyjętych wymagań technicznych

Realizacja Etapu I pozwoliła na zidentyfikowanie wielu problemów natury technicznej i co najważniejsze na wypracowanie rozwiązań eliminujących te problemy. Dotyczy to między innymi takich elementów jak:

- sposób działania koncentratorów zainstalowanych na stacjach o dużej liczbie liczników przypadających na jedną stację. W ramach wdrożenia wypracowano wspólnie z dostawcą technologii nowe mechanizmy sposobu akwizycji danych pomiarowych, polegające na podziale danych rejestrowanych przez licznik na sześciogodzinne bloki przesyłane do aplikacji AMI co cztery godziny. Wdrożenie tego typu mechanizmu pozwala na dostarczenie do aplikacji AMI 100 procent danych rejestrowanych w liczniku co 15 minut na godzinę 6:00 rano za poprzednią dobę,
- sposób zdalnej parametryzacji liczników energii. W trakcie realizacji wdrożenia, w praktyce zweryfikowano poprawność działania zdalnej parametryzacji liczników. Dzięki stosowaniu tego rozwiązania byliśmy w stanie zdalnie dostosować parametry pracy liczników energii tak, aby w optymalny sposób pozyskiwać z nich dane pomiarowe,
- metody zapewnienia stabilności funkcjonowania koncentratorów danych pomiarowych oraz łącz telekomunikacyjnych. Jednym z istotnych doświadczeń z realizacji Etapu I jest praktyczna wiedza dotycząca zapewnienia ciągłości funkcjonowania koncentratorów danych pomiarowych oraz łącz telekomunikacyjnych. W ramach prac projektowych:
 - ▶ w aplikację AMI zostały zaimplementowane mechanizmy pozwalające na automatyzację procesu nadzoru ciągłości ich działania,
 - ▶ zostały opracowane nowe wersje oprogramowania systemowego, charakteryzujące się dużo większą stabilnością działania w stosunku do wersji oprogramowania, którą pierwotnie dostarczono z urządzeniami,
- metody montażu anten telekomunikacyjnych w stacjach Sn/nN oraz dobór anten w zależności od typu obiektów i dostępności sieci komórkowej. W wyniku wykorzystania wiedzy podmiotów profesjonalnie zajmujących się zagadnieniami propagacji fal radiowych, udało się wypracować mechanizmy optymalnego doboru typów anten oraz określić sposób i miejsca ich montażu tak, aby łącza telekomunikacyjne mogły pracować w stabilny i wydajny sposób. Do niezbędnego minimum udało się ograniczyć stosowanie anten kierunkowych, których montaż wymaga wyłączenia zasilania stacji Sn/nN oraz użycia specjalistycznego sprzętu.

12. Nakłady finansowe poniesione na wdrożenie Etapu I AMI

Łączne wydatki inwestycyjne na wdrożenia AMI w Energa-Operator SA. do końca 2012 roku wyniosły 66,1 mln zł. Wydatki te obejmowały zarówno prace przygotowawcze do uruchomienia całego projektu, jak i wydatki na realizację Etapu I. Zakłada się, że zakończenie Etapu I wymagać będzie dodatkowego nakładu w wysokości 1,3 mln zł, co da łączną kwotę w wysokości 67,4 mln zł. Istotną część poniesionych już wydatków związanych z realizacją projektu dotyczy działań, które powinny być rozliczone w ramach kolejnych jego etapów. Dotyczy to nakładów na wdrożenie informatycznej aplikacji AMI, która powstała dla potrzeb zarządzania całością infrastruktury licznikowej w spółce, a także kosztów ogólnych projektu związanych z przygotowaniem wdrożenia (studium wykonalności, przygotowanie postępowań przetargowych, audyty bezpieczeństwa, działania PR itp.). Łączna kwota nakładów, które nie powinny w całości obciążać Etapu I i być rozliczone na kolejne etapy projektu to 16,9 mln zł.

Powyższe oznacza, że nakłady inwestycyjne na realizację Etapu I projektu AMI w Energa-Operator SA. wyniosą 50,5 mln zł, co daje wydatek w przeliczeniu na jeden zainstalowany punkt pomiarowy w wysokości 465,1 zł.

Tabela 1. Rozliczenie wydatków inwestycyjnych związanych z realizacją Projektu AMI w ramach Etapu I
(na kolejnej stronie)

Wyszczególnienie	Łączne wydatki inwestycyjne na projekt do dnia 31.12/2012 (tys. zł)	Wydatki inwestycyjne do poniesienia w celu zakończenia Etapu I (tys. zł)	Łączne wydatki do momentu zakończenia Etapu I (tys. zł)	Z tego:		Wydatki Etapu I w przeliczeniu na zainstalowany punkt pomiarowy (tys. zł)
				Wydatki dotyczące Etapu I (tys. zł)	Wydatki dotyczące kolejnych etapów (tys. zł)	
Liczniki i koncentratory (TAN C)	32 075		32 075	32 075	0	295,3
Telekomunikacja (TAN B)	1 265	702	1 967	1 967	0	18,1
Aplikacja AMI	12 921		12 921	1 292	11 630	11,9
Modernizacja stacji Sn/nN	4 332		4 332	4 332	0	39,9
Koszty instalacji infrastruktury	5 693	214	5 907	5 907	0	54,4
Koszty ogólne wdrożenia	9 818	400	10 218	4 953	5 265	45,6
Razem	66 104	1 316	67 420	50 525	16 895	465,1

Zrealizowane wydatki w przeliczeniu na jeden punkt pomiarowy są wyższe niż pierwotnie zakładane w studium wykonalności (386 zł za punkt pomiarowy). Należy jednak zwrócić uwagę na następujące uwarunkowania:

- w Studium Wykonalności założenia nakładów inwestycyjnych prezentowane były w cenach roku 2010. Uwzględniając inflację, uzyskane wydatki w przeliczeniu na punkt pomiarowy należy skorygować o przynajmniej 3 procent, co daje kwotę 452 zł,
- bardzo istotny wpływ na koszty mają uzyskane ceny na infrastrukturę licznikową. Realizując Etap I projektu nie udało się stworzyć wystarczającej konkurencyjności pomiędzy dostawcami liczników, co spowodowane było niedojrzałością rynku inteligentnego opomiarowania oraz zbyt wysokimi wymaganiami handlowymi (okres gwarancji, poziom kar umownych itp.) definiowanymi przez Energa-Operator SA w trakcie postępowań przetargowych,
- wpływ na koszt za punkt pomiarowy miała także struktura obszarów instalacyjnych wytypowanych do Etapu I – mniejsza, niż średnia dla całości wdrożenia, była liczba liczników przypadających na jeden koncentrator danych oraz większa niż średnia liczba liczników trójfazowych, których cena jest wyższa od cen liczników jednofazowych,
- Etap I charakteryzował się wyższymi kosztami ogólnymi wdrożenia, wynikającymi z uczenia się organizacji nowych rozwiązań technicznych oraz wdrażaniem skomplikowanych procedur organizacyjno-logistycznych.

Realizacja Etapu I projektu AMI pozwoliła na zebranie bardzo wielu cennych doświadczeń dotyczących kosztów wdrożenia infrastruktury inteligentnego opomiarowania. Pozwala to obecnie na doprecyzowanie budżetu wdrożenia całego projektu.

13. Koszty związane z utrzymaniem i funkcjonowaniem systemu inteligentnego opomiarowania

- Koszty poniesione na eksploatację systemu AMI w 2013 roku wyniosły około 1 mln 962 tysięcy złotych. Koszty te obejmują:
 - Opłaty licencyjne za wsparcie w zakresie utrzymania bazy danych ORACLE systemu AMI,
 - Umowa SLA z Energa-Operator SA Techniczna Obsługa Odbiorców w zakresie czynności dotyczących AMI, takich jak np. odczyty liczników, montaż, wymiany liczników AMI, gospodarka licznikowa,
 - Lokalna wymiana oprogramowania w licznikach AMI,
 - Koszty usług transmisji danych pomiędzy koncentratorami danych i centralnym systemem aplikacyjnym,
 - Koszty usług transmisji danych dla urządzeń testowo diagnostycznych: InstallExpert, Net Monitor oraz testów współdzielenia kanału transmisji danych AMI – SmartGrid,
 - Zapewnienie kanału VPN do centrali EOP na potrzeby obsługi magazynów w Koszalinie oraz Malborku.

- b. Koszty bezpośrednie i pośrednie pracowników wydziałów odpowiedzialnych za Zarządzanie Pomiarami w roku 2013 wyniosły około 1 mln 230 tysięcy złotych. Koszty dotyczą następujących jednostek:
- I. Wydziały Zarządzania Pomiarami w Oddziałach
 - II. Biuro Danych Pomiarowych w Centrali
 - III. Biuro Zarządzania Pomiarami w Centrali

Podsumowując: łączne koszty pracy związane z eksploatacją systemu AMI w 2013 roku wyniosły około 3 mln 192 tysięcy złotych, co daje średni koszt miesięczny w wysokości około 266 tysięcy zł.

14. Standardy oraz interoperacyjność komponentów AMI

System inteligentnego opomiarowania jest rozwiązaniem, które stanowi fundament budowy sieci inteligentnej. Wdrożenie obydwóch rozwiązań pozwala na osiągnięcie szeregu korzyści dla całego rynku. Są to między innymi:

- optymalizacja kosztów działania sieci elektroenergetycznej, wynikająca z lepszego planowania inwestycji, monitorowania stanu sieci, ograniczenia strat,
- efekty pro-ekologiczne, wynikające z ułatwienia przyłączania odnawialnych źródeł energii, umożliwienia zarządzania zagregowanym wytwarzaniem małych odnawialnych źródeł energii, optymalizacji zużycia energii przez odbiorców,
- zwiększenie konkurencyjności na rynku sprzedawców energii, nowe produkty dla odbiorców, poprawa jakości obsługi odbiorców,
- w przyszłości: dalsza optymalizacja pracy sieci poprzez wprowadzenie i zarządzanie magazynami energii elektrycznej, wprowadzenie w masowej skali samochodów elektrycznych.

Kluczem do sukcesu wdrożenia inteligentnego opomiarowania w skali kraju jest zapewnienie interoperacyjności urządzeń AMI. Jest bardzo ważne aby urządzenia przeznaczone do realizacji tych samych funkcji, realizowały je w taki sam, standardowy sposób, niezależny od miejsca instalacji urządzenia. Podejście takie spowoduje, że w perspektywie czasu na rynku będą dostępne urządzenia wielu producentów, co przyczyni się do obniżenia cen na infrastrukturę AMI oraz pozwoli na podniesienie jej jakości.

W przypadku Energa-Operator SA interoperacyjność urządzeń w Etapie I została zapewniona przez zastosowanie standardowych typów interfejsów i protokołów komunikacyjnych, powszechnie stosowanych na rynku. Przykładami takich rozwiązań mogą być protokół TCP/IP wykorzystywany do komunikacji pomiędzy koncentratorem danych pomiarowych i centralnym systemem aplikacyjnym lub DLMS COSEM wykorzystany w komunikacji pomiędzy licznikami energii elektrycznej i koncentratorem danych.

Należy jednak wyraźnie podkreślić, że rozwiązania tego typu nie zastąpią standaryzacji i normalizacji AMI w skali całego kraju. Tylko przyjęcie ogólnopolskiego standardu pozwoli na obniżenie cen infrastruktury AMI, zapewnienie wysokiej i powtarzalnej jakości urządzeń oraz uniezależnienie OSD od dostawców technologii.

V. Realizacja wymagań opisanych w stanowisku Prezesa URE dotyczącym inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych

Proces definiowania wymagań dotyczących systemu inteligentnego opomiarowania, rozpoczęto w Energa-Operator SA na początku 2010 roku. W tym czasie nie było jeszcze w Polsce żadnych szczegółowych wytycznych dotyczących oczekiwanych funkcjonalności systemów inteligentnego opomiarowania. Pierwszym dokumentem, który w systematyczny sposób opisywał ogólne wymagania, które musi spełniać system AMI, było 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, opublikowane w maju 2011 roku.

Podkreślenia wymaga, że proces projektowania Etapu I wdrożenia w Energa-Operator SA i, biegnący równolegle, proces kształtowania wymagań ujętych ostatecznie w treści Stanowiska Prezesa URE, pozostawały w ścisłej korelacji dzięki bieżącej współpracy ekspertów z obydwu stron.

Dzięki temu, pomimo, że Energa-Operator SA rozpoczęła proces wdrożenia przed opublikowaniem przez Prezesa URE powyższego stanowiska, wdrożony system spełnia zdecydowaną większość wymagań, a wymagania, które nie są obecnie spełnione są możliwe do zaimplementowania we wdrożonym systemie przez modyfikację firmware pracujących w sieci liczników i koncentratorów danych pomiarowych (pod warunkiem doprecyzowania szczegółów wymagań dotyczących sposobu implementacji).

Zbudowany przez Energa-Operator SA system spełnia wymagania regulatora we wszystkich zakresach tj. wymagań ogólnych, wymagań dla aplikacji centralnej, wymagań dla infrastruktury komunikacyjnej, wymagań dla liczników dla odbiorców komunalnych, liczników dla prosumentów, liczników bilansujących oraz wymagań związanych z wdrożeniem systemu.

Szczegółowa tabela zawierająca zestawienie wymagań i odniesienie do nich znajduje się w załączniku do niniejszego dokumentu.

VI. Korzyści z wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania

Wdrożenie w Energa-Operator SA systemu inteligentnego opomiarowania zostało poprzedzone rzetelną analizą opłacalności realizacji projektu. W trakcie analizy opłacalności unikaliśmy wszelkich optymistycznych założeń, których przyjęcie mogłoby spowodować, że osiągnięcie wyliczonych na tej podstawie korzyści byłoby obarczone dużym ryzykiem. Wyniki przeprowadzonych prac pozwalają na jednoznaczne stwierdzenie, że inwestycja w system inteligentnego opomiarowania jest przedsięwzięciem opłacalnym dla OSD, odbiorców oraz szeregu innych interesariuszy funkcjonujących na rynku energetycznym w Polsce.

Od przygotowania studium wykonalności w roku 2010 minęły cztery lata. W tym czasie w pełni wdrożono Etap I, rozpoczęto wdrożenie Etapu II i przygotowania do uruchomienia Etapu III. Doświadczenia i dane zgromadzone w tym okresie pozwoliły na weryfikację i ocenę przyjętych w studium wykonalności założeń co do korzyści z wdrożenia oraz niezbędnych do poniesienia nakładów.

Poniżej zamieszczono zestawienie korzyści dla odbiorcy oraz dla OSD, których osiągnięcie jest możliwe dzięki wdrożeniu systemu inteligentnego opomiarowania wraz z informacją czy daną korzyść uwzględnia finansowy model analizy opłacalności wdrożenia AMI. Należy mieć na uwadze, że nie wszystkie korzyści są policzalne, a dla części korzyści nie było możliwe zgromadzenie danych umożliwiających analizę ilościową. Z tego też powodu prezentowane kalkulacje korzyści należy uznać za bardzo konserwatywne. Korzyści uwzględnione w aktualizacji modelu opłacalności wdrożenia AMI opisane będą szczegółowo w dalszej części tego rozdziału.

KORZYŚCI ODBIORCY			
Kategoria korzyści	Korzyść	Ocena EOP	Uwzględnienie w modelu
Świadomość	Informacja o bieżącym zużyciu energii elektrycznej – wzmocnienie zachowań na rzecz efektywnego wykorzystania energii i racjonalizacji jej poboru	TAK	✓
	Informacja o bieżącej cenie energii loco odbiorca	TAK	—
	rezygnacja z prognoz na potrzeby rozliczeń	TAK	—
	ujawnienie faktycznej elastyczności cenowej popytu	TAK	—
	aktywacja mechanizmów DSM	TAK	—
Ekonomia	stworzenie podstawy technicznej dla funkcji prosumenta, w tym: poprawy efektywności wykorzystania energii, partycypacji odbiorcy w świadczeniu usług systemowych i osiąganiu oszczędności / przychodów z tego tytułu	TAK	✓
	proefektywnościowa zmiany zachowań – redukcja zużycia	TAK	✓
	proefektywnościowa zmiany zachowań – spłaszczenie krzywej obciążenia	TAK	—
	Informacja o jakości energii loco odbiorca – podstawa roszczeń wobec OSD o bonifikatę z tytułu obniżenia jakości energii	TAK	✓
	poprawa jakości energii, w tym skrócenie czasów wyłączeń	TAK	✓

Ekonomia	możliwość skorzystania z trybu przedpłatowego na życzenie	TAK	—
	eliminacja opłaty abonamentowej	NIE	—
	ograniczenie kosztów odczytu innych mediów	TAK	—
	ograniczenie kosztów zużycia innych mediów	TAK	—
Bezpieczeństwo	zwiększenie bezp. dostaw energii elektrycznej, w tym skrócenie czasu przerw	TAK	—
	skrócenie oczekiwania na przywrócenie zasilania po przerwie windyacyjnej	TAK	✓
Jakość obsługi	poprawa jakości obsługi, w tym okresu niezbędnego na przyłączenie	TAK	—
	uproszczenie i przyspieszenie procedury zmiany dostawy	TAK	✓
	platforma dla usług dodatkowych, w tym nie związanych z systemem elektroenergetycznym	TAK	—
	obniżenie taryfy dystrybucyjnej, będące następstwem poprawy efektywności inwestycyjnej i operacyjnej OSD	TAK	✓

KORZYŚCI OSD			
Kategoria korzyści	Korzyść	Ocena EOP	Uwzględnienie w modelu
Poprawa funkcjonowania sieci	rozpoznanie rzeczywistych charakterystyk poboru energii	TAK	—
	kontrola napięć w węzłach sieci i rozpyły energii biernej	TAK	—
	kontrola rozpyły mocy i energii czynnej	TAK	—
	zarządzanie jakością energii w miejscach dostarczania	TAK	—
	lokalne bilansowanie systemu poprzez wykorzystanie zarządzania popytem	TAK	—
	możliwość ograniczenia negatywnego wpływu niestabilnej generacji rozproszonej	TAK	—
Obniżenie/racjonalizacja nakładów inwestycyjnych	optymalizowanie inwestycji i poprawa wykorzystania majątku sieciowego poprzez spłaszczenie krzywej obciążenia dzięki wdrożeniu taryf dynamicznych	TAK	—
	planowanie i ocena efektywności inwestycji – lokalizacja i usuwanie ograniczeń sieciowych	TAK	—
	optymalizacja gospodarki transformatorami	TAK	—
	oszczędność na nakładach inwestycyjnych na legalizację liczników tradycyjnych (wtórnie instalowanych)	TAK	✓
Obniżenie kosztów operacyjnych	planowanie remontów – unikanie awarii, ograniczanie zasięgu awarii i ograniczanie ich kosztów	TAK	—
	przyspieszone wykrywanie i lokalizacja awarii	TAK	—
	optymalizacja ruchu brygad w terenie	?	—
	ochrona majątku sieciowego przed kradzieżami	NIE	—
	uproszczenie procedur przyłączeniowych dla nowych odbiorców i generacji rozproszonej	TAK	—
	redukcja kosztów inkasenckich (odczytu), szczególnie w perspektywie obligatoryjnego skrócenia okresów rozliczeniowych do 3, ew. 1 miesiąca	TAK	✓
	obniżenie kosztów działań na licznikach	TAK	✓
	obniżenie kosztów obsługi klienta na przyjmowanie zgłoszeń o stanach liczników	TAK	✓
	obniżenie kosztów usług obcych	TAK	✓
	uproszczenie i skrócenie postępowań spornych w zakresie jakości energii	TAK	—
	poprawa dokładności i czytelności faktur	TAK	—
	redukcja kosztów obsługi reklamacji	TAK	✓
	uproszczenie procedur i redukcja kosztów zmiany sprzedawcy	TAK	✓
	poprawa rzetelności i ograniczenie kosztów weryfikowania generacji potwierdzanej przez OSD	TAK	—

Redukcja pozostałych kosztów operacyjnych	redukcja kosztów odszkodowań dla klientów i kar	TAK	—
	dodatkowe przychody z udostępnienia infrastruktury	?	—
Redukcja kosztów różnicy bilansowej	redukcja strat technicznych w elementach sieci	TAK	✓
	redukcja strat handlowych nie związanych z kradzieżą (synchronizacja wzajemna pomiarów, obniżenie mocy i prądu bazowego liczników)	TAK	✓
	kontrola nielegalnego poboru	TAK	✓
Obniżenie kosztów finansowych	kontrola spójności w czasie dostaw i wpływów finansowych	TAK	—
	dyscyplinowanie ściągłości należności poprzez zdalną redukcję mocy (ewentualnie zdalne odłączenie i załączenie)	TAK	✓
	redukcja kosztów energii nie dostarczonej (ograniczenie utraconych korzyści poprzez zapobieganie awariom, skrócenie czasu usuwania awarii i przywracania zasilania po wyłączeniu windykacyjnym)	TAK	✓
	upowszechnienie funkcji przedpлатowej	TAK	—

1. Korzyści z wdrożenia Etapu I w Kaliszu

Etap I wdrożenia AML w Energa-Operator SA obejmował m.in. miasto Kalisz z około 50 tysiącami odbiorców. Jako największy obszar w ramach Etapu I pod względem liczby zainstalowanych liczników inteligentnych (100 procent liczników AML zainstalowanych do końca roku 2012) Kalisz jest najlepszą bazą do analiz korzyści z wdrożenia AML na podstawie faktycznych efektów i rzeczywistych danych. Jeden rok działania liczników AML na terenie Kalisza oraz ograniczony zasięg geograficzny nakazują ostrożną interpretację wyników jednak, jak do tej pory jest to jedyne reprezentatywne miejsce w skali kraju, w którym można przeprowadzić analizy tego typu.

W Kaliszu uruchomione zostały następujące funkcjonalności:

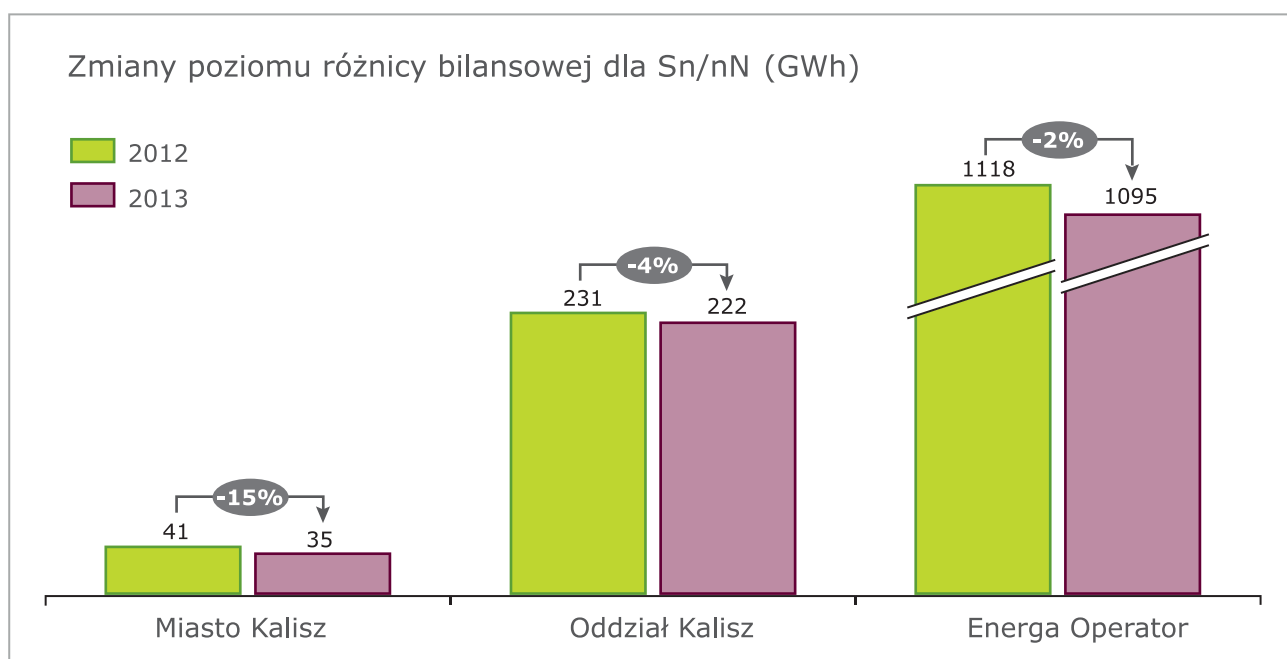
- zdalna realizacja zleceń na **wstrzymanie i wznowienie dostaw** energii elektrycznej w związku z zadłużeniem klientów,
- zdalna realizacja zleceń dotyczących **zmiany taryf** w licznikach odbiorców,
- realizacja zdalnych odczytów regularnych i związanych z **indywidualnymi zleceniami** np. w związku ze zmianą sprzedawcy,
- przygotowano system AML do **odczytów liczników innych mediów (gaz, woda)**.

Główne wnioski i obserwacje z Kalisza, które szczegółowo opisane są w dalszej części rozdziału, można podsumować w następujący sposób:

- Na terenie Kalisza istotnie obniżyła się:
 - ▶ różnica bilansowa
 - ▶ liczba klientów zalegających z płatnościami
 - ▶ liczba zgłoszeń reklamacyjnych
- Zwiększyła się skuteczność wyłączeń windykacyjnych
- Wzrosła skuteczność odczytów
- Klienci w Kaliszu częściej niż w pozostałych rejonach obniżyli zużycie energii elektrycznej i mniej klientów zwiększyło zużycie energii elektrycznej.

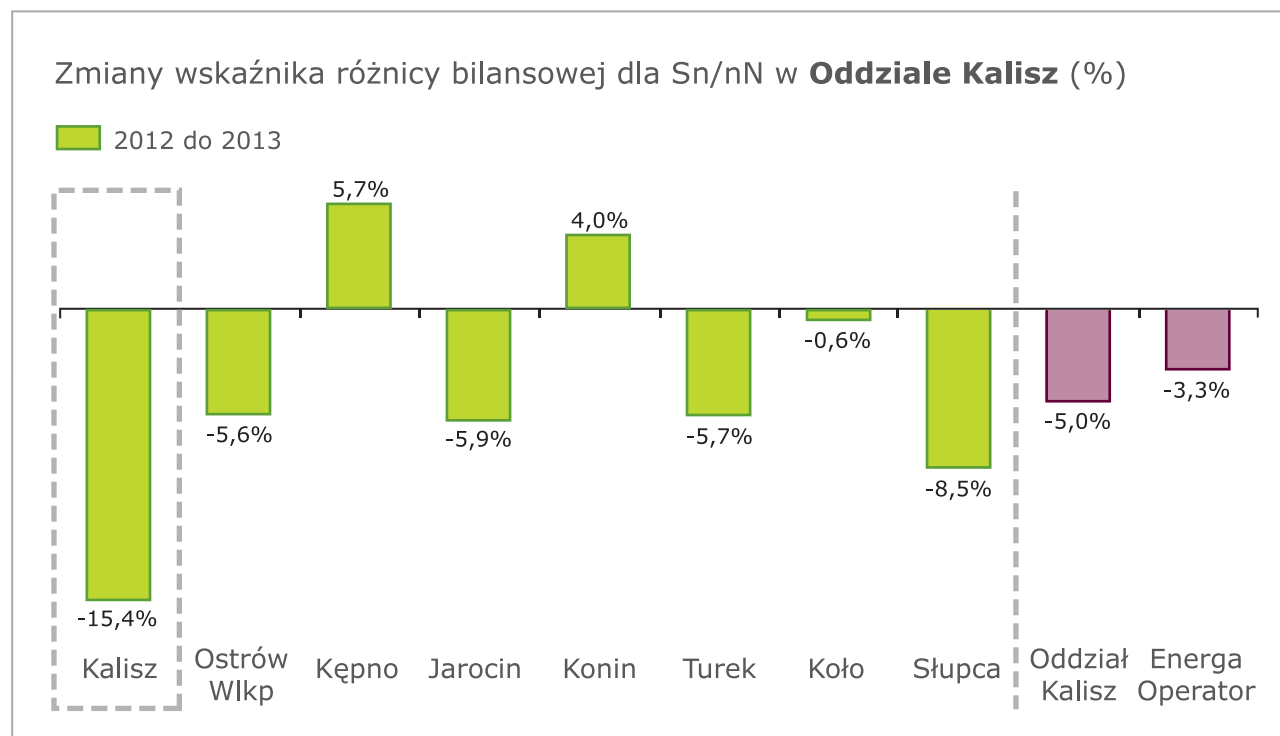
Zmiana poziomu różnicy bilansowej w Kaliszu

W porównaniu do roku 2012, rok 2013 w Kaliszu zamknął się redukcją różnicy bilansowej dla średniego i niskiego napięcia o 6 GWh, co oznacza wynik o 15 procent lepszy. W tym samym okresie redukcja różnicy bilansowej dla Sn i nN w całym Oddziale Kalisz (obejmującym miasto Kalisz i 7 innych rejonów dystrybucji) wyniosła 4 procent a w całej Energa-Operator SA 2 procent.



Rysunek 37. Zmiany poziomu różnicy bilansowej dla Sn/nN (GWh)

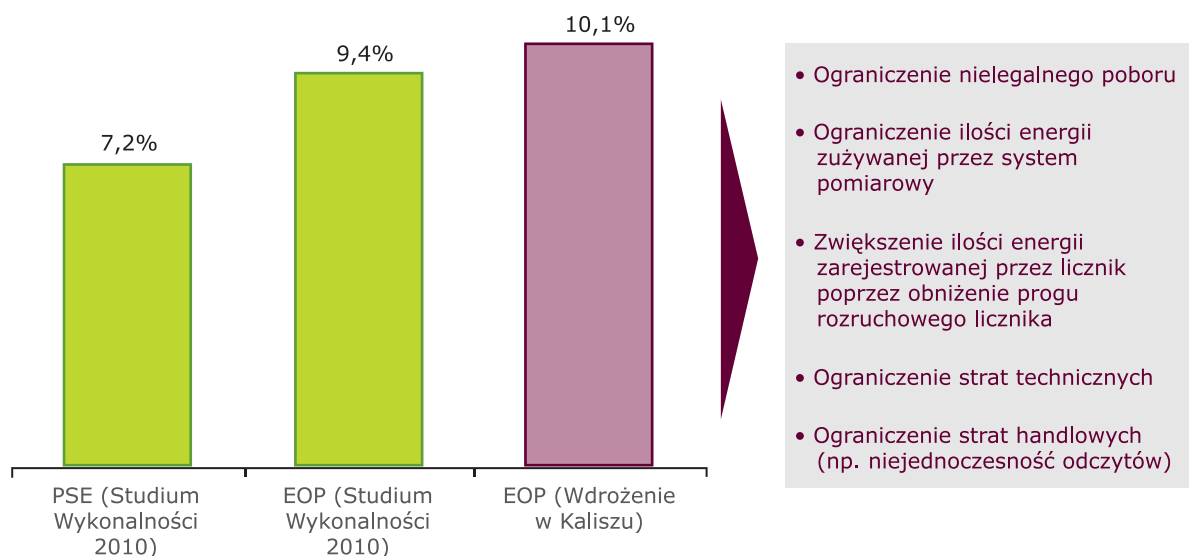
Analizując wskaźnik różnicy bilansowej dla Sn i nN, liczony jako iloraz wielkość różnicy bilansowej i wolumenu energii elektrycznej wprowadzonej do sieci w danym roku, wynik w Kaliszu jest również znacznie wyższy niż wynik dla całego Oddziału czy całej Spółki.



Rysunek 38. Zmiany wskaźnika różnicy bilansowej dla Sn/nN w Oddziale Kalisz (%)

W przeliczeniu na wszystkie poziomy napięć, wzrost redukcji różnicy bilansowej w Kaliszu w porównaniu do całego Oddziału wynosi 10,1 procent. Jest to wynik lepszy niż założenia ze studium wykonalności opracowanego w roku 2010 (zakładano wpływ AMI na redukcję o 9,4 procent) czy założenia ze studium wykonalności w PSE (redukcja o 7,2 procent). Wynik osiągnięty w Kaliszu, ze względu na zastrzeżenia poczynione na wstępie niniejszego rozdziału, nie musi być dowodem na skalę wpływu AMI na redukcję różnicy bilansowej, ale jednocześnie nie zaprzecza założeniom przyjętym w analizie opłacalności.

Porównanie założonej i rzeczywistej redukcji różnicy bilansowej (nN/Sn/WN) (%)



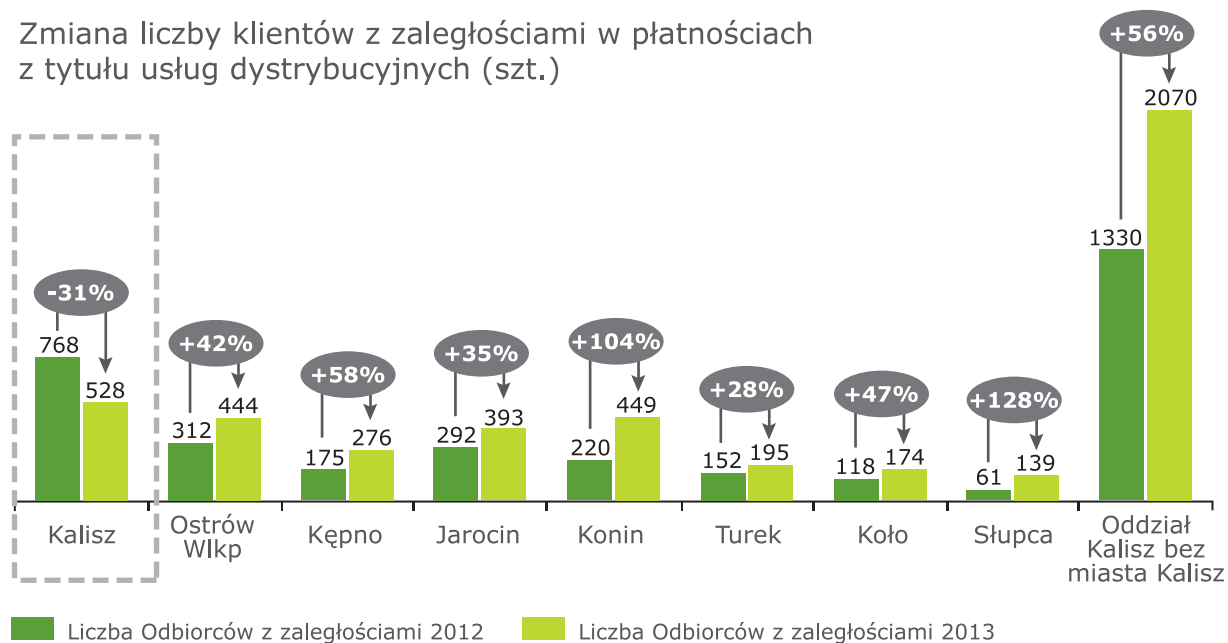
Rysunek 39. Porównanie założonej i rzeczywistej redukcji różnicy bilansowej (nN/Sn/WN) (%)

Wpływ na redukcję różnicy bilansowej mają ograniczenia strat handlowych takich jak nielegalny pobór czy niejednoczesność odczytów, jak również ograniczenia strat technicznych. Obecnie nie są dostępne dane, które umożliwiłyby oddzielną, bardziej szczegółową analizę strat handlowych i technicznych.

Zmiana liczby klientów z zaległościami w płatnościach w Kaliszu

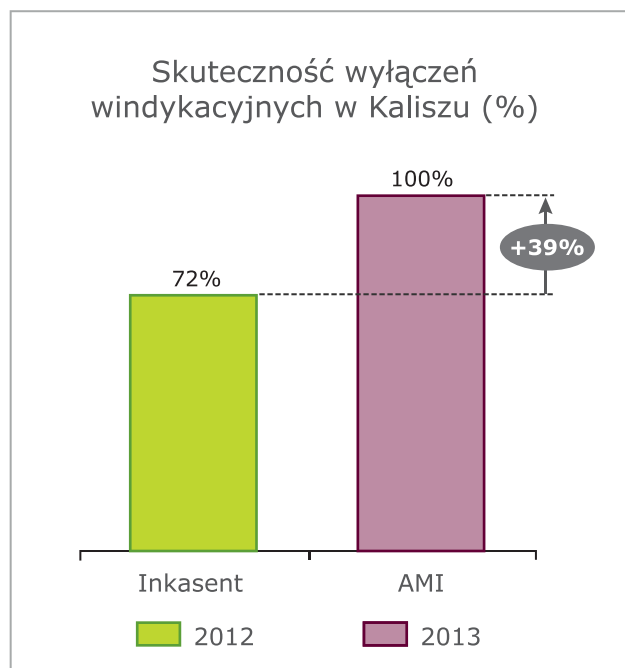
W Kaliszu liczba klientów z zaległościami w płatnościach z tytułu usług dystrybucyjnych spadła o 31 procent przy wzroście w pozostałych rejonach dystrybucji Oddziału Kalisz o 56 procent.

Zmiana liczby klientów z zaległościami w płatnościach z tytułu usług dystrybucyjnych (szt.)



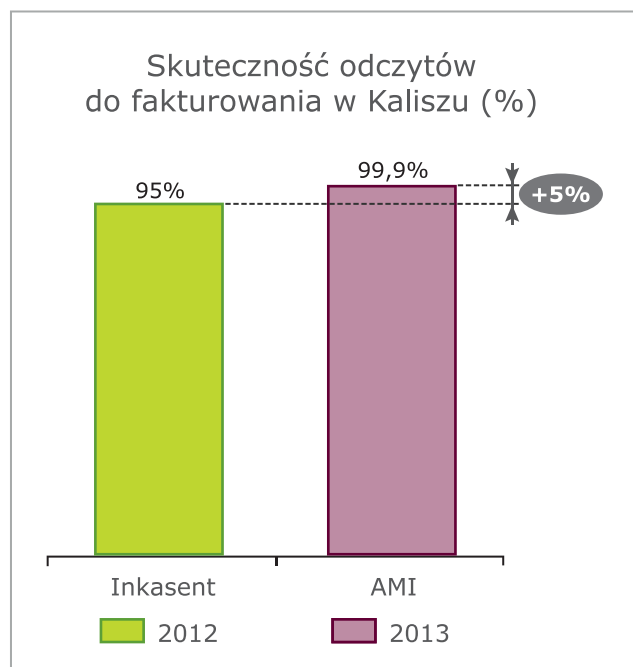
Rysunek 40. Zmiana liczby klientów z zaległościami w płatnościach z tytułu usług dystrybucyjnych (szt.)

Efekt ten jest z dużym prawdopodobieństwem wynikiem 100 procent skuteczności wyłączeń windykacyjnych w przypadku liczników AMI. Skuteczność wyłączeń przez inkasentów, wyniosła w 2012 roku w Kaliszu 72 procent. Pracownicy Energa-Operator SA w Kaliszu potwierdzili, że wśród klientów panuje opinia o szybkości i nieuchronności wyłączeń, co wzmacnia ich dyscyplinę płatniczą.



Rysunek 41. Skuteczność wyłączeń windykacyjnych w Kaliszu (%)

Jednocześnie w Kaliszu zauważalnie wzrosła skuteczność odczytów na potrzeby fakturowania i po wdrożeniu AMI wynosi ona 99,9 procent w porównaniu z 95 procent skutecznością odczytów inkasenckich w poprzednim okresie.

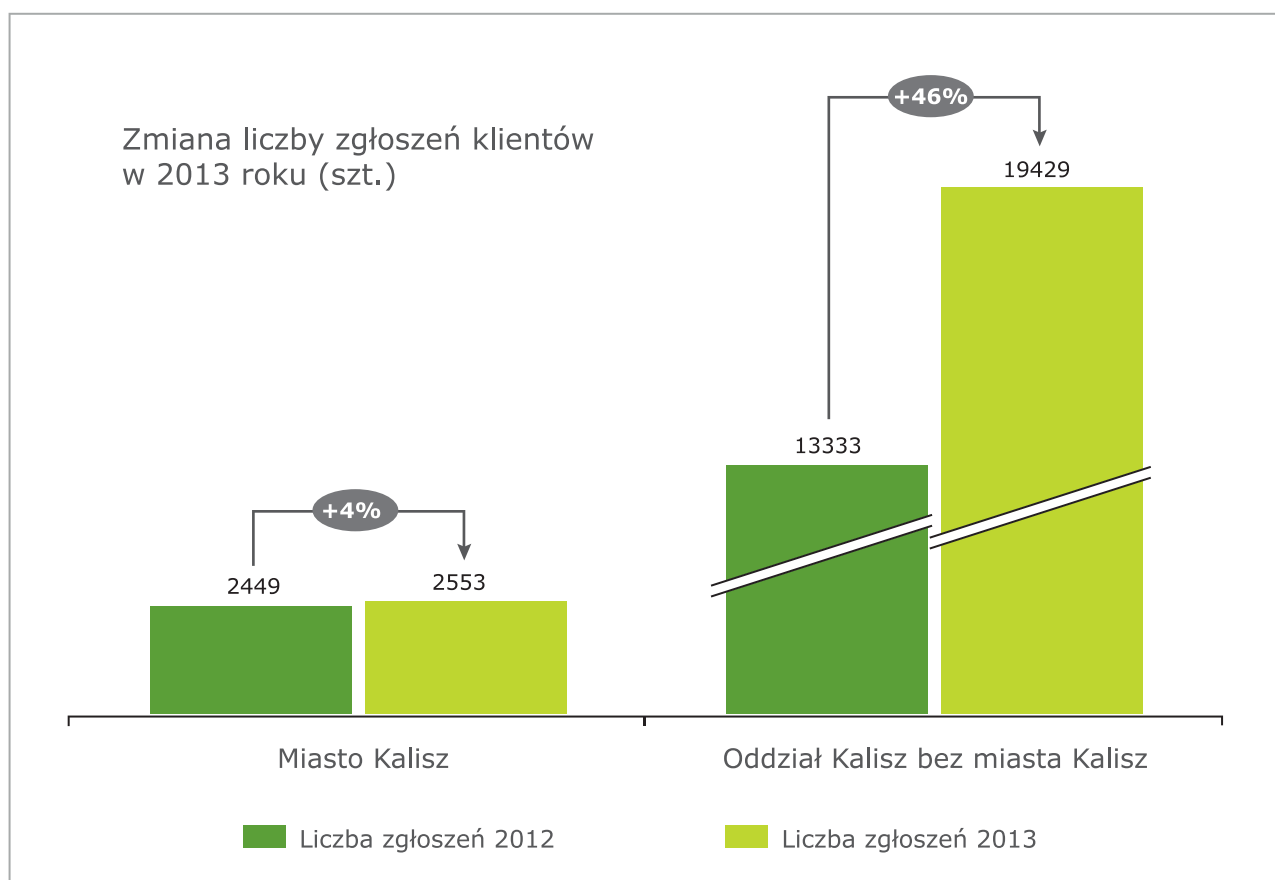


Rysunek 42. Skuteczność odczytów do fakturowania w Kaliszu (%)

Zmiana liczby zgłoszeń reklamacyjnych w Kaliszu

W ramach analizy efektów wdrożenia AMI w Kaliszu przeanalizowano liczbę zgłoszeń i reklamacji klientów, z tym że ograniczono się do następujących typów zgłoszeń, jako związanych z wdrożeniem AMI:

- „odczyty/eksploatacja układów pomiarowych AMI”,
- „odczyt licznika na indywidualne zlecenie”,
- „licznik – odczytano”,
- „reklamacja – stan licznika”.

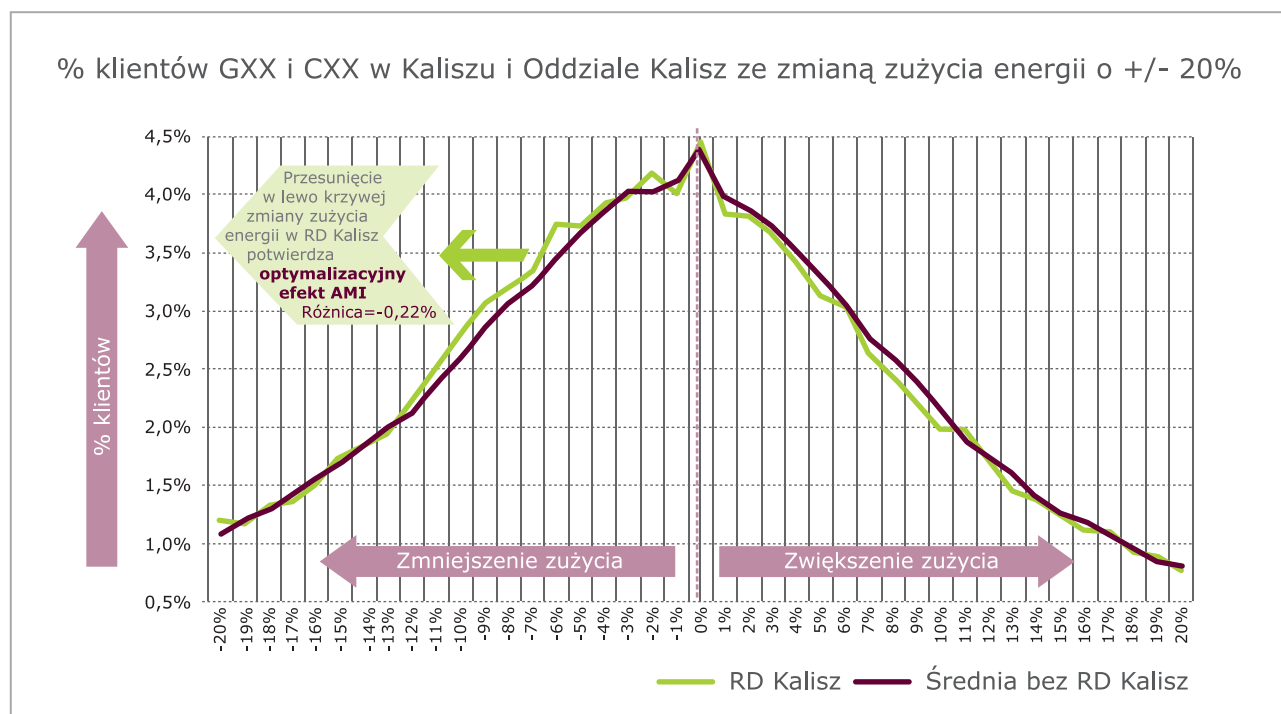


Rysunek 43. Zmiana liczby zgłoszeń klientów w 2013 roku (szt.)

W okresie analizy (2012–2013) liczba zgłoszeń ze strony klientów wzrosła w Kaliszu o 4 procent. Jednak w tym samym okresie w całym Oddziale Kalisz, obejmującym dodatkowo 7 rejonów dystrybucji poza miastem Kalisz, wzrost liczby zgłoszeń wyniósł 46 procent. Pozytywny efekt AMI związany z mniejszą liczbą zgłoszeń, w dłuższym okresie może prowadzić do obniżenia kosztów obsługi klientów.

Zmiana zużycia energii elektrycznej w Kaliszu

W celu weryfikacji wpływu AMI na zużycie energii elektrycznej przez odbiorców, przeprowadzono analizę zużycia w latach 2012 oraz 2013 na poziomie poszczególnych punktów poboru (pojedynczych liczników). Analizę ograniczono do przedziału ± 20 procent zmiany zużycia pomiędzy rokiem 2012 i 2013, gdyż międzynarodowe benchmarki wskazują, że zmiany zużycia wynikające ze wzrostu świadomości klientów i wdrożenia liczników inteligentnych wynoszą przeciętnie kilka procent. Jednocześnie zastosowanie takiego przedziału pozwoliło na wyeliminowanie efektu nowych przyłączy lub całkowitych wyłączeń klientów czy innych ekstremalnych zmian w zużyciu spowodowanych zdarzeniami nie mającymi związku z wdrożeniem AMI (np. powiększenie rodziny, wyprowadzka jednego z domowników, ograniczenie działalności gospodarczej itp.). Tak przeprowadzona analiza zmian zużycia energii elektrycznej w Kaliszu i pozostałych rejonach dystrybucji Oddziału Kalisz, wskazuje że klienci w Kaliszu bardziej ograniczają zużycie i mniej je zwiększają w porównaniu do pozostałych rejonów. Skala różnicy nie jest duża, ale można ją wyraźnie zaobserwować na poniższym wykresie (zielona linia).



Rysunek 44. Analiza zmian zużycia energii w Oddziale Kalisz

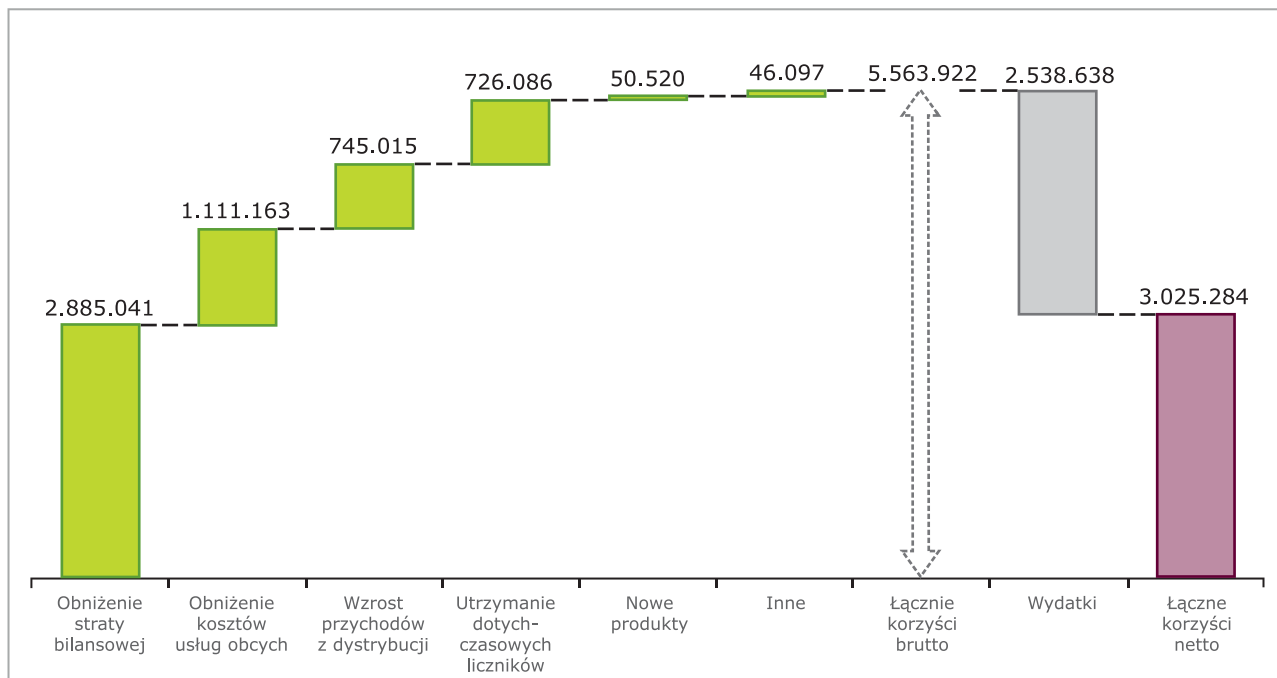
2. Korzyści dla Energa-Operator SA

Istotnym elementem opracowanego w 2010 roku studium wykonalności systemu inteligentnego opomiarowania, było określenie korzyści, jakie będą możliwe do osiągnięcia dzięki wdrożeniu systemu. Możliwe do osiągnięcia korzyści oszacowano dla następujących obszarów, dla okresu czasu 2010–2030:

- obniżenie straty bilansowej: 2 885,041 mln zł
- obniżenie kosztów usług obcych: 1,111 mln zł
- wzrost przychodów z dystrybucji: 745,015 mln zł
- utrzymanie dotychczasowych liczników: 726,086 mln zł
- nowe produkty: 50,520 mln zł
- inne: 46,097 mln zł

Wartość możliwych do osiągnięcia korzyści brutto określono łącznie kwotą 5 563,922 mln zł

Wykres na kolejnej stronie pokazuje możliwe do osiągnięcia korzyści, wynikające z wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania według studium wykonalności z 2010 roku:



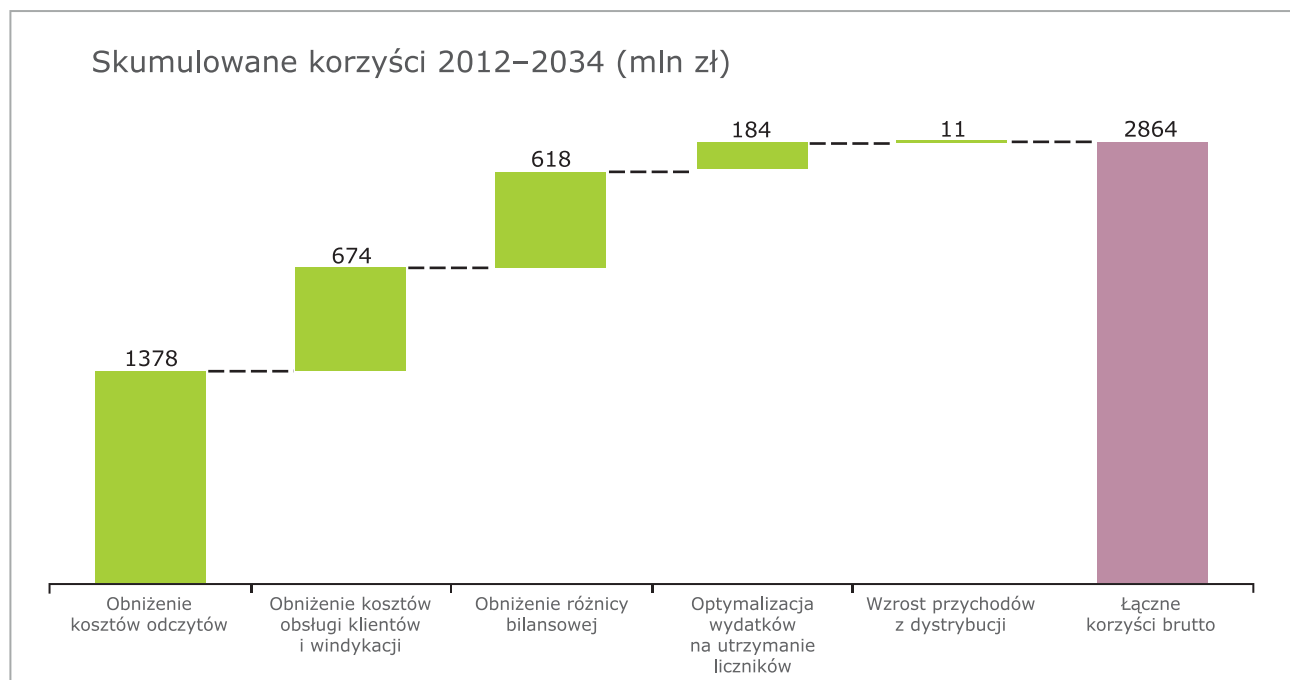
Rysunek 45. Skumulowane korzyści brutto z wdrożenia AMI w latach 2010–2030 ('000 zł)

Na podstawie doświadczeń z Kalisza oraz całości wdrożenia Etapu I zweryfikowano założenia dotyczące potencjału korzyści w całym okresie 2012–2034. Ustalenie horyzontu analizy na rok 2034 jest spójne z długoterminowym planowaniem w Energa-Operator SA, które obejmuje 20 kolejnych lat. Natomiast rozpoczęcie analizy korzyści w roku 2012 związane jest z faktem, że realizacja Etapu I odbyła się właśnie w tym roku.

Główne korzyści z wdrożenia AMI dla Energa-Operator SA to:

- ograniczenie kosztów odczytów,
- obniżenie kosztów obsługi klientów i windykacji,
- obniżenie różnicy bilansowej,
- optymalizacja wydatków na utrzymanie liczników tradycyjnych,
- wzrost przychodów z dystrybucji.

Łączna wartość korzyści dla Energa-Operator SA do roku 2034 wynosi 2,864 mld zł i jest ona zbliżona do poziomu wydatków związanych z wdrożeniem AMI. Kolejny wykres prezentuje sumaryczne wartości poszczególnych korzyści dla Energa-Operator SA w całym okresie analizy.

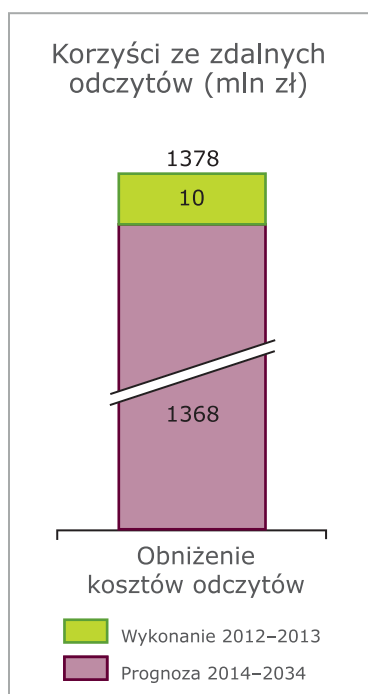


Rysunek 46. Skumulowane korzyści w latach 2012–2034 (mln zł)

Należy jeszcze raz podkreślić, że analiza obejmuje jedynie główne korzyści i tylko te, które są policzalne i dla których są dostępne wiarygodne dane. Wdrożenie AMI niesie za sobą liczne dodatkowe korzyści dla OSD oraz innych uczestników rynku i jego ocena nie powinna być dokonywana jedynie na podstawie oszacowanych powyżej korzyści OSD.

Obniżenie kosztów odczytów

Zdalne odczyty pozwolą na wygenerowanie około 1,38 mld zł oszczędności w latach 2012–2034. Korzyść wynikająca z obniżenia kosztów odczytów, uwzględniając w tym koszty odczytów realizowanych w sposób automatyczny, jest podstawową korzyścią z wdrożenia AMI. Tradycyjne odczyty inkasenckie „w marszrucie” to w roku 2014 w Energa-Operator SA koszt netto 2,72 zł za jeden odczyt, podczas gdy koszt pojedynczego odczytu zdalnego jest bliski zeru. Jeszcze większa różnica jest dla odczytów „na żądanie”, które obejmują także odczyty związane ze zmianą sprzedawcy – 12 zł za odczyt inkasencki przy odczycie zdalnym z kosztem jednostkowym 0 zł.



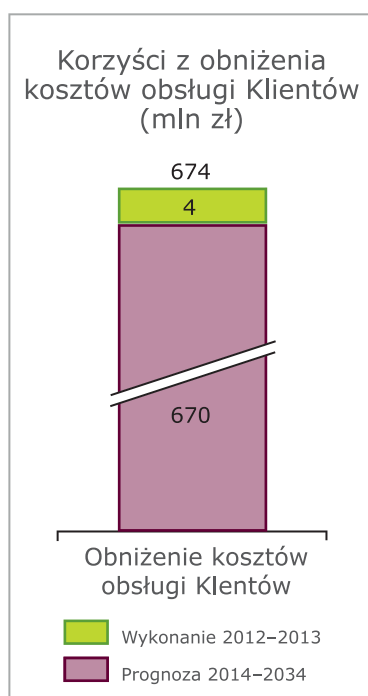
Rysunek 47. Korzyści ze zdalnych odczytów

Powyższa kalkulacja korzyści z ograniczenia kosztów odczytów:

- uwzględnia odczyty regularne („w marszrucie”) i odczyty „na żądanie”, w tym odczyty związane ze zmianą sprzedawcy,
- zakłada 2-miesięczną częstotliwość odczytów (już wprowadzoną w Energa-Operator SA dla wszystkich klientów niezależnie od liczników AMI),
- uwzględnia tylko korzyści dla liczników AMI (proporcjonalnie do zakładanego tempa ich instalacji),
- przyjmuje koszt zmienny jednego odczytu zdalnego równy zero.

Obniżenie kosztów obsługi klientów

W związku z zaobserwowanym w Kaliszu znacząco niższym poziomem zgłoszeń i reklamacji klientów oraz zdecydowanym spadkiem liczby klientów z zadłużeniem, przyjęto założenie o obniżeniu kosztów obsługi klienta oraz kosztów windykacji w długim okresie. W ramach tej kategorii korzyści uwzględniono również ograniczenie kosztów odłączania i ponownego załączania odbiorców. Zdalne odłączenia i ponowne załączenia przy wykorzystaniu AMI mają koszt jednostkowy 0 zł. **Do roku 2034 łączne korzyści z tytułu obniżenia kosztów obsługi klientów wyniosą w Energa-Operator SA 674 mln zł.**



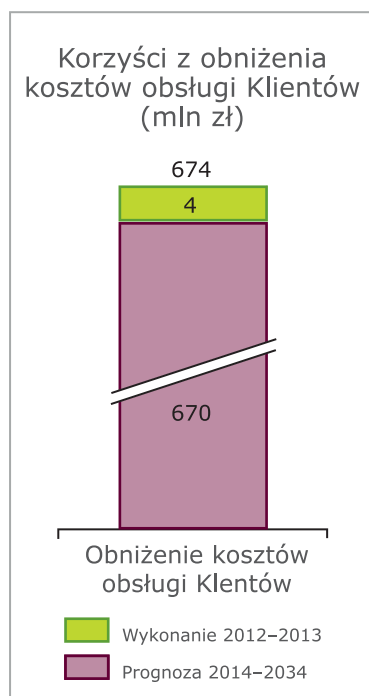
Rysunek 48. Korzyści z obniżenia kosztów obsługi klientów (mln zł)

Powyższa kalkulacja korzyści z obniżenia kosztów obsługi klientów:

- przyjmuje docelowy potencjał obniżenia kosztów obsługi klientów na poziomie 75 procent (jedynie dla tej części kosztów, na które wpływ może mieć wdrożenie AMI – np. nie uwzględnia kosztów obsługi nowych przyłączy, fakturowania itp.),
- przyjmuje docelowy potencjał redukcji kosztów windykacji równy potencjałowi konwersji nielegalnego poboru energii elektrycznej na przychody z dystrybucji (zgodnie z dotychczasowym doświadczeniem z Etapu I = 37 procent),
- zakłada zmienny koszt pojedynczego odłączenia/załączenia zdalnego równy zero,
- uwzględnia tylko korzyści dla liczników AMI (proporcjonalnie do zakładanego tempa ich instalacji).

Obniżenie różnicy bilansowej

Jedną z korzyści wdrożenia AMI jest ograniczenie różnicy bilansowej. Zgodnie z przyjętymi założeniami **łączne korzyści z tego tytułu wyniosą do roku 2034 około 618 mln zł.** Na potrzeby analizy przyjęto najbardziej konserwatywne założenie co do poziomu redukcji różnicy bilansowej w wyniku wdrożenia AMI. W modelu analitycznym zastosowano wartość 7,2 procent wynikającą z założeń przyjętych w studium wykonalności PSE. Dla przypomnienia, poziom redukcji zaobserwowany w Kaliszu to 10,1 procent, a wartość przyjęta w studium wykonalności w Energa-Operator SA (rok 2010) wynosiła 9,4 procent. Należy także zwrócić uwagę na fakt, że oszczędności w tej kategorii zależą od cen energii elektrycznej. Wzrost cen energii elektrycznej będzie skutkował proporcjonalnym wzrostem korzyści z ograniczenia różnicy bilansowej.



Rysunek 49. Korzyści z ograniczenia różnicy bilansowej (mln zł)

Powyższa kalkulacja korzyści z obniżenia różnicy bilansowej:

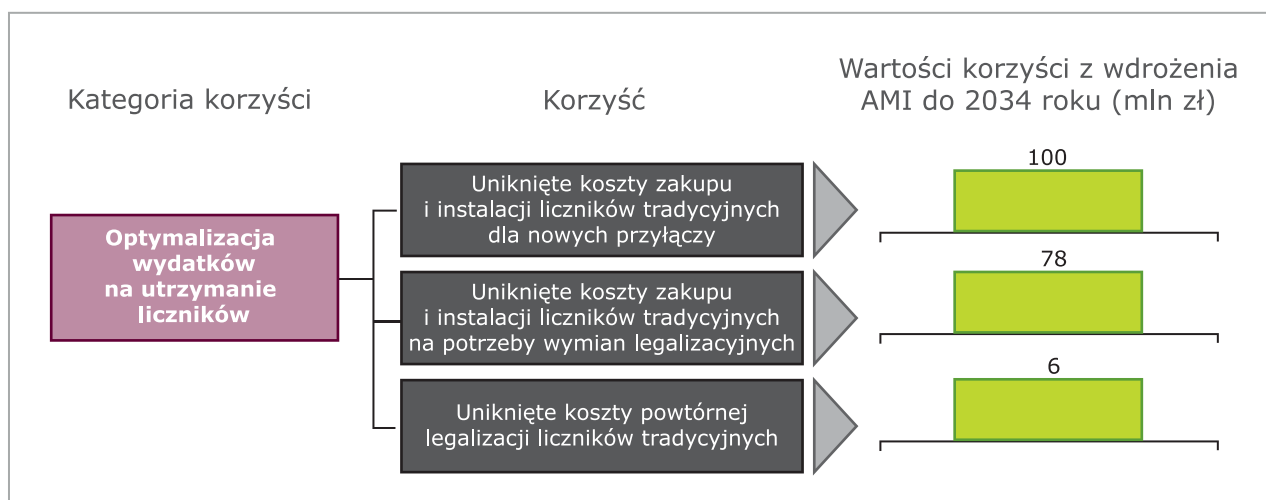
- przyjmuje wskaźnik redukcji różnicy bilansowej = 7,2%,
- uwzględnia tylko korzyści dla liczników AMI (proporcjonalnie do zakładanego tempa ich instalacji),
- uzależnia wartość korzyści od zakładanego bazowego poziomu różnicy bilansowej oraz cen energii elektrycznej (przy wyższych cenach energii, korzyść będzie odpowiednio wyższa).

Optymalizacja wydatków na utrzymanie liczników tradycyjnych

Korzyści wynikające z optymalizacji wydatków na utrzymanie liczników tradycyjnych wynikają z braku konieczności zakupu liczników tradycyjnych dla nowych przyłączy oraz na potrzeby wymian legalizacyjnych a także uniknięcia kosztów powtórnej legalizacji liczników tradycyjnych. Spowodowane jest to możliwością zainstalowania:

- nowych liczników inteligentnych,
- liczników tradycyjnych zdjętych z sieci podczas instalacji liczników inteligentnych.

Łączne korzyści z tego tytułu do roku 2034 wyniosą 184 mln zł. Jest to kwota, która została by wydana przez Energa-Operator SA na liczniki tradycyjne gdyby nie wdrażano AMI.



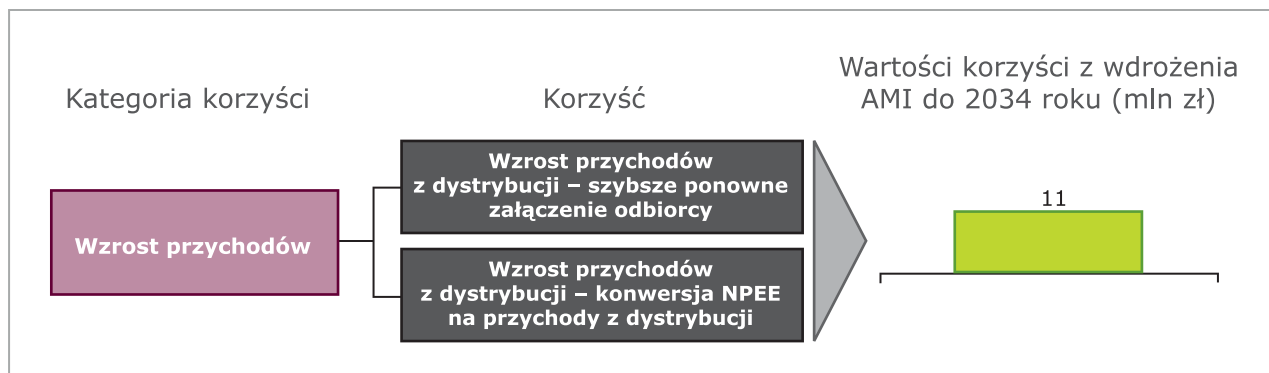
Rysunek 50. Korzyści z wdrożenia AMI do 2034 roku (mln zł)

Przedstawiona na poprzedniej stronie kalkulacja korzyści z optymalizacji wydatków na utrzymanie liczników tradycyjnych:

- zakłada wykorzystanie liczników AMI dla nowych przyłączy głównie po roku 2019 (po pełnym wdrożeniu AMI w Energa-Operator SA),
- przyjmuje wykorzystanie dla nowych przyłączy liczników zdjętych z sieci w latach 2014–2018,
- zakłada wykorzystanie na potrzeby wymian legalizacyjnych liczników AMI i liczników zdjętych z sieci w latach 2012–2021,
- przyjmuje uniknięty koszt usług legalizacyjnych (z demontażem i powtórным montażem liczników) w latach 2014–2016.

Wzrost przychodów z dystrybucji

Konwersja nielegalnego poboru energii elektrycznej na przychody z dystrybucji oraz skrócenie czasu pomiędzy wyłączeniami i ponownymi załączeniami ma potencjał 11 mln zł do 2034 roku. Doświadczenia z I Etapu wdrożenia pokazują, że odbiorcy, u których wykryto nielegalny pobór energii elektrycznej, w okresie do roku po wykryciu, zwiększają legalny pobór, co przekłada się na wzrost przychodów z dystrybucji. Dotychczasowe wyniki wskazują na średni wzrost o 37 procent. Wykorzystanie liczników AMI pozwala także na znacznie szybsze ponowne załączanie odbiorców, co wydłuża okres poboru energii elektrycznej i zwiększa przychody z dystrybucji. Zgodnie z procedurami Energa-Operator SA ponowne załączenie przez inkasenta to maksymalnie 24 godziny, podczas gdy dla liczników AMI to maksymalnie 2 godziny. Skrócenie czasu ponownego załączenia o 22 godziny przynosi Energa-Operator SA wymierne korzyści w postaci dodatkowych przychodów z dystrybucji.



Rysunek 51. Korzyści z wdrożenia AMI do 2034 roku (mln zł)

Powyższa kalkulacja wzrostu przychodów z dystrybucji:

- zakłada poziom konwersji wykrytego NPEE na usługę dystrybucyjną = 37% (na podstawie doświadczeń z Etapu I)
- przyjmuje średni czas od decyzji o ponownym załączeniu a faktycznym załączeniem dla liczników tradycyjnych = 24h a dla liczników AMI = 2h,
- uwzględnia tylko korzyści dla liczników AMI (proporcjonalnie do zakładanego tempa ich instalacji).

Korzyści jakościowe

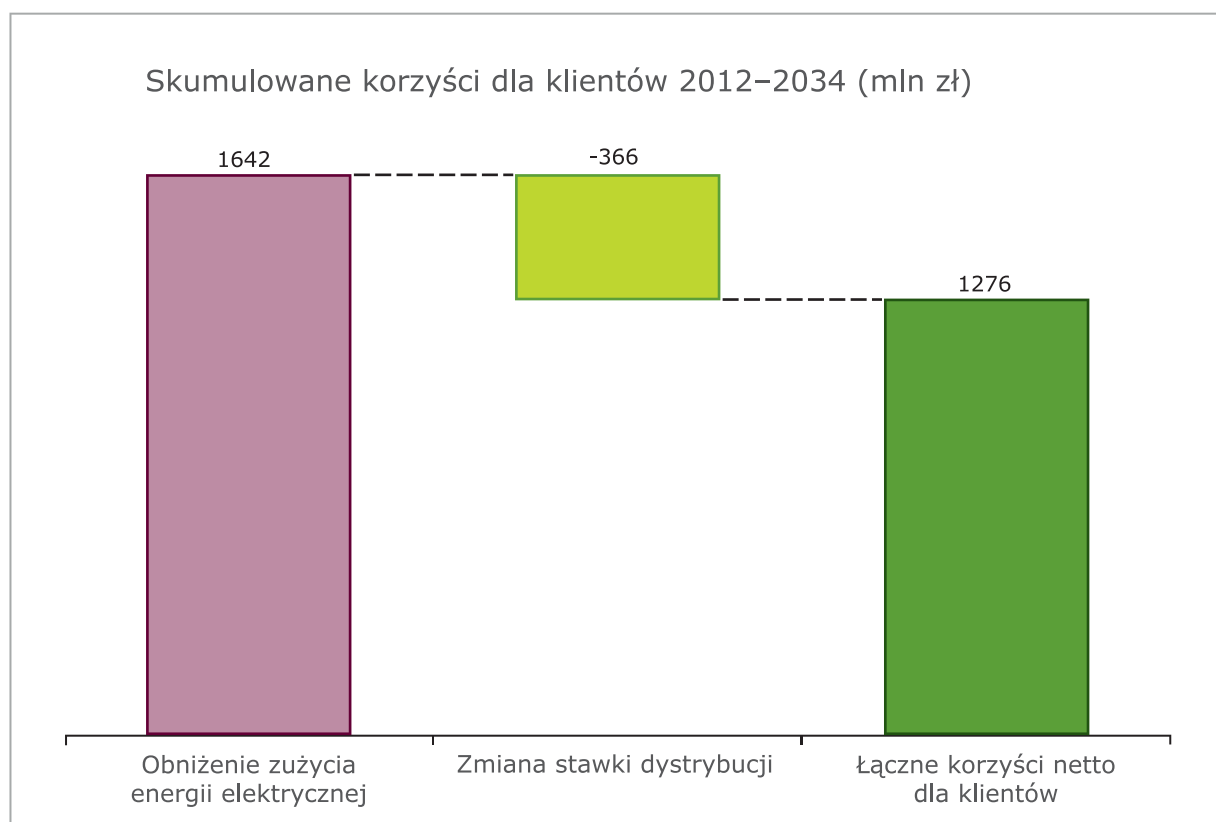
Wdrożenie inteligentnego opomiarowania niesie ze sobą również korzyści w zakresie budowy marki i postrzegania Energa-Operator SA jak i budowy wewnętrznej zmiany w organizacji. Niemożliwe jest przełożenie tych konkretnych korzyści na wymiar finansowy, ale ich wpływ na funkcjonowanie Energa-Operator SA nie pozostaje niezauważony.

- Postrzeganie przez klientów:
 - ▶ Odbiorcy energii elektrycznej pozytywnie oceniają wprowadzane rozwiązania, budując zaufanie do marki Energa-Operator SA oraz usług dystrybutora (zgodnie z badaniem przeprowadzonym na zlecenie A.T. Kearney w Kaliszu w lutym 2014).
 - ▶ Rozwiązania mobilne oraz internetowe budują postrzeganie marki Energa-Operator SA wśród klientów jako spółki innowacyjnej.

- Budowa zmiany wewnątrz Energa-Operator SA:
 - ▶ Zwiększenie się kapitału ludzkiego poprzez wykształcenie kompetencji związanych z innowacyjnością i nowoczesnymi technologiami.
 - ▶ Ułatwienie zmiany mentalności pracowników w kierunku podejścia rynkowego, otwartego na klienta.
 - ▶ Wsparcie w działaniach mających na celu ograniczenie ryzyka „dziury pokoleniowej” w energetyce – rozwój nowoczesnych rozwiązań opartych na IT przyspiesza proces pozyskiwania i szkolenia młodych pracowników.
 - ▶ Unowocześnienie operacyjnego działania spółki poprzez wprowadzenie dostępu do nowych narzędzi i źródeł danych.
 - ▶ Otwarcie się na innych uczestników rynku energetycznego – klientów, sprzedawców, wytwórców, dystrybutorów, organizacje branżowe i pozarządowe.
 - ▶ Zacieśnienie współpracy z Regulatorem.

3. Korzyści dla komunalnego odbiorcy energii elektrycznej

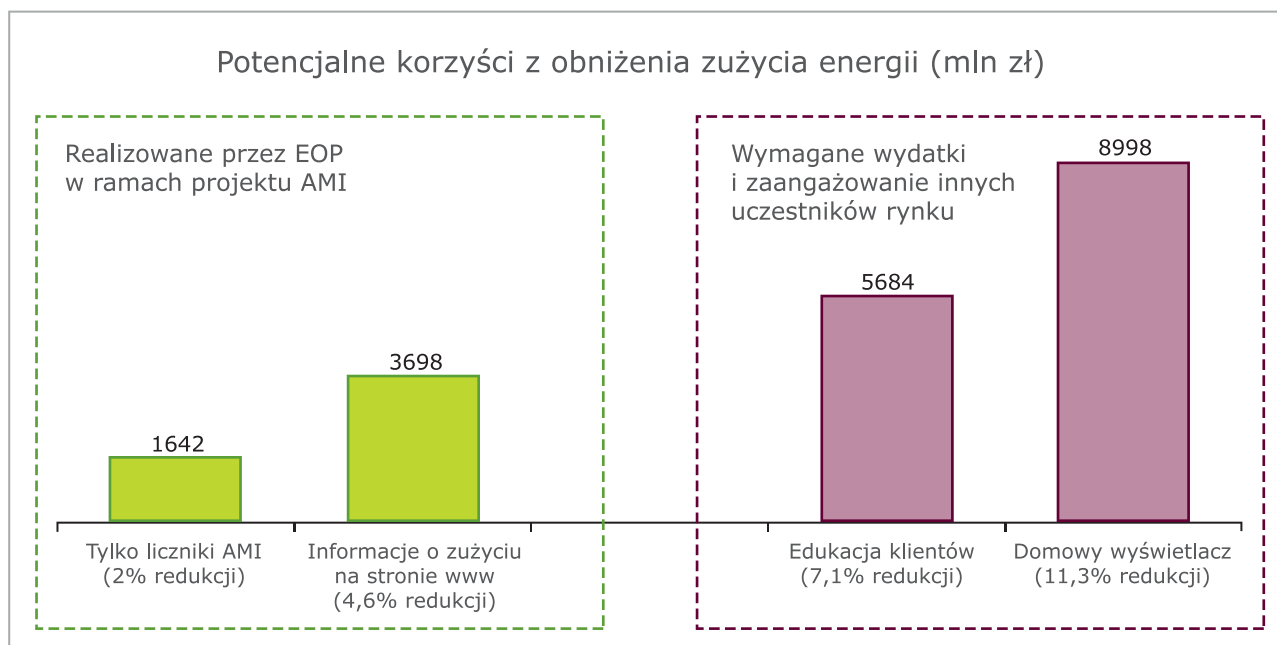
Istotnym beneficjentem wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania są klienci Energa-Operator SA. Łączne korzyści z wdrożenia AMI dla klientów szacowane są na 1,28 mld zł do roku 2034.



Rysunek 52. Skumulowane korzyści dla klientów 2012–2034 (mln zł)

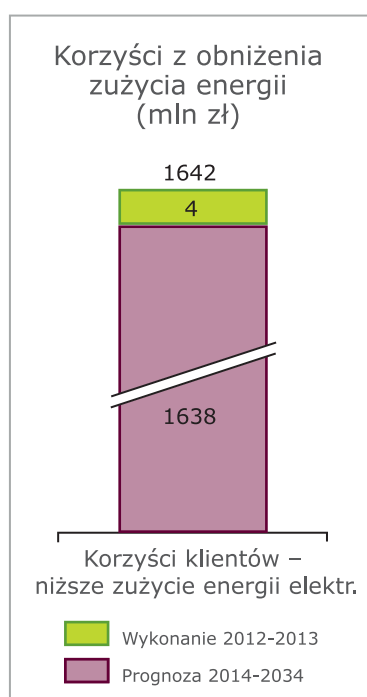
Obniżenie zużycia energii elektrycznej

Główną korzyścią z wdrożenia AMI dla klientów jest obniżenie zużycia energii elektrycznej. Doświadczenia krajów, które na szerszą skalę wprowadziły systemy inteligentnego opomiarowania pokazują, że klienci posiadający liczniki AMI są lepiej wyposażeni w narzędzia do bieżącej analizy zużycia energii elektrycznej i przez to bardziej świadomi, dzięki czemu w większym zakresie niż pozostali klienci ograniczają zużycie energii. Na potrzeby analizy korzyści przyjęto bardzo konserwatywne założenie obniżenia zużycia energii przez klientów średnio o 2%. Poparte badaniami doświadczenia wskazują na znacznie wyższy potencjał, który przy zastosowaniu odpowiednich narzędzi może nawet przekraczać 11 procent (na podstawie raportu VaasaETT „Assessing the Use and Value of Energy Monitors in Great Britain” 2014). Osiągnięcie maksymalnego poziomu korzyści wymagać będzie dodatkowych nakładów i zaangażowania innych uczestników rynku.



Rysunek 53. Potencjalne korzyści z obniżenia zużycia energii (mln zł)

Zastosowanie ostrożnego wskaźnika redukcji zużycia o 2 procent, generuje dla klientów ponad 1,6 mld zł w latach 2012–2034. Przy założeniu redukcji na poziomie 11,3 procent, klienci Energa-Operator SA zaoszczędziliby łącznie prawie 9 mld zł do roku 2034. Należy także zaznaczyć, że istotną zmienną w tej kalkulacji są ceny energii elektrycznej. Wzrost cen energii będzie powodował proporcjonalny wzrost wartości oszczędności dla klientów.



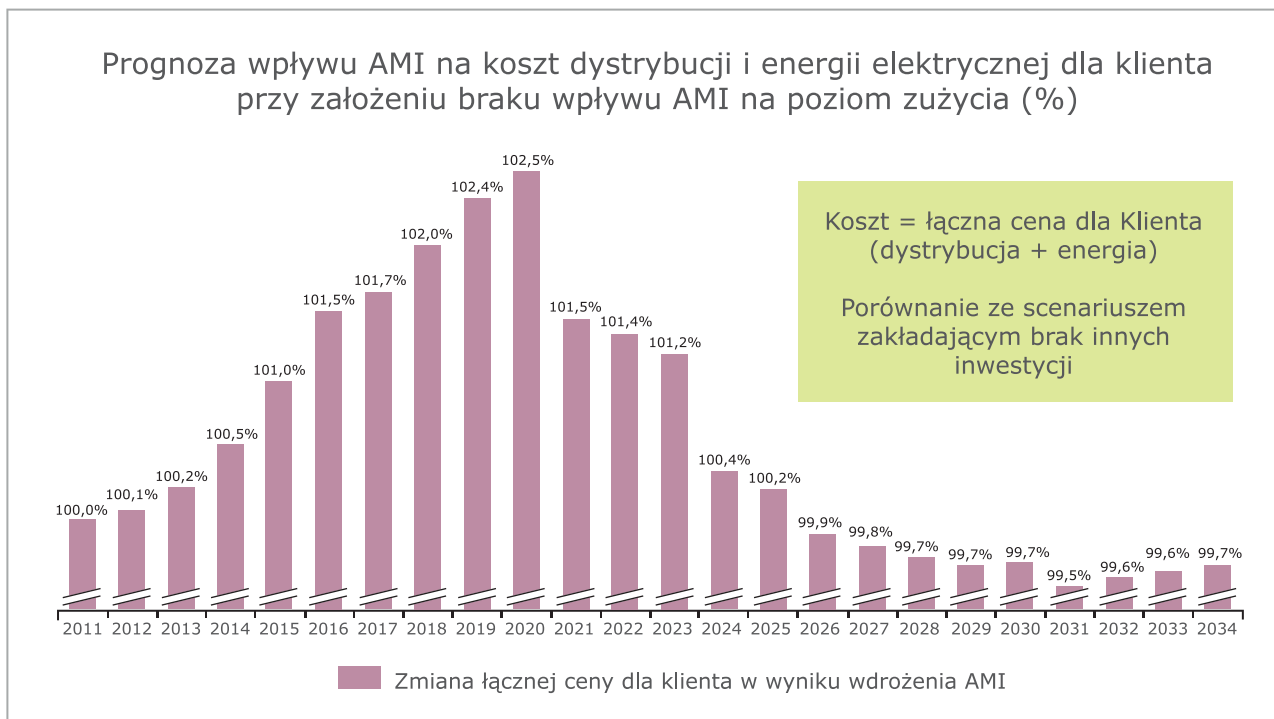
Rysunek 54. Korzyści z obniżenia zużycia energii (mln zł)

Powyższa kalkulacja korzyści z obniżenia zużycia energii elektrycznej:

- zakłada potencjał redukcji zużycia = 2%,
- przyjmuje osiągnięcie docelowego potencjału po 5 latach,
- uwzględnia tylko korzyści dla liczników AMI (proporcjonalnie do zakładanego tempa ich instalacji).

Obniżenie zużycia energii elektrycznej

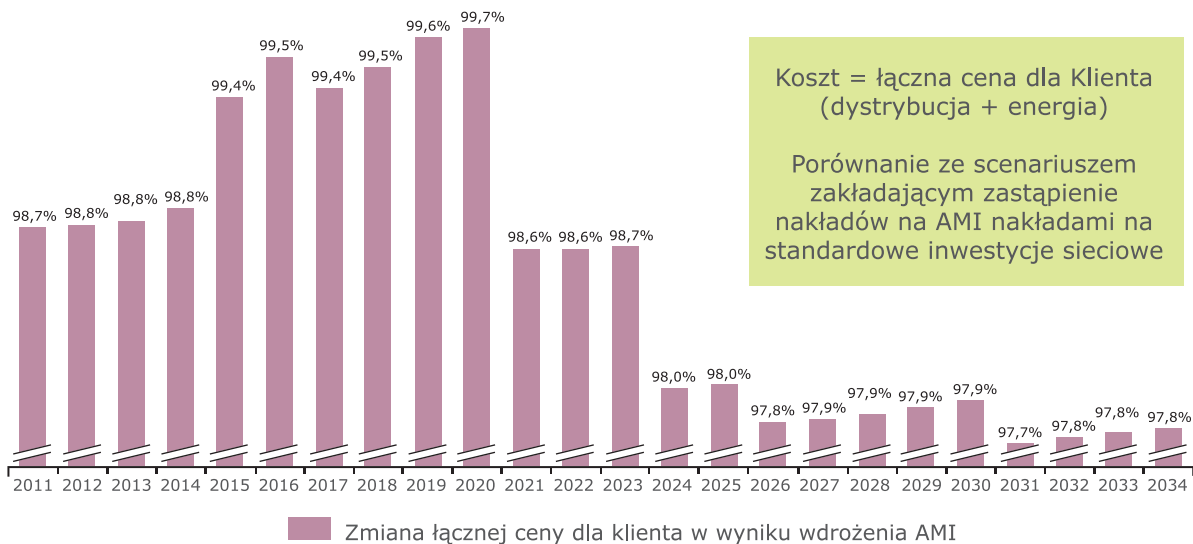
Wdrożenie systemu AMI wpływa na zmianę stawki dystrybucji. Analiza wpływu AMI na łączny koszt dystrybucji i energii elektrycznej dla klienta do roku 2034 pokazuje, że przy założeniu braku wpływu AMI na zużycie energii przez klientów oraz zakładając brak innych inwestycji w tym okresie, zmiana kosztu dla klienta nie przekroczy 2,5% w porównaniu do scenariusza bez AMI.



Rysunek 55. Prognoza wpływu AMI na koszt dystrybucji i energii elektrycznej dla klienta przy założeniu braku wpływu AMI na poziom zużycia (%)

Ponieważ scenariusz z zupełnym brakiem innych inwestycji nie jest w rzeczywistości prawdopodobny, a redukcja zużycia energii przez klientów jest możliwa, przeanalizowano scenariusz przy założeniu redukcji zużycia o 2 procent i jednoczesnym założeniu, że nakłady inwestycyjne na AMI zastąpione będą nakładami inwestycyjnymi na inne aktywa sieciowe. Przy takich założeniach koszt dystrybucji i energii elektrycznej dla klienta w całym okresie wdrożenia będzie niższy niż w scenariuszu bez AMI, co prezentuje wykres na kolejnej stronie.

Prognoza wpływu AMI na cenę dystrybucji i energii elektrycznej dla klienta przy założeniu redukcji zużycia energii o 2% (%)



Rysunek 56. Prognoza wpływu AMI na cenę energii elektrycznej dla klienta przy założeniu redukcji zużycia energii o 2%

Wdrożenie AMI nie wpływa istotnie na zmianę kosztu dla klienta, gdyż obowiązujący system regulacyjny zakłada przenoszenie oszczędności wypracowanych przez OSD na klientów. Oznacza to, że oszczędności osiągnięte przez Energa-Operator SA w wyniku wdrożenia AMI, zostaną w efekcie przeniesione na odbiorców poprzez obniżenie stawki dystrybucji.

Korzyści jakościowe

Skutki wdrożenia AMI dla klientów komunalnych nie ograniczają się jedynie do korzyści finansowych. Dostęp do inteligentnych liczników obejmuje również elementy jakościowe zwiększające użyteczność inteligentnego opomiarowania dla klientów końcowych.

Zestawienie na stronie obok podsumowuje kluczowe korzyści jakościowe dla klientów zidentyfikowane w ramach wdrożenia systemu AMI w Energa-Operator SA:

Kluczowe kategorie korzyści jakościowych dla klientów

Konkurencja	• Zwiększenie poziomu konkurencyjności rynku poprzez ułatwiony dostęp do danych pomiarowych klientów – niższe ceny energii elektrycznej • Łatwiejsza i szybsza zmiana sprzedawcy (zdalny odczyt)
Czytelne rachunki	• Faktury wystawiane w oparciu o rzeczywistą konsumpcję (rezygnacja z prognoz) • Łatwo dostępna informacja o bieżącym zużyciu energii elektrycznej (licznik, portal online, aplikacja mobilna) • Umożliwienie kontroli zużycia energii w strefach czasowych (np. w oparciu o symulatory)
Kontrola zużycia	• Możliwość wprowadzenia ograniczeń mocy i limitów energii zużytej w interwale czasu • Możliwość stosowania przedpłat
Jakość i pewność dostaw energii	• Stworzenie możliwości wdrożenia na bazie infrastruktury AMI elementów sieci inteligentnej – zwiększenie pewności zasilania i umożliwienie podniesienia jakości dostarczanej energii • Skrócenie czasu wyłączeń • Łatwiejsza analiza przerw w zasilaniu • Zwiększenie bezpieczeństwa dostaw, w tym skrócenie czasu przerw • Szybsze ponowne włączenie po przerwie windykacyjnej • Niższe koszty windykacji dla klienta, niższe zadłużenie
Nowe produkty i usługi	• Możliwość zaoferowania klientom nowych usług i produktów • Modyfikacja popytu klientów • Wsparcie dla rozproszonej produkcji energii elektrycznej

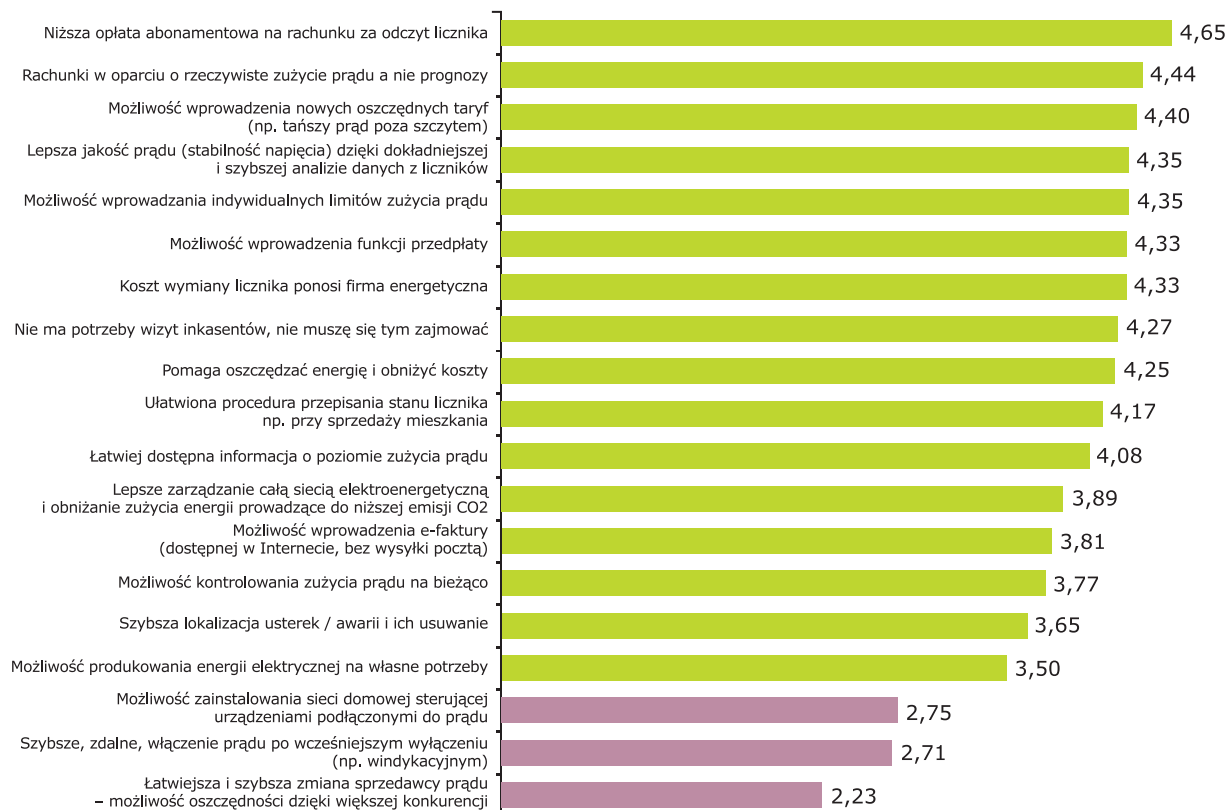
Rysunek 57. Kluczowe korzyści jakościowe dla klientów

W ramach podsumowania pierwszej fazy wdrożenia w Kaliszu, na zlecenie A.T. Kearney w lutym 2014, przeprowadzone zostało badanie opinii i poziomu wiedzy klientów w zakresie inteligentnego opomiarowania. Główne wnioski z tego badania:

- 71 procent ankietowanych ma **świadomość faktu zainstalowania liczników AMI**
- **Brak umiejętności korzystania z funkcji licznika** deklaruje 43 procent ankietowanych
- Tylko **33 procent** klientów jest zupełnie **niezainteresowanych licznikami** zdalnego odczytu
- **Zainteresowanie otrzymywaniem informacji na temat działania liczników AMI i korzyści** deklaruje 47 procent odbiorców
- Ulotka z rachunkiem lub dedykowany list to najlepsze formy komunikacji (54 i 47 procent)
- **Niska świadomość korzyści** – tylko 2 wskazane przez więcej niż 50 procent respondentów
- **Najistotniejsze korzyści** zdaniem klientów:
 - ▶ wymiana liczników na koszt firmy energetycznej (4,10)
 - ▶ brak wizyt inkasentów (3,97)
 - ▶ rachunki w oparciu o rzeczywiste odczyty a nie prognozy (3,52)
 - ▶ niższa opłata abonamentowa za odczyt licznika (3,39)
 - ▶ możliwość nowych oszczędnych taryf (3,37)
- **Świadomi klienci wyżej oceniają ważność poszczególnych korzyści**

Jak pokazuje badanie opinii przeprowadzone w Kaliszu, ocena korzyści z AMI wzrasta w oczach klientów wraz ze wzrostem ich świadomości. Klienci, którzy deklarują wiedzę na temat rozwiązań i korzyści łatwiej wskazują i wyżej oceniają udogodnienia, które może im przynieść posiadanie inteligentnego licznika energii elektrycznej.

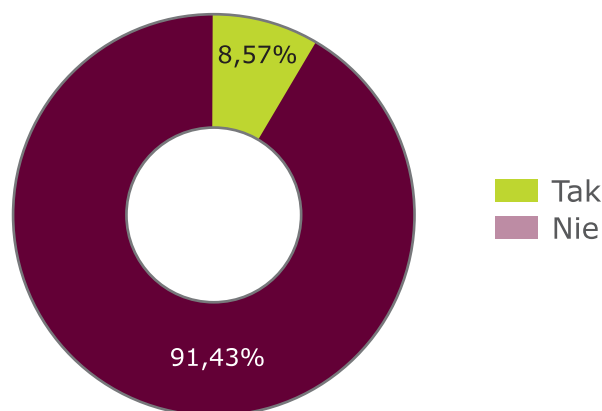
„Jak ocenia Pan(i) możliwe korzyści z zainstalowania licznika zdalnego odczytu?
(skala od 1 do 5, gdzie 1= zupełnie nieistotne, a 5= bardzo ważne).”
Odpowiedzi respondentów, którzy wskazali, że dostrzegają daną korzyść.



Rysunek 58. Ocena korzyści AMI (badanie jakościowe w Kaliszu)

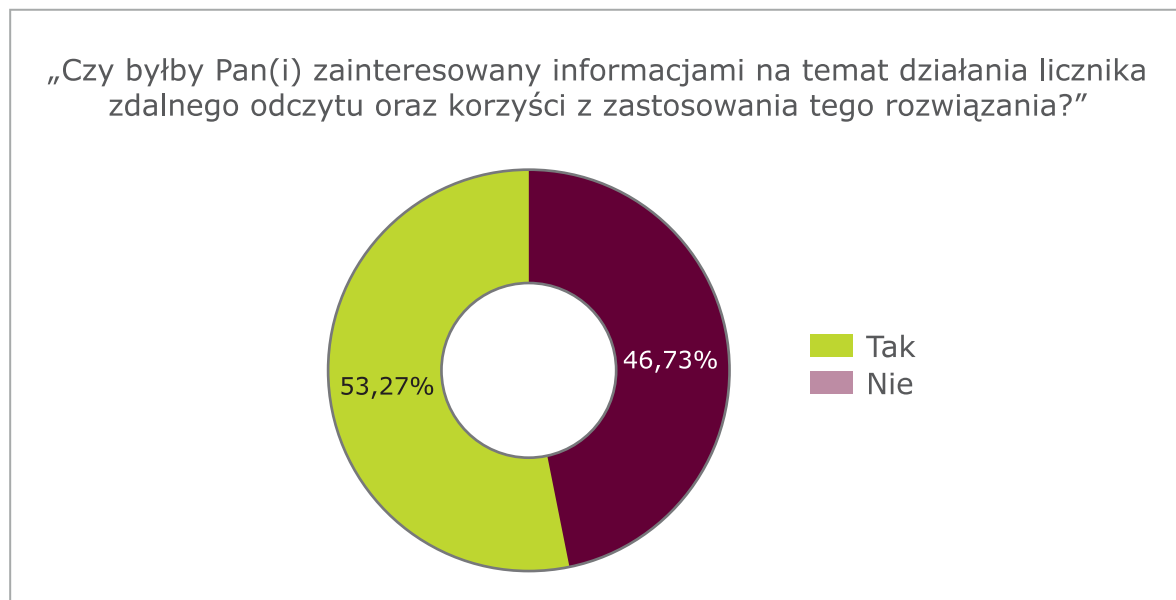
Pomimo dostarczenia klientom końcowym nowoczesnych rozwiązań mobilnych i internetowych w zakresie wizualizacji zużycia energii elektrycznej, wykorzystanie tych rozwiązań jest wciąż na niskim poziomie (~8,6%) i wymaga dodatkowych działań informacyjnych.

„Czy korzystał już Pan(i) z portalu lub aplikacji mobilnej pozwalającej na kontrolowanie zużycia prądu na bieżąco?”



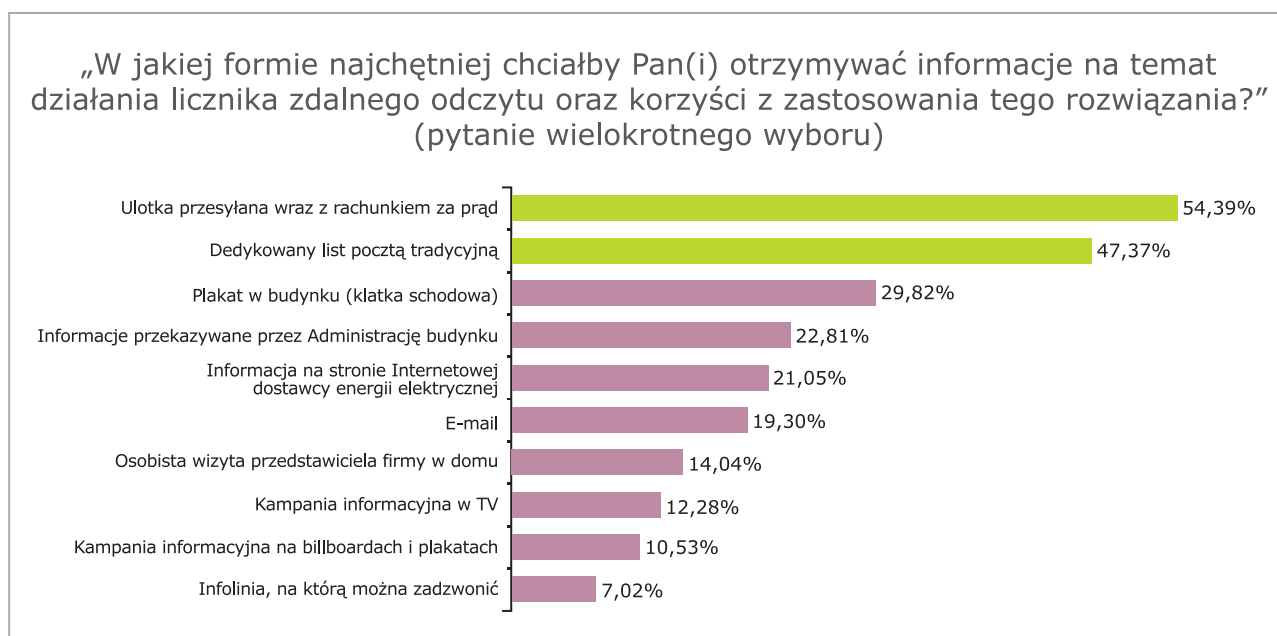
Rysunek 59. Wyniki badania opinii publicznej w Kaliszu

Potencjał osiągnięcia dodatkowych korzyści przez klientów jest wysoki – rośnie wraz ze wzrostem świadomości klientów. Już teraz można dostrzec duże zainteresowanie klientów – prawie 47 procent ankietowanych okazało zainteresowanie otrzymywaniem informacji na temat liczników zdalnego odczytu i potencjalnych korzyści.



Rysunek 60. Wyniki badania opinii publicznej w Kaliszu

Klienci najbardziej zainteresowani są informacjami trafiającymi do nich bezpośrednio – ulotką przesyłaną razem z rachunkiem za prąd (54,4 procent) bądź dedykowanym listem wysłanym pocztą tradycyjną (47,4%). Masowe formy komunikacji (plakaty, kampanie informacyjne w TV, informowanie poprzez stronę internetową bądź administrację budynku) zostały ocenione niżej.

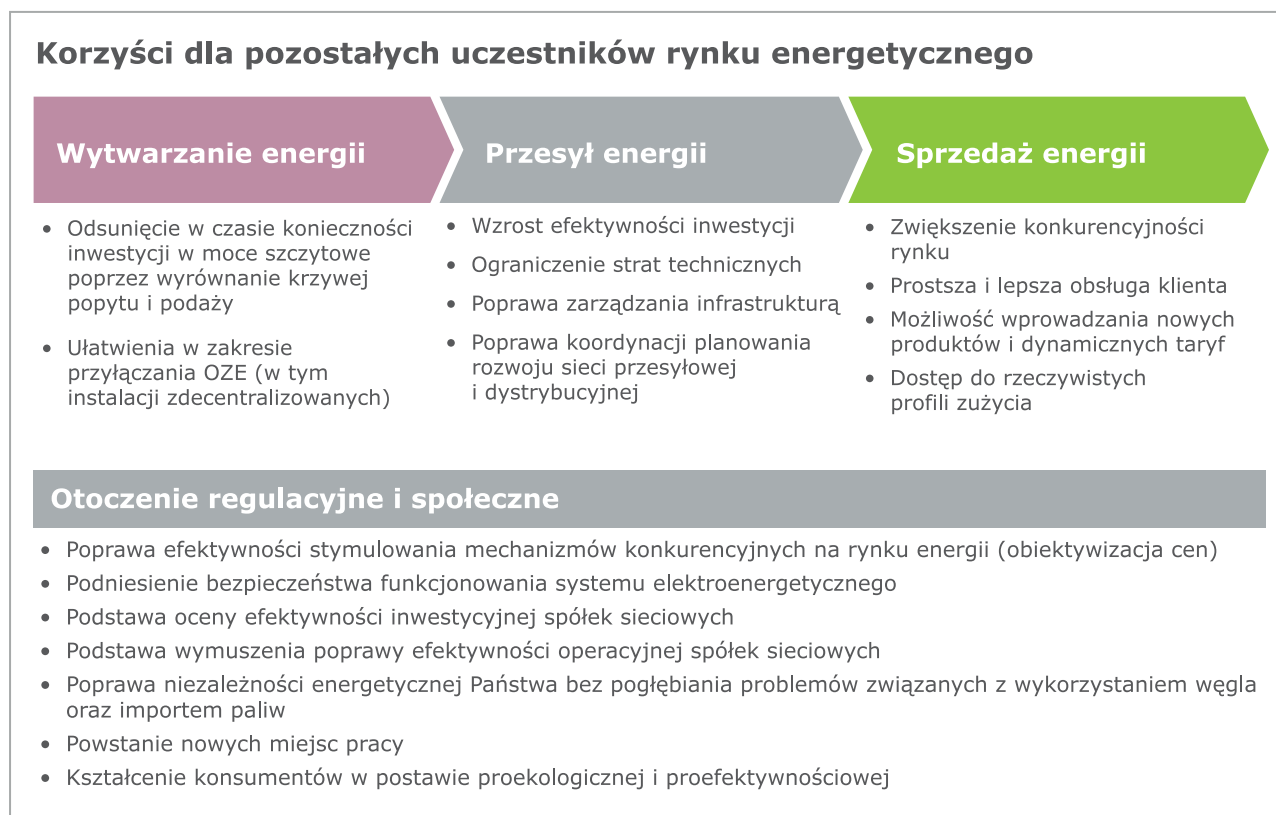


Rysunek 61. Wyniki badań opinii publicznej w Kaliszu

Energa-Operator SA podejmuje oraz planuje dalsze działania mające na celu upowszechnienie wśród klientów wiedzy na temat sposobu korzystania z inteligentnych liczników oraz płynących z nich korzyści a także wiedzy na temat sposobów racjonalizacji zużycia energii elektrycznej. Należy zaznaczyć, że tego typu edukacja klientów jest procesem długotrwałym i kosztownym. Szybsze i lepsze efekty mogą być osiągnięte przy udziale pozostałych uczestników rynku.

4. Korzyści dla pozostałych uczestników rynku energetycznego

Wdrożenie inteligentnego opomiarowania jest korzystne również dla pozostałych uczestników rynku energetycznego w całym łańcuchu wartości od wytwarzania po sprzedaż energii elektrycznej.



Rysunek 62. Korzyści dla pozostałych uczestników rynku energetycznego

Korzyści dla wytwórców:

- Główną korzyścią dla dużych wytwórców energii elektrycznej będzie możliwość odsunięcia w czasie bądź zupełnego zarzucenia kosztownych inwestycji w moce szczytowe. Będzie to możliwe dzięki stopniowemu wyrównywaniu się krzywej popytu i podaży, głównie dzięki wprowadzaniu dynamicznych taryf regulujących pobory oraz systemów Demand Side Management.
- Dla wytwórców rozproszonych inteligentne sieci oferują uproszczenie procedur i obniżenie kosztów przyłączy oraz uproszczenie pomiarów i rozliczeń, co zwiększa atrakcyjność inwestycji w małe i mikroźródła, zwłaszcza odnawialne źródła energii instalowane głównie na własne potrzeby z możliwością sprzedaży nadwyżki energii do sieci. System AMI pozwala na uproszczenie i obiektywizację procedur weryfikowania ilości wytworzonej energii na potrzeby rozliczeń w zakresie:
 - ▶ Źródeł OZE objętych systemami wsparcia regulacyjnego bądź finansowanych preferencyjnymi pożyczkami.
 - ▶ Inwestycji prywatnych poczynionych w formule ESCO lub EPC (kontrakty na bazie których właściciel nie ponosi kosztów modernizacji mającej na celu podniesienie efektywności energetycznej i/lub nowego źródła energii. Koszty inwestycji ponosi instalator, który następnie spłaca swój kontrakt z oszczędności/nowych przychodów wygenerowanych przez inwestycję).

Korzyści dla operatora systemu przesyłowego:

- System AMI umożliwia PSE dostęp do informacji pozwalających na optymalizację gospodarowania aktywami i usprawnienie w planowaniu nowych inwestycji. Informacje na temat bieżącej charakterystyki zużycia pozwalają również na poprawę koordynacji planowania rozwoju sieci przesyłowej oraz jej połączeń z sieciami dystrybucyjnymi. Główne źródła optymalizacji to:
 - ▶ Przeniesienie części zużycia energii elektrycznej z okresu szczytowego na pozostałe części doby, co pozwoli na zmniejszenie

maksymalnego obciążenia krajowego systemu elektroenergetycznego (potwierdzone benchmarkami zagranicznymi m.in. wdrożenie AML w projekcie Smart City Malaga).

- ▶ Zwiększenie liczby instalacji OZE w zakresie generacji rozproszonej spowoduje zmniejszenie przepływu energii przez sieci przesyłowej.

Korzyści dla sprzedawców energii elektrycznej:

- Zdalny system pomiarowy pozwala na zoptymalizowanie procesu zmiany dostawcy energii elektrycznej (np. poprzez skrócenie procesu w zakresie dokonywania odczytu stanu licznika), co zwiększa konkurencyjność rynku i pozwala sprzedawcom na efektywne konkutowanie o klienta końcowego, również poza obszarem prowadzenia działalności dystrybucyjnej.
- W przypadku wdrożenia AML możliwe jest zaoferowanie konsumentom dostępu do informacji dotyczących bieżącego zużycia energii i jej kosztów co, biorąc pod uwagę przykłady z innych wdrożeń, zmniejsza liczbę zapytań oraz reklamacji wysyłanych tradycyjnymi kanałami.
- Funkcjonalności technologiczne oferowane przez inteligentne liczniki pozwalają na oferowanie nowych produktów i oraz dynamicznych taryf dla klientów, co może prowadzić zarówno do wzrostu przychodów jak i do efektywniejszego konkutowania o klienta końcowego.
- Doświadczenia z I Etapu wdrożenia pokazują, że możliwa jest znaczna redukcja liczby odbiorców z zaległościami w płatnościach z tytułu dostaw energii elektrycznej, co prowadzi do niższych kosztów windykacji oraz obniżenia zapotrzebowania na kapitał obrotowy. Zjawisko to jest efektem szybkości i 100 procent skuteczności zdalnych wyłączeń windykacyjnych.
- Obniża się liczba reklamacji i zgłoszeń związanych z odczytami, co może prowadzić do obniżenia kosztów obsługi także po stronie sprzedawcy.

Korzyści dla Regulatora:

- Wdrożenie systemu AML wyposaży Regulatora w dane oraz narzędzia pozwalające na:
 - ▶ Poprawę efektywności działań mających na celu stymulowanie konkurencyjności na rynku energii.
 - ▶ Dostęp do bieżących informacji w zakresie zużycia energii przez konsumentów, co pozwala na monitorowanie i ochronę pozycji konsumenta na rynku energii elektrycznej.
 - ▶ Lepszą jakość danych będących podstawą oceny efektywności operacyjnej spółek sieciowych.

Korzyści dla Państwa Polskiego:

- Zmniejszone zapotrzebowanie na energię elektryczną, a zwłaszcza na energię szczytową pozwala na poprawę bezpieczeństwa energetycznego Państwa bez pogłębiania wyzwań związanych z wykorzystaniem węgla oraz importem paliw.
- Inwestycje w systemy AML oraz potencjalny rozwój energetyki rozproszonej tworzy nowe miejsca pracy w sektorach innowacyjnych i wysokiej technologii, często opierając rozwiązania na miejscowych producentach i tworząc trwały wzrost gospodarczy poparty wzmacnianiem polskiego kapitału ludzkiego.
- Systemy AML mają duży wkład w kształcenie konsumentów w postawach proekologicznych oraz proefektywnościowych, na tę chwilę będących na niższym poziomie niż w krajach Europy Zachodniej, co przekłada się często na korzyści w innych dziedzinach życia.

Korzyści ekologiczne:

- Redukcja emisji zanieczyszczeń (w tym dwutlenku węgla) wynikająca z trzech głównych czynników:
 - ▶ Ogólnego zmniejszenia zapotrzebowania na energię elektryczną spowodowanego optymalizacją jej zużycia przez konsumentów.
 - ▶ Obniżenia zapotrzebowania na moc szczytową, co pozwala na ograniczenie wykorzystywania najbardziej emisyjnych źródeł wytwórczych używanych głównie w trakcie okresu zapotrzebowania szczytowego.
 - ▶ Rozwój generacji rozproszonej bazującej na odnawialnych źródłach energii.

5. Nowe produkty wykorzystujące AMI

Wdrożona w Energa-Operator SA infrastruktura pomiarowa AMI jest wykorzystywana produkcyjnie. Do końca lipca 2014 roku za pośrednictwem systemu AMI:

- przekazano do sprzedawców ponad 1,16 mln odczytów liczników energii elektrycznej na potrzeby fakturowania odbiorców,
- na licznikach AMI wykonano ponad 5 000 zdalnych operacji, obejmujących np. wstrzymanie lub wznowienie dostaw energii elektrycznej,
- dla ponad 8 100 PPE objętych procesem zmiany sprzedawcy, na Rynek Bilansujący codziennie są przekazywane dane dobowo-godzinowe.

Na bazie infrastruktury AMI są uruchamiane nowe produkty:

a. Rozliczenie odbiorcy w oparciu o rzeczywiste zużycie energii elektrycznej

Dane pomiarowe pozyskiwane z liczników AMI są wykorzystywane na potrzeby produktu rozliczenia rzeczywiste, realizowanego przez internetową platformę eBOK. Dla klienta przygotowano dwie formy realizacji rozliczeń rzeczywistych:

- **Zdalne pobieranie stanu licznika**

Rozliczając się, Klient może samodzielnie odczytywać i wprowadzać stan licznika w eBOK lub pobrać go zdalnie korzystając z opcji „Pobierz stan licznika”. Przycisk zdalnego odczytu znajduje się przy oknie służącym do ręcznego podawania wielkości zużycia, a po jego przyciśnięciu aktualny stan licznika zostanie pobrany zdalnie i wyświetli się w polu wskazania stanu umożliwiając w następnym kroku rozliczenie. Wykorzystywana jest tu metoda pobrania danych pomiarowych ostatnio zarejestrowanych przez system AMI. Biorąc pod uwagę harmonogram odczytowy systemu AMI dane pomiarowe nie są starsze niż 6 godzin.

- **Automatyczne rozliczenie w wybranym dniu miesiąca**

Klient może także skorzystać z opcji automatycznego rozliczenia. Klient po zalogowaniu się do platformy eBOK w zakładce Produkty wybiera Rozliczenia Rzeczywiste, a następnie zakładkę automatyczny pobór danych. Wskazuje dzień miesiąca, w którym następnie będzie realizowane automatyczne rozliczenie. Rozliczenie będzie następowało automatycznie w każdym miesiącu we wskazanym przez klienta dniu, w oparciu o aktualny stan zużycia energii odczytywany z licznika w sposób automatyczny. Na podstawie tych danych wystawiana jest Klientowi faktura. O wystawieniu faktury i konieczności jej opłacenia klient jest informowany za pomocą wiadomości e-mail lub SMS, w zależności od tego, którą opcję kontaktu wybrał w ustawieniach eBOK.

Dodatkowo należy podkreślić, że na obszarach, gdzie została ustabilizowana zainstalowana infrastruktura AMI, rozliczenia odbiorców odbywają się na podstawie danych odczytywanych w sposób automatyczny z liczników AMI.

b. Portal wizualizacji danych pomiarowych

Jednym z produktów udostępnionych odbiorcy końcowemu jest Panel Wizualizacji danych pomiarowych WWW. Jest on dostępny pod adresem: mojlicznik.energa-operator.pl dla wszystkich odbiorców u których zainstalowano licznik AMI. Jest to stosunkowo prosta aplikacja Web-owa, która pobiera dane bezpośrednio z modułu CBP aplikacji AMI na rzecz konkretnego, zweryfikowanego i uwierzytelnionego użytkownika, odbiorcy energii elektrycznej.

Portal w prosty i przejrzysty sposób prezentuje zużycie energii elektrycznej w wybranych przedziałach czasu, wylicza podstawowych wskaźników (zużycie minimalne, maksymalne, średnie) jak i pozwala na porównanie do średniej w danej grupie taryfowej. Dla odbiorców z taryfami wielostrefowymi wizualizuje proporcję wykorzystania energii w strefach czasowych.



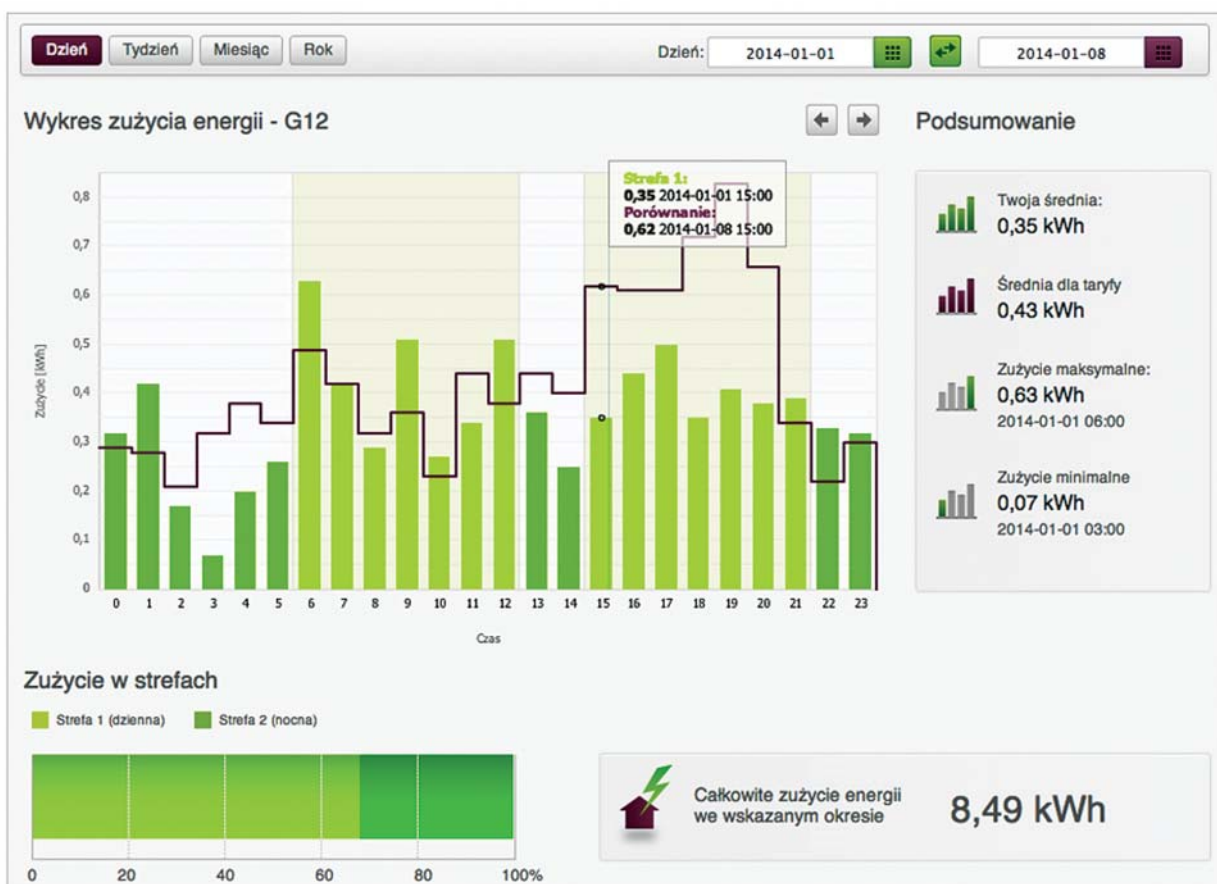
Rysunek 63. Wizualizacja danych pomiarowych



Rysunek 64. Wizualizacja danych pomiarowych



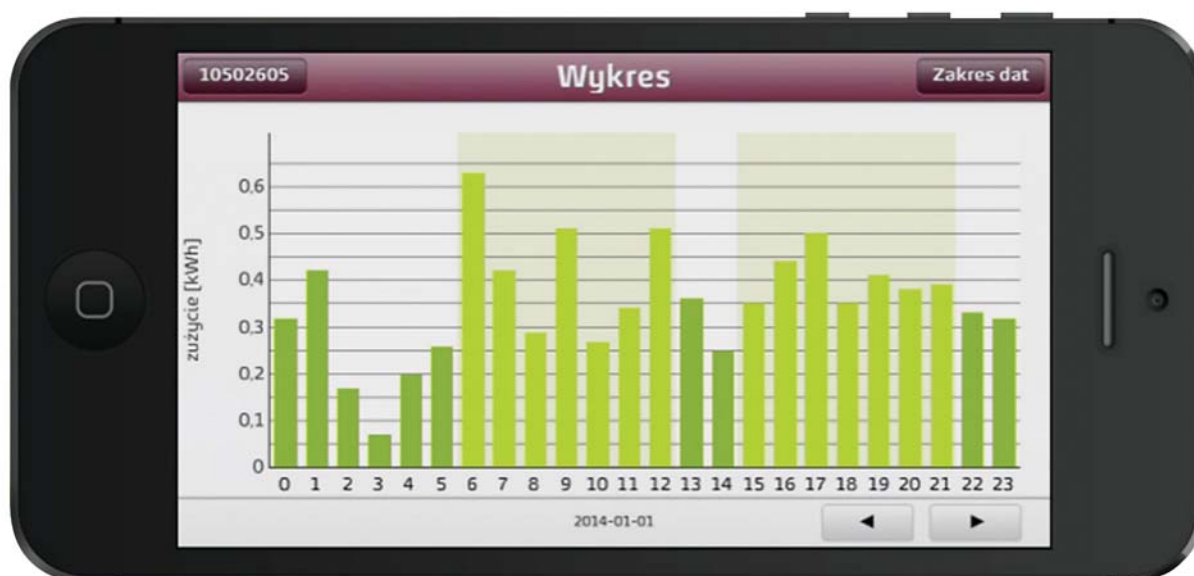
Rysunek 65. Wizualizacja danych pomiarowych



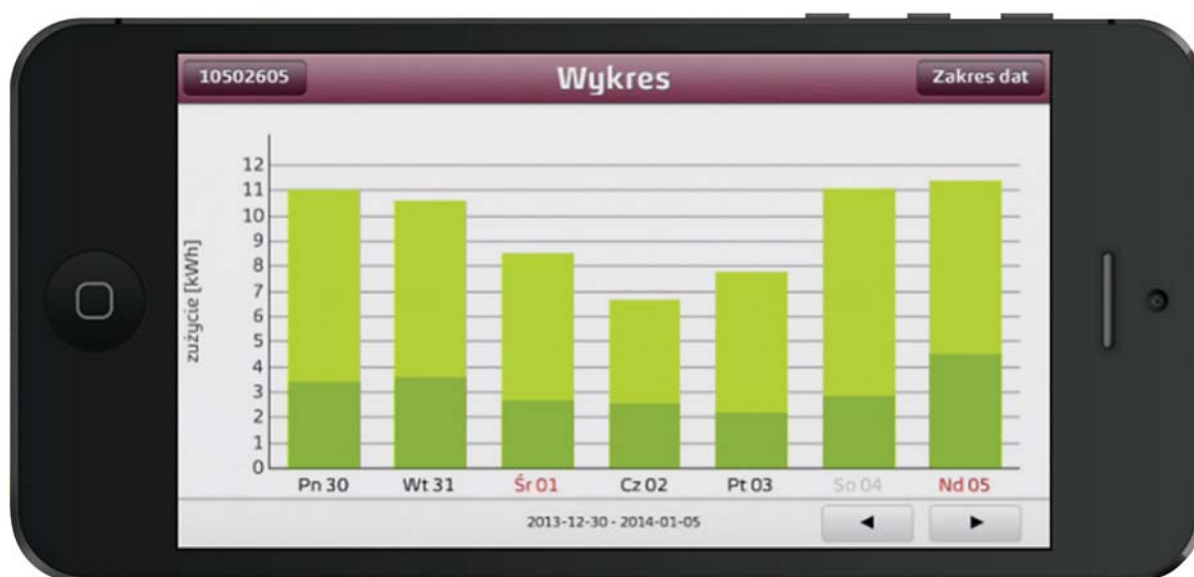
Rysunek 66. Wizualizacja danych pomiarowych

c. Aplikacja do wizualizacji danych pomiarowych na urządzenia mobilne typu tablet i smartfon

Na zasadzie analogii do Panelu Wizualizacji danych pomiarowych WWW, odbiorcom udostępniono również aplikację na platformy mobilne do wykorzystania na smartfonach i tabletach. Opracowane zostały wersje dla systemów operacyjnych Apple IOS i Google Android. Udostępniona funkcjonalność jest bardzo podobna do panelu WWW, odbiorcy umożliwiono wyświetlenie podsumowań i statystyk, wykresów zużycia jak również porównywanie zużycia energii w różnych okresach czasu.



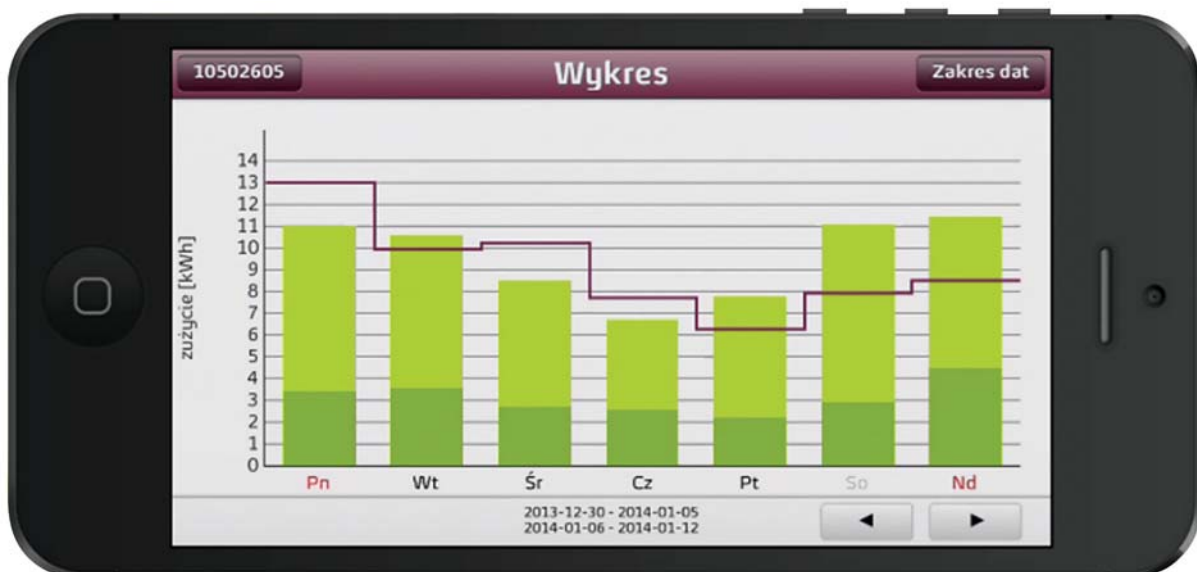
Rysunek 67. Wizualizacja danych pomiarowych na urządzeniach mobilnych



Rysunek 68. Wizualizacja danych pomiarowych na urządzeniach mobilnych



Rysunek 69. Wizualizacja zużycia energii elektrycznej na urządzeniach mobilnych



Rysunek 70. Wizualizacja zużycia energii elektrycznej na urządzeniach mobilnych

d. Odczyty liczników innych mediów

W ramach projektu AMI podjęto również zadanie realizacji pilotażowego odczytu liczników innych mediów za pośrednictwem liczników energii elektrycznej.

Licznik AMI w EOP jest wyposażony w port USB umożliwiający w sposób elastyczny rozszerzenie jego funkcjonalności o komunikację z zewnętrznymi urządzeniami. W szczególnym przypadku, takim urządzeniem może być układ pomiarowy innego medium. Na potrzeby pilotażu port USB licznika został dostosowany do wykorzystania protokołu Wireless-MBUS, wykorzystywanego do komunikacji z licznikami innych mediów.

Jako miejsce pilotażu wybrano Drawsko Pomorskie. Jako cel postawiono odczyt danych z około 30 gazomierzy miechowych wyposażonych w radiową przystawkę nadającą ramkę z danymi pomiarowymi zgodną ze standardem Wireless-MBUS (tryb T2, OMS) i przekazanie tak zgromadzonych danych pomiarowych do Wielkopolskiej Spółki Gazowej. Pilotaż był realizowany we współpracy z Energa-Operator SA Techniczna Obsługa Odbiorców.

We współpracy z dostawcami urządzeń opracowane zostały prototypy adapterów USB, które mogły współpracować z licznikami AMI wykorzystywanymi przez Energa-Operator SA. Wyprodukowane przystawki zostały skonfigurowane do gromadzenia danych z gazomierzy i przekazywania danych do pamięci liczników energii elektrycznej.

W systemie AMI, dla wybranej grupy urządzeń pomiarowych, rozszerzono standardowy harmonogram odczytowy o dodatkowy harmonogram odczytu danych z gazomierzy.

Należy podkreślić, że z uwagi na otwartą architekturę systemu AMI, wiele elementów było już uprzednio przewidzianych i wystarczyło odpowiednio sparametryzować aplikację:

- zdefiniowano klasy COSEM (atrybuty i metody) związane z rejestrami MBUS licznika energii elektrycznej na gromadzenie danych gazowych (obiekt konfiguracji, obiekty rejestrów danych oraz obiekt profilu danych),
- opracowano definicje wielkości odczytowych związanych z rejestrami MBUS,
- rozszerzono definicję rejestrów liczników typów AMI o rejestry obiektów COSEM związane z rejestrami MBUS,
- dodano widoki zakładki Pomiar dla Punktów Pomiaru, wizualizujące rejestry obiektów COSEM związane z rejestrami MBUS,
- dodano nowy harmonogram odczytowy, wyczytujący rejestry obiektów COSEM związane z rejestrami MBUS.

Następnie dla liczników z uruchomioną przystawką Wireless-MBUS w porcie USB dokonano konfiguracji obiektów:

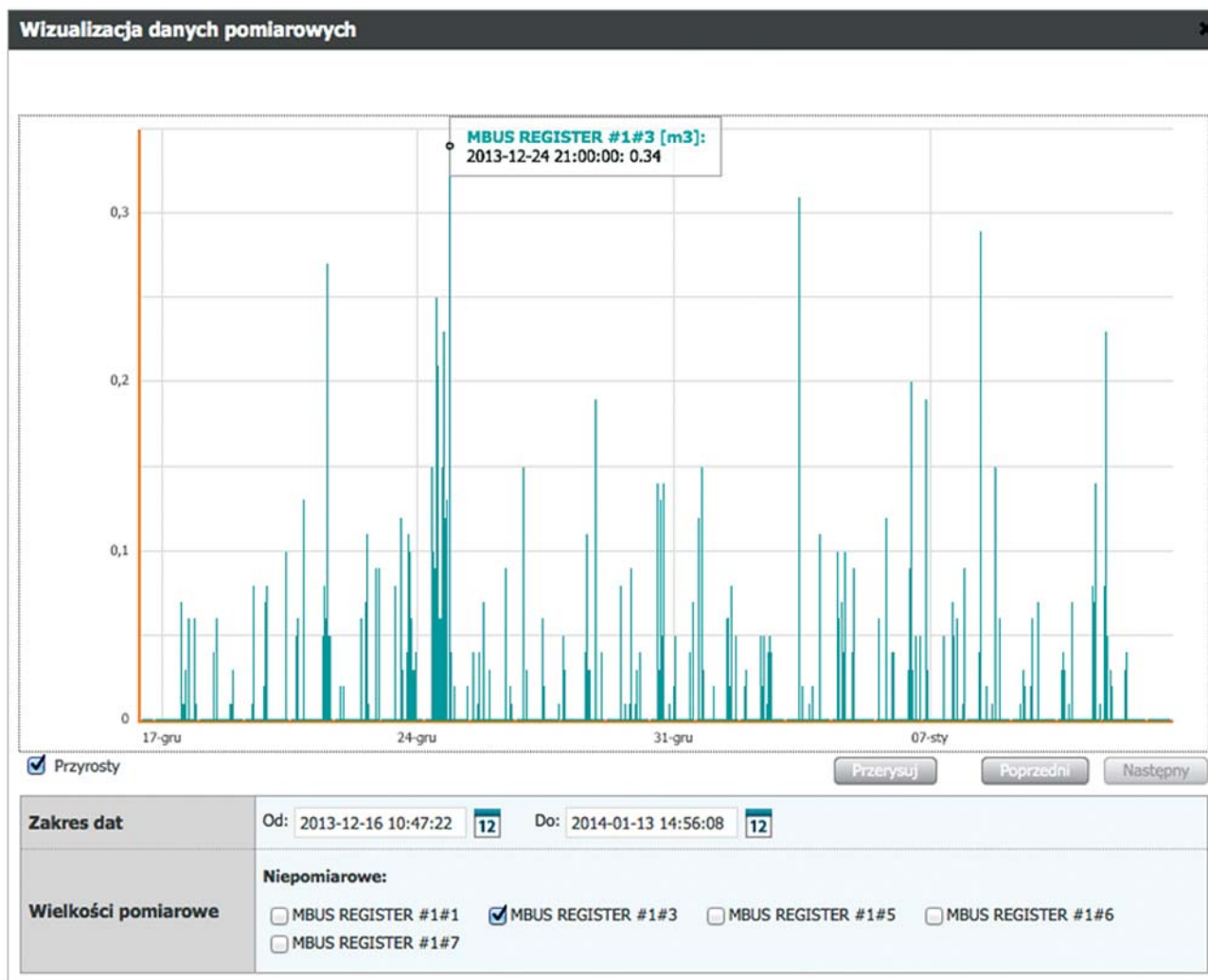
- zdalna parametryzacja rejestrów MBUS liczników (obiekt konfiguracji oraz obiekt profilu danych)
- podpięcie nowego harmonogramu odczytowego wyczytującego rejestry obiektów COSEM związane z rejestrami MBUS pod właściwe Punkty Pomiaru (liczniki, pod które podpięte są adaptory do komunikacji)
- ewentualna aktywacja gromadzenia profilu danych MBUS na koncentratorze, który obsługuje komunikację z danym licznikiem.

Również te operacje nie wymagały zmian w aplikacji. System AMI, zgodnie z przyjętą koncepcją, miał przygotowaną specjalną metodę WebService do wymiany danych o danych pomiarowych innych mediów, jednakże na specjalne życzenie Wielkopolskiej Spółki Gazowej dokonano jednej dedykowanej zmiany w aplikacji AMI: zrealizowano dedykowany mechanizm wymiany danych pomiarowych MBUS z Wielkopolską Spółką Gazową w oparciu o serwer ftp, z zapewnieniem odpowiedniego przeparsowania przez system AMI plików do formatu zgodnego z systemem bilingowym Wielkopolskiej Spółki Gazowej.

Dzięki tym, w większości standardowym operacjom w systemie AMI, możliwe jest gromadzenie i przekazywanie na zewnątrz danych pomiarowych związanych z odczytami gazu.

Wszystkie										
Szczegóły Pomiary PPE Straty Wyłączenia Stan Użytkownicy Dziennik Harmonogramy Billing tymczasowy Billing										
SIDX_480037520102979172_10492642										
FX 309.51 2013-12-01 2014-01-27 Wczytaj Zapisz										
	Czas zatrzaśnięcia ▲	A.BUS REGISTER #1	B.BUS REGISTER #1#2	C.BUS REGISTER #1	D.BUS REGISTER #1#4	E.BUS REGISTER #1	F.BUS REGISTER #1	G.BUS REGISTER #1	H	
565	2013-12-24 12:00:00	364251	2013-12-24 11:47:00	M-bus register #1#3 (stan bieżący zużycia gazu) [m3]			0	3354		
566	2013-12-24 13:00:00	364251	2013-12-24 12:47:00	315,29	2013-12-01 06:00:00	309,34	0	3354		
567	2013-12-24 14:00:00	364251	2013-12-24 13:47:00	315,35	2013-12-01 06:00:00	309,34	0	3354		
568	2013-12-24 15:00:00	364251	2013-12-24 14:46:00	315,41	2013-12-01 06:00:00	309,34	0	3354		
569	2013-12-24 16:00:00	364251	2013-12-24 15:47:00	315,56	2013-12-01 06:00:00	309,34	0	3354		
570	2013-12-24 17:00:00	364251	2013-12-24 16:46:00	315,79	2013-12-01 06:00:00	309,34	0	3354		
571	2013-12-24 18:00:00	364251	2013-12-24 17:42:00	315,91	2013-12-01 06:00:00	309,34	0	3354		
572	2013-12-24 19:00:00	364251	2013-12-24 18:46:00	316,04	2013-12-01 06:00:00	309,34	0	3354		
573	2013-12-24 20:00:00	364251	2013-12-24 19:41:00	316,04	2013-12-01 06:00:00	309,34	0	3354		
574	2013-12-24 21:00:00	364251	2013-12-24 20:46:00	316,38	2013-12-01 06:00:00	309,34	0	3354		
575	2013-12-24 22:00:00	364251	2013-12-24 21:42:00	316,42	2013-12-01 06:00:00	309,34	0	3354		
576	2013-12-24 23:00:00	364251	2013-12-24 22:47:00	316,42	2013-12-01 06:00:00	309,34	0	3354		
577	2013-12-25 00:00:00	364251	2013-12-24 23:43:00	316,44	2013-12-01 06:00:00	309,34	0	3354		
578	2013-12-25 01:00:00	364251	2013-12-25 00:40:00	316,44	2013-12-01 06:00:00	309,34	0	3353		
579	2013-12-25 02:00:00	364251	2013-12-25 01:46:00	316,44	2013-12-01 06:00:00	309,34	0	3353		
580	2013-12-25 03:00:00	364251	2013-12-25 02:43:00	316,44	2013-12-01 06:00:00	309,34	0	3353		
581	2013-12-25 04:00:00	364251	2013-12-25 03:40:00	316,44	2013-12-01 06:00:00	309,34	0	3353		
582	2013-12-25 05:00:00	364251	2013-12-25 04:46:00	316,44	2013-12-01 06:00:00	309,34	0	3353		
583	2013-12-25 06:00:00	364251	2013-12-25 05:44:00	316,44	2013-12-01 06:00:00	309,34	0	3353		
584	2013-12-25 07:00:00	364251	2013-12-25 06:47:00	316,44	2013-12-01 06:00:00	309,34	0	3353		
585	2013-12-25 08:00:00	364251	2013-12-25 07:47:00	316,44	2013-12-01 06:00:00	309,34	0	3353		
586	2013-12-25 09:00:00	364251	2013-12-25 08:48:00	316,46	2013-12-01 06:00:00	309,34	0	3353		
587	2013-12-25 10:00:00	364251	2013-12-25 09:46:00	316,46	2013-12-01 06:00:00	309,34	0	3353		
588	2013-12-25 11:00:00	364251	2013-12-25 10:47:00	316,50	2013-12-01 06:00:00	309,34	0	3353		
589	2013-12-25 12:00:00	364251	2013-12-25 11:47:00	316,52	2013-12-01 06:00:00	309,34	0	3353		
590	2013-12-25 13:00:00	364251	2013-12-25 12:47:00	316,52	2013-12-01 06:00:00	309,34	0	3353		
+ A w strefach A+ A+T1 Bierne Bilansowanie Converge Firmware Gaz ▼ Zdarzenia										

Rysunek 71. Odczyty gazomierzy w aplikacji AMI



Rysunek 72. Dzięki standardowym mechanizmom systemu AMI jest możliwa np. wizualizacja profilu zużycia gazu

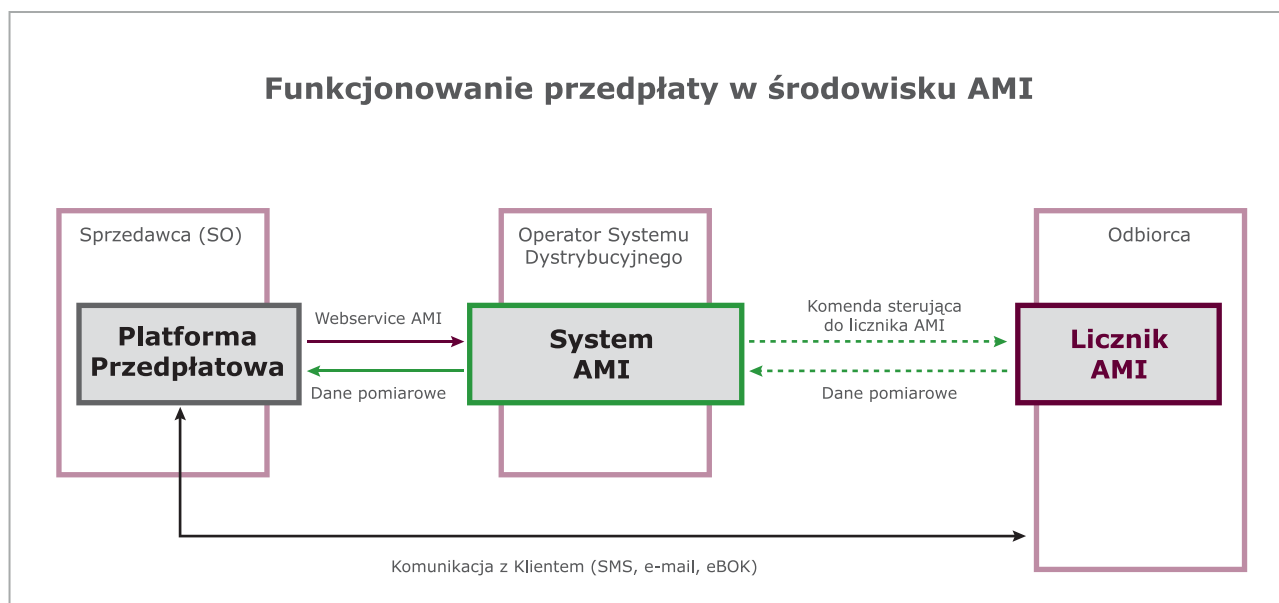
e. Sprzedaż energii elektrycznej w modelu przedpłatowym

Każdy z odbiorców wyposażonych w licznik AMI będzie mógł kupować energię w modelu przedpłatowym, tzw. prepaid. Do realizacji takiego modelu sprzedaży energii zostaną wykorzystane podstawowe cechy licznika AMI:

- stycznik, za pomocą którego można odłączać lub wznawiać dostawy energii elektrycznej,
- zdalna komunikacja z licznikiem AMI, za pośrednictwem której można pozyskiwać dane pomiarowe oraz sterować stycznikiem licznika.

Na potrzeby wdrożenia usługi, po stronie sprzedawcy energii elektrycznej, jest zbudowany dedykowany system informatyczny, który służy do obsługi odbiorców korzystających z usługi prepaid.

Działanie systemu polega na tym, że na podstawie wniesionych przez odbiorcę opłat, jest określony limit energii, którą można dostarczyć odbiorcy. System obsługi prepaid komunikuje się z systemem AMI, który dla odbiorców objętych usługą, przekazuje informacje o zużyciu energii. W przypadku, jeżeli zużycie energii odbiorcy przekroczyło dopuszczalny limit, system prepaid wysyła do systemu AMI polecenie odłączenia dostaw energii. Dostawy energii zostaną wznowione po wykupieniu przez odbiorcę kolejnego limitu energii do wykorzystania.



Rysunek 73. Uproszczona architektura rozwiązania *Prepaid*

Zaletą tego rozwiązania jest to, że będzie to rozwiązanie powszechne, dostępne dla każdego odbiorcy z licznikiem AMI. Nie będzie konieczności, jak to ma miejsce obecnie, wpisywania bezpośrednio do licznika kodu doładowania. Limit energii będzie można dokupić on-line na stronach WWW lub w wielu innych punktach płatności, tak jak w przypadku usług sieci telefonii komórkowych. Wznowienie dostaw energii będzie możliwe w czasie pojedynczych minut od wykupienia kolejnej porcji energii.

Dodatkowymi zaletami rozwiązania, jest to, że:

- odbiorca z wyprzedzeniem będzie informowany o możliwości wyczerpania limitu wykupionej energii za pośrednictwem SMS lub e-mail,
- saldo dostępnej energii będzie możliwe do sprawdzenia w każdej chwili na platformie eBOK,
- w przypadku wyczerpania limitu dostępnej energii, zamiast odłączenia odbiorcy może nastąpić ograniczenie dostępnej dla niego mocy.

Usługa prepaid może być obecnie udostępniona dla wszystkich odbiorców energii elektrycznej w Kaliszu, objętych Etapem I wdrożenia AMI.

f. Test konsumencki w Kaliszu

Na etapie stabilizacji pracy systemu AMI w ramach Etapu I, rozpoczęto przygotowania do uruchomienia Testu Konsumenckiego w Kaliszu (TKK). Lokalizacja testu w Kaliszu została podyktowana tym, że jest to pierwsze w Polsce miasto kompleksowo wyposażone w infrastrukturę systemu AMI. Test Konsumencki rozpoczął się w czerwcu 2013 i został zaplanowany na cztery cykle kwartalne.

Harmonogram TKK dla EPC		
2013	08.04–21.06	REKRUTACJA
	CYKL I 01.06–31.08	CZERWIEC LIPIEC SIERPIEŃ Badanie monitorujące (anulowane)
		Badanie po cyklu pierwszym wraz z konkursem 16–27.09
	CYKL II 01.09–30.11	WRZESIEŃ PAŹDZIERNIK LISTOPAD Badanie monitorujące (anulowane)
2014	CYKL III 01.12–28.02	GRUDZIEŃ STYCZEŃ LUTY Badanie monitorujące 07–17.01
		Badanie po cyklu trzecim wraz z konkursem 03–14.03
	CYKL IV 01.03–31.05	MARZEC KWIECIEŃ MAJ Badanie monitorujące 07–18.04
		Badanie po cyklu czwartym wraz z konkursem 02–13.06

Rysunek 74. Harmonogram TKK

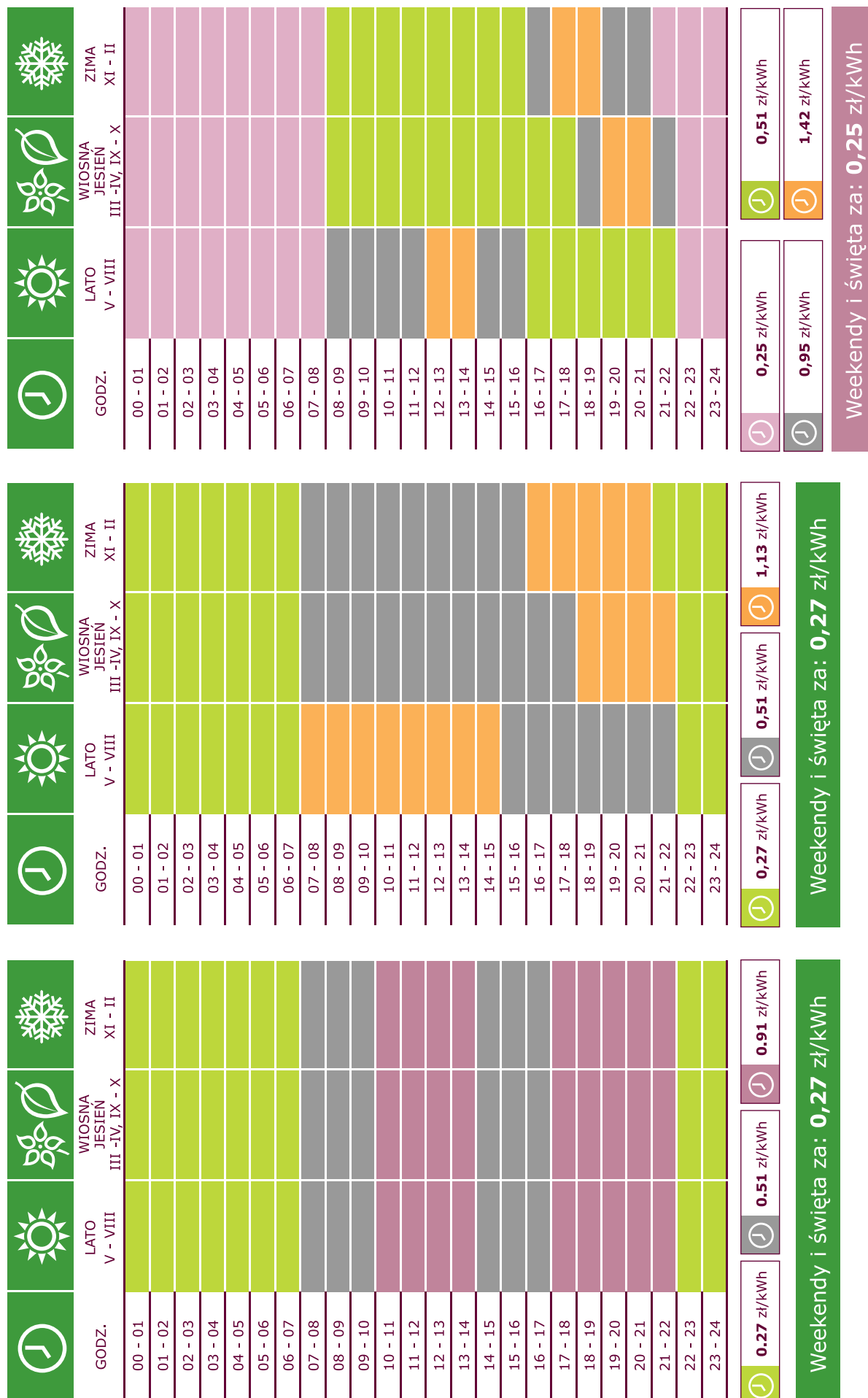
Podstawowym celem TKK było zweryfikowanie potencjału możliwości zmiany profilu zużycia energii elektrycznej przez gospodarstwa domowe wyposażone w inteligentne liczniki. Cel ten realizowany jest w dwóch grupach produktowych:

- **Eksperymentalne Programy Cenowe (EPC)**

W tej grupie klienci podzieleni zostali na trzy podgrupy, każdej zaproponowano inną taryfę strefową o zróżnicowanych poziomach cen i różnych przedziałach czasowych dopasowanych do okresów szczytowego zapotrzebowania na energię w okresach letnim i zimowym. Efekty oddziaływania nowych taryf odnoszone są do zużycia grupy referencyjnej.

- **Eksperymentalne Programy Redukcji (EPR)**

Udział w dwóch podgrupach redukcji polega na wyrażeniu zgody na wykorzystanie strażnika mocy licznika AMI do kontrolowanego ograniczenia zużycia energii w lokalu odbiorcy. W każdym z dwóch programów redukcji w ustalony sposób przeprowadzany jest proces informowania o zamiarze i potem uruchomienia strażnika mocy licznika. Różnica pomiędzy dwoma podgrupami EPR polega na różnym sposobie wynagradzania klienta za możliwość redukcji jego popytu na energię.



Wstępne wnioski wynikające z przeprowadzonych badań

W wyniku przeprowadzonych testów zebrano bardzo bogaty materiał badawczy. Kluczowe wnioski jakie płyną z badań są następujące:

- Taryfy wielostrefowe przyniosły ogólne zmniejszenie zużycia energii nawet o 4,5 procent. Typowa wielkość oszczędności mieści się w przedziale 2–4 procent.
- Taryfy wielostrefowe są skuteczne, siła typowej odpowiedzi popytu mieści się w przedziale od 5 do 15 procent. Jest obserwowane częściowe przesunięcie zużycia ze strefy dziennej do strefy nocnej. Nie występuje natomiast zależność, że im silniejszy bodziec cenowy tym silniejsza odpowiedź popytu. Nie ma znaczenia siła bodźcu cenowego, a duże znaczenie ma prostota konstrukcji taryfy, oraz jej stabilność w okresie całego badania.
- Redukcja mocy przyniosła bardzo mocną odpowiedź popytu, mieszczącą się w przedziale 10–30 procent redukcji zużycia energii we wskazanym przedziale czasowym. Relatywnie większa skuteczność programu redukcji mocy wynika z tego, że działa on punktowo – gospodarstwa domowe dostają danego dnia precyzyjną informację, kiedy mają zmniejszyć zużycie.
- Najskuteczniejszy (i jednocześnie najprostszy) jest plan taryfowy o stałej charakterystyce w ciągu roku. Wzorcowa odpowiedź popytu została zaobserwowana dla EPC1, która przez cały rok miała ten sam prosty plan taryfowy, który oferował podniesione (ale tylko o 80 procent) ceny w szczycie południowym oraz popołudniowo-wieczornym. Odpowiedź popytu pogłębia się z pory roku na porę roku, osiągając zimą oraz na wiosnę kilkanaście procent. Warto odnotować, że gospodarstwa domowe zmniejszają zużycie energii również pomiędzy podwyższoną ceną w szczycie południowym a szczytem popołudniowo-wieczornym. Czyli gospodarstwa domowe odczytują taryfę strefową z dwoma strefami w sposób uproszczony – pamiętają, kiedy zaczyna się pierwsza strefa oraz kiedy kończy się druga strefa. EPC1 pokazuje, że gospodarstwa domowe oczekują prostego sygnału cenowego, stabilnego w czasie (tzn. na przestrzeni całego roku).
- Występuje bardzo ciekawe zjawisko „zapamiętania” schematu taryfowego z lata, a następnie utrzymywanie odpowiedzi popytu według wzorca z lata w kolejnych porach roku. O ile jest zrozumiałe, że gospodarstwa domowe utrzymują odpowiedź popytu według wzorca letniego na nie istniejący bodziec cenowy w kolejnych porach roku, o tyle nie jest zrozumiałe, dlaczego gospodarstwa domowe zignorowały silny bodziec cenowy w szczycie popołudniowo-wieczornym.
- Gospodarstwa domowe były poddane bodźcom cenowym i edukacyjnym. Wzajemne oddziaływanie tych bodźców jest trudne do rozpoznania. Wyniki odpowiedzi popytu są zatem zakłócone bodźcem edukacyjnym, który miał postać regularnych badań ankietowych, wykonywanych osobiście lub telefonicznie.

g. Perspektywy praktycznego wykorzystania portu USB licznika i udostępnienia ISD dla odbiorców

To czy wykorzystanie Infrastruktury Sieci Domowej stanie się powszechne, zależy od kilku czynników:

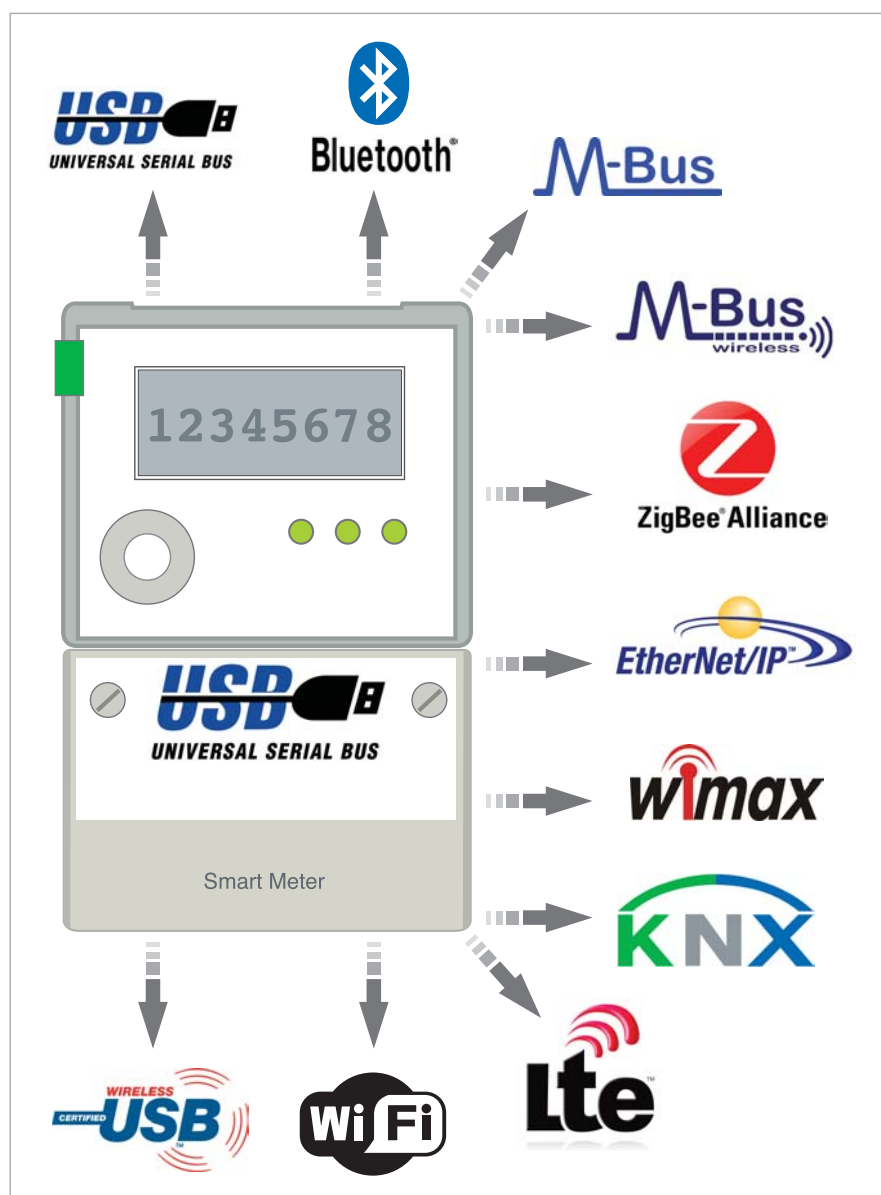
- Sprzedawcy energii muszą zacząć oferować produkty wykorzystujące Infrastrukturę Sieci Domowej, które będą przynosiły odbiorcom konkretną korzyść,
- Instalacja Infrastruktury Sieci Domowej musi być prosta oraz nie może powodować konieczności wprowadzania zmian w istniejących instalacjach elektrycznych odbiorców,
- Urządzenie kontrolera ISD musi być tanie i nie może być uciążliwe dla odbiorcy w codziennej eksploatacji.

Jednym z ważnych aspektów technicznych, od którego będzie zależało wykorzystanie ISD, jest możliwość integracji kontrolera ISD z otoczeniem. Integrację należy rozpatrywać w następujących obszarach:

- Pozyskiwanie informacji o kosztach energii elektrycznej,
- Pozyskiwanie informacji o zużyciu energii elektrycznej z liczników energii,
- Sterowanie pracą urządzeń elektrycznych.

O ile w przypadku pozyskiwania informacji o kosztach energii elektrycznej sprawa jest oczywista: należy wykorzystać możliwości jakie zapewnia sieć Internet, o tyle w przypadku pozyskiwania danych pomiarowych z licznika oraz sterowania odbiornikami rozwiązanie nie jest już takie jednoznaczne. Mając na uwadze, że sterowanie urządzeniami odbiorcy nie leży w kompetencjach OSD, nie zajmowaliśmy się tym zagadnieniem. W ramach realizowanego projektu zostało natomiast wypracowane rozwiązanie techniczne, umożliwiające skomunikowanie licznika energii elektrycznej z kontrolerem ISD w celu przekazywania do niego bieżących informacji o zużyciu energii elektrycznej. Istotnymi problemami, które należało rozwiązać było zapewnienie aby przyjęte rozwiązanie było otwarte, możliwe do zastosowania przez każdego zainteresowanego

producenta liczników oraz aby było możliwe dostosowanie techniki komunikacji pomiędzy licznikiem i kontrolerem ISD do specyfiki lokalizacji związanej z miejscem instalacji urządzeń. Po przeanalizowaniu zagadnienia doszliśmy do wniosku, że żadna z dostępnych technik komunikacji nie będzie możliwa do zastosowania we wszystkich lokalizacjach, z czego wynika wniosek, że konieczne będzie stosowanie różnych technik. Problem ten rozwiązano przez zastosowanie w liczniku uniwersalnego, standardowego portu komunikacyjnego USB, do którego można podłączać urządzenia komunikacyjne wykorzystujące różne standardy komunikacji, które można dostosować do specyficznych miejsc w których instalowane są liczniki. Opracowaną koncepcję pokazuje poniższy rysunek:



Rysunek 76. Zastosowanie portu USB

Zastosowanie powyższej koncepcji posiada szereg zalet:

- Możliwe jest dostosowanie techniki komunikacji do specyfiki lokalizacji licznika oraz kontrolera ISD,
- Nie ograniczamy się do technik komunikacji dostępnych w chwili obecnej, w przyszłości będzie możliwe zastosowanie nowych technik komunikacji,
- W zależności od potrzeb można stosować techniki komunikacji przewodowej lub bezprzewodowej,
- Port USB umożliwia zasilanie podłączonego do niego urządzenia,
- Port USB jest obecnie najpowszechniej stosowanym portem komunikacyjnym, każdy z zainteresowanych producentów liczników energii może zastosować to rozwiązanie.

Dzięki temu, że w liczniku został zastosowany port USB, który jest powszechnie przyjętym, otwartym standardem, nie jest konieczne uzgadnianie szeregu aspektów technicznych związanych z komunikacją, ponieważ regulują to normy dotyczące portu USB. Zastosowanie interfejsu, który już obecnie funkcjonuje jako standard, przyspieszy opracowanie nowych urządzeń. Jako przykłady rozwiązań, które w Energa-Operator SA już zostały wdrożone można pokazać modem telekomunikacyjny podłączany do portu USB, jako urządzenie do komunikacji zastępczej oraz podłączana do licznika przystawka służąca do odczytu gazomierzy i wodomierzy.



Rysunek 77. Modemy komunikacyjne podłączane do licznika energii za pośrednictwem portu USB

To co również istotne, należy stwierdzić, że wymaganie portu komunikacyjnego USB w liczniku energii elektrycznej nie podnosi kosztów zakupu liczników AMI. Dotychczasowe doświadczenia wynikające z przeprowadzonych przetargów publicznych pokazują, że liczniki wyposażone w portu USB, kupowane przez Energa Operator SA nie są droższe od liczników AMI kupowanych przez innych OSD.

VII. Dalsze działania związane z wdrożeniem inteligentnego opomiarowania

Energa-Operator SA będzie konsekwentnie realizowała wdrożenie inteligentnego opomiarowania. Pierwszy etap wdrożenia, którego podsumowanie stanowi niniejszy dokument, obejmował instalację inteligentnych liczników u około 100 tysięcy odbiorców. W ramach Etapu II zainstalowano kolejnych 310 tysięcy punktów pomiarowych. Obecnie na ukończeniu są prace rozpoczęcia produkcyjnego wykorzystania infrastruktury zainstalowanej w ramach tego etapu. Etap III wdrożenia AMI to kolejnych 450 tysięcy punktów pomiarowych. Niezbędna infrastruktura jest już zakontraktowana. Obecnie zakładamy, że zostanie ona zainstalowana i uruchomiona w połowie 2015 roku. Oznacza to, że do tego czasu będzie opomiarowanych ponad 800 tysięcy odbiorców energii elektrycznej, co stanowi 25% wszystkich odbiorców obsługiwanych przez naszą Spółkę. Dalsze plany zakładają, że wdrożenie AMI zakończy się w roku 2020. Do tego czasu systemem ma zostać objętych 3,2 miliona odbiorców. Niemniej obecnie, ze względu na określenie przez Urząd Regulacji Energetyki, nowych priorytetów związanych z wdrożeniem inteligentnego opomiarowania, zgodnie z którymi w pierwszej kolejności należy opomiarować stacje Sn/nN, aktualizujemy plany wdrożenia inteligentnego opomiarowania i podana data zakończenia projektu w 2020 roku może ulec zmianie.

VIII. Zakończenie

Systemy inteligentnego opomiarowania są na dziś rozwiązaniami, które nie są powszechnie stosowane wśród Operatorów Sieci Dystrybucyjnych na świecie. Na ich wdrożenie decydują się wyłącznie najbardziej innowacyjne podmioty, postrzegające energetykę nie tylko przez pryzmat dostarczania energii elektrycznej, ale też przez daleko idącą optymalizację kosztów swoich działań oraz możliwości dostarczania odbiorcom nowych produktów i usług.

Systemy inteligentnego opomiarowania w Polsce są postrzegane głównie jako narzędzie, które pozwala na optymalizację odczytów wskazań liczników realizowanych przez inkasentów. Jednak na rozwiązania tego typu należy patrzeć dużo szerzej. Inteligentne opomiarowanie pozwoli w przyszłości na pełne bilansowanie sieci energetycznej na wszystkich jej poziomach. Istotnie będzie utrudniony nielegalny pobór energii elektrycznej. W czasie zbliżonym do rzeczywistego będzie analizowany stan sieci elektroenergetycznej, dzięki czemu będzie możliwe szybkie lokalizowanie i usuwanie awarii oraz zarządzanie siecią w sposób uniemożliwiający blackout czyli wystąpienie rozległych awarii zasilania. Na bieżąco będzie monitorowana jakość energii dostarczanej do odbiorcy końcowego, gwarantując niezakłóconą pracę jego urządzeń.

Nie bez znaczenia są też ekologiczne aspekty wdrożenia systemów inteligentnego opomiarowania. W lokalizacjach, w których zostanie wdrożony taki system, w dużo większej niż obecnie skali, będzie można wykorzystywać odnawialne źródła energii oraz, co istotne, będzie można nimi zarządzać i oceniać wpływ ich oddziaływania na sieć elektroenergetyczną. W chwili obecnej nie jest to możliwe do realizacji w skali całej sieci. Kolejnym ważnym aspektem wdrożenia AMI jest czynnik społeczny związany z dostawami energii elektrycznej. Wdrożenie AMI, pozwoli na zagwarantowanie dla odbiorców wrażliwych dostaw energii na tzw. poziomie socjalnym.

To wszystko nie stanie się oczywiście z dnia na dzień i prawdopodobnie pełne wykorzystanie inteligentnego opomiarowania zajmie długie lata, niemniej, mając na uwadze ekonomiczną opłacalność tego przedsięwzięcia uważamy, że od wdrożenia sieci inteligentnych nie ma odwrotu.

Poniższa tabela zawiera zestawienie wymagań ze stanowiska Prezesa URE dotyczącego niezbędnych wymagań wobec wdrażanych przez OSD E inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych wraz z informacją o tym czy wymaganie jest spełnione, czy też nie.

Wymaganie	Treść wymagania	Czy spełnione?	Uwagi
Wymagania ogólne dla inwestycji w rozwój sieci „Smart”			
Wymagania ogólne	Część wymagań szczegółowych może być realizowana na wiele sposobów, bez naruszania zasady wzajemnego współdziałania elementów budowlanych przez różne podmioty. Należą do nich w szczególności: • zakres wymagań gwarancyjnych, który powinien być optymalizowany w powiązaniu z kosztami inwestycyjnymi i kosztami utrzymania systemu oraz	TAK	
	• konieczność zapewnienia bezpieczeństwa danych w celu ochrony prywatności odbiorców energii	TAK	
	• realizowanie wymaganych Stanowiskiem funkcjonalności przez różne systemy informatyczne, w zależności od architektury IT danego przedsiębiorstwa	TAK	
	Do kluczowych elementów AMI, którym trzeba zapewnić bezpieczeństwo należą co najmniej: • Dane pomiarowe; – Liczniki; – Infrastruktura OSD E (informatyczna i komunikacyjna); • Użytkownicy mający dostęp do Systemu AMI; • Baza Danych; – Raporty udostępniane z Systemu AMI; – Infrastruktura WAN i LAN; • Wyświetlacz HAN oraz dedykowany mu kanał komunikacji. Każdy z tych obszarów musi mieć zapewnioną ochronę w ramach funkcji bezpieczeństwa; dostępności, uwierzytelniania, poufności, rozliczalności oraz integralności;	TAK	
	Przykładowe zalecane do zastosowania środki ochrony to: a. Środki ochrony kryptograficznej; komunikacja pomiędzy różnymi elementami Systemu AMI powinna być szyfrowana zgodnie z najlepszymi praktykami, przy wykorzystaniu aktualnych metod szyfrowania;	TAK	
	b. Hasła dostępu, autoryzacja, procedury wewnętrzne cały System AMI powinien posiadać zabezpieczenia przepływu danych wrażliwych do systemów informatycznych innych uczestników rynku energii;	TAK	
	c. Procedury wewnętrzne, polityka bezpieczeństwa, logowanie zdarzeń; System powinien być zabezpieczony przed trwałym usunięciem / utratą danych pomiarowych, a wszelkie zmiany / weryfikacje danych wprowadzonych powinny być udokumentowane i możliwe do cofnięcia;	TAK	
	Niezależnie od wymagań o charakterze ogólnym, dedykowanych do wszystkich elementów systemu, wyróżnić można wymagania funkcjonalne, które mogą być zrealizowane w sposób alternatywny, tj. z zaangażowaniem różnych elementów systemu. W szczególności, System AMI powinien umożliwiać dostarczenie odbiorcy obowiązujących aktualnie wartości: a. z aktualnego cennika energii obowiązującego tego odbiorcę, w postaci: cena – okres obowiązywania, np. w kolejnej godzinie lub od ostatniej zmiany;	TAK	Do licznika możliwe jest przesyłanie krótkich informacji liczących po 8 znaków. Odpowiednio modyfikując firmware licznika / HAN można odpowiednio interpretować te komunikaty i przesyłaną za ich pomocą zawartość prezentować odbiorcy. Jest też możliwe przekazywanie pełnej informacji przez panel WWW.
	b. stawek aktualnej taryfy dystrybucyjnej w postaci: stawka – okres jej obowiązywania, w sposób umożliwiający odbiorcy energii ustalenie jego bieżącego kosztu zaopatrzenia w energię elektryczną.	TAK	jw.

Wymaganie	Treść wymagania	Czy spełnione?	Uwagi
Minimalne wymagania dla Aplikacji Centralnej AMI			
4.2.1.1 a	a. Systemy OSD E powinny umożliwiać wprowadzanie i korektę danych pomiarowych (z zachowaniem kopii pierwotnych danych), w szczególności dla liczników jeszcze nie przyłączonych do systemu AMI;	TAK	
4.2.1.1 b	b. Identyfikacja odbiorcy w Aplikacji Centralnej powinna opierać się wyłącznie na indywidualnym numerze identyfikacyjnym Punktu Poboru Energii (PPE) skorelowanym z numerem licznika, przypisanym do miejsca pomiaru; dostęp do danych teleadresowych odbiorców powinien być dodatkowo zabezpieczony w stosunku do dostępu do danych pomiarowych.	TAK	
4.2.1.1 c	c. Aplikacja Centralna Systemu AMI powinna umożliwiać przeglądanie danych źródłowych pozyskanych z pomiarów;	TAK	
4.2.1.1 d	d. Aplikacja Centralna Systemu AMI – do czasu uruchomienia CRD i podjęcia tej funkcji przez NOP – powinna przechowywać dane pomiarowe co najmniej przez okres wymagany regulacją prawną, do celów rozliczeniowych, reklamacyjnych, windykacyjnych oraz podatkowych, a dane uznane za dane osobowe przez okres wymagany przepisami o ochronie danych osobowych;	TAK	
4.2.1.1 e	e. Systemy IT powinny umożliwiać, na podstawie zarejestrowanych informacji źródłowych, określanie zaistnienia i długości trwania przerw w zasilaniu odbiorców końcowych oraz określanie obszarów sieci i długości trwania okresów odchylenia napięcia poza zakres wymagany określonymi przepisami.	TAK	Odchylenia napięcia zasilającego są rejestrowane przez liczniki. W przypadku konieczności wygenerowania raportu, można go sporządzić na podstawie analizy zapisów w bazie danych systemu aplikacyjnego AMI.
4.2.1.1 f	f. Aplikacja Centralna Systemu AMI powinna umożliwiać rozbudowę Systemu AMI o dodatkowe liczniki, bez konieczności wymiany dotychczasowych elementów Systemu oraz bez wpływu na wydajność Aplikacji Centralnej.	TAK	
4.2.1.1 g	g. Aplikacja Centralna Systemu AMI powinna umożliwiać pełną kontrolę dostępu do danych pomiarowych ze strony personelu uprawnionego oraz uniemożliwiać ten dostęp ze strony osób nieuprawnionych.	TAK	
4.2.1.2 a	a. Aplikacja Centralna Systemu AMI powinna umożliwiać samoczynne zgłaszanie (aktywowanie) licznika odbiorcy w Aplikacji Centralnej i nawiązanie komunikacji licznika z Systemem, w warunkach masowej wymiany co najmniej wskazana jest pełna automatyzacja procesu logowania się liczników w Systemie oraz nadzoru nad tym procesem;	TAK	
4.2.1.2 b	b. Aplikacja Centralna Systemu AMI powinna umożliwiać, przy zachowaniu integralności oprogramowania metrologicznego, zdalne sterowanie licznikami poprzez zmianę ich parametrów w trybach: • natychmiastowym,	TAK	
	• na z góry określony moment oraz	TAK	
	• cyklicznym;	TAK	
4.2.1.2 c	c. Aplikacja Centralna Systemu AMI powinna umożliwiać weryfikację statusu komunikacji z licznikami, które zostały zarejestrowane w systemie;	TAK	

4.2.1.2 d	d. Aplikacja Centralna Systemu AMI powinna umożliwiać zdalne sterowanie dostarczaniem energii elektrycznej do odbiorców końcowych, w szczególności: • System AMI powinien umożliwiać zdalne wstrzymywanie i wznowianie dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, w tym realizowanie funkcji przedpłatowej;	TAK	
	• System AMI powinien umożliwiać zdalne ograniczanie i zwiększanie, w granicach mocy umownej, mocy dostępnej dla odbiorcy końcowego.	TAK	
4.2.1.3 a	a. Aplikacja Centralna powinna udostępniać 100% danych pomiarowych uprawnionym uczestnikom rynku energii w terminie niezbędnym do zrealizowania ich zadań, w szczególności dotyczy to przekazywania danych rozliczeniowych w terminie umożliwiającym przeprowadzenie rozliczeń z odbiorcami: • do przedsiębiorstw obrotu do czasu wdrożenia CRD, • do CRD od chwili jego uruchomienia; Przez 100% danych rozumieć należy wszystkie dane pomiarowe niezbędne do przeprowadzenia rozliczeń, niezależnie od trybu, w jakim zostały pozyskane. W praktyce oznaczać to może, że określony margines danych, w przypadkach, gdy odczyt i dostarczenie danych do systemu nie było możliwe z przyczyn technicznych, będzie pochodził z odczytu ręcznego lub będzie ustalany w wyniku ekstrapolacji z zastosowaniem profili standardowych. Istotą tego wymagania jest, że sprzedawca, a docelowo NOP na potrzeby sprzedawców będzie pozyskiwał wszystkie dane z jednego źródła. Wymaganie to jest szczególnie istotne w okresie roll'outu, kiedy istotna część danych pomiarowych będzie jeszcze pochodziła z odczytu ręcznego.	TAK	
4.2.1.3 b	b. Aplikacja Centralna Systemu AMI powinna umożliwiać generowanie raportów na potrzeby OSD E i Regulatora w odniesieniu do działalności sieciowej;	TAK	
4.2.1.3 c	c. Aplikacja Centralna Systemu AMI powinna umożliwiać przekazywanie do odbiorcy końcowego sygnałów i komend DSR oraz odbiór sygnałów zwrotnych;	TAK	
4.2.1.3 d	d. Aplikacja Centralna Systemu AMI powinna umożliwiać odpowiednio: OSD E oraz innym użytkownikom, w szczególności Sprzedawcom, pełnienie roli informacyjnej dla odbiorców końcowych, w szczególności: • Aplikacja Centralna Systemu AMI powinna umożliwiać przekazywanie do odbiorców końcowych informacji o cenie energii elektrycznej i jej dostawy nie rzadziej niż raz na godzinę;	TAK	Będzie to wykonywane za pośrednictwem kanału internetowego oraz / lub wyłącznie do odbiorców wyposażonych w HAN. Informacje handlowe powinien przekazywać sprzedawca energii.
	• Aplikacja Centralna Systemu AMI (a od jego uruchomienia – CRD) powinna umożliwiać pozyskiwanie przez odbiorcę końcowego informacji o wykorzystaniu energii elektrycznej uśrednionym w ujęciu historycznym;	TAK	Za pośrednictwem portalu wizualizacji danych, po jego dostosowaniu do realizacji tego wymagania w przypadku zainteresowania rynku realizacją takiej usługi
	• Aplikacja Centralna Systemu AMI powinna umożliwiać, do czasu uruchomienia NOP, stosownie do potrzeb, dostarczenie do odbiorcy końcowego wszystkich informacji (w tym informacji od Sprzedawcy), niezbędnych dla określenia bieżącego kosztu zaopatrzenia w energię. Nie oznacza to, że Aplikacja Centralna ma być źródłem tych informacji – ma jedynie umożliwiać ich dostarczenie do odbiorcy i to jedynie do tego odbiorcy, który tej informacji wymaga (np. wartość ceny energii na kolejną godzinę tylko do odbiorcy z taryfą RTP).	TAK	jw.

Wymaganie	Treść wymagania	Czy spełnione?	Uwagi
Minimalne wymagania dla infrastruktury komunikacyjnej Systemu AMI			
4.2.2 a	(1) a. Infrastruktura komunikacyjna Systemu AMI powinna umożliwiać dostarczenie odczytanych danych: - z liczników odbiorców końcowych: - lokalnie (do tych odbiorców): w interwałach 15-minutowych w postaci wielkości energii czynnej pobranej / wygenerowanej oraz wartości maksymalnej mocy pobranej/wprowadzonej do sieci, oraz - do Aplikacji Centralnej: nie rzadziej niż raz na dobę, w postaci danych zagregowanych do interwałów godzinowych w zakresie pobranej energii i wartości pobranej mocy z oknem kroczącym co 15 min. (96 danych),	TAK	Liczniki lokalnie podają informację o zużytej energii w zadanym czasie. Dane mogą być udostępniane co 1 minutę. Wyznaczanie mocy maksymalnej leży po stronie infrastruktury sieci domowej (HAN).
	(2) a. Infrastruktura komunikacyjna Systemu AMI powinna umożliwiać dostarczenie odczytanych danych: - z liczników prosumenckich zainstalowanych na źródłach o mocy zainstalowanej nie większej niż 40kW, ale większej niż próg generowania przepływów odwrotnych: - lokalnie (do tych odbiorców) w interwałach 15-minutowych oraz - do Aplikacji Centralnej nie rzadziej niż raz na dobę, w postaci danych zagregowanych do interwałów 15-minutowych w zakresie energii czynnej (96 danych) energii biernej w przypadku określonych typów źródeł wytwórczych,	TAK	
	(3) a. Infrastruktura komunikacyjna Systemu AMI powinna umożliwiać dostarczenie odczytanych danych: - z liczników prosumenckich zainstalowanych na źródłach odnawialnych o mocy mniejszej niż próg generowania przepływów odwrotnych: - lokalnie do tych odbiorców w interwałach 15 minutowych - do Aplikacji Centralnej raz na dobę, w postaci wartości wygenerowanej energii czynnej, zagregowanej do interwału 24-godzinnego;	TAK	
	(4) a. Infrastruktura komunikacyjna Systemu AMI powinna umożliwiać dostarczenie odczytanych danych: - z liczników bilansujących do Aplikacji Centralnej: w interwałach 15-minutowych: a. Dane pomiarowe dotyczące energii czynnej w obu kierunkach; b. Dane pomiarowe dotyczące energii biernej w obu kierunkach, konieczne dla bilansów stanu pracy sieci; c. Dane pomiarowe dotyczące energii pozornej w obu kierunkach; d. Datę oraz czas wykonania pomiaru; e. Informacje o zdarzeniach awaryjnych, w tym o przekroczeniach progów, o których mowa w pkt. 4.2.5.8.	TAK	
4.2.2 b	b. Infrastruktura komunikacyjna Systemu AMI powinna umożliwiać rozbudowę Systemu AMI o dodatkowe liczniki, bez konieczności wymiany dotychczasowych elementów oraz przy zachowaniu parametrów jakościowych.	TAK	
4.2.2 c	(1) c. Infrastruktura komunikacyjna Systemu AMI powinna być oparta o technologie komunikacji umożliwiające: równoległe pozyskiwanie danych z wielu liczników;	TAK	
	(2) c. Infrastruktura komunikacyjna Systemu AMI powinna być oparta o technologie komunikacji umożliwiające: zapewnienie poprawności przesyłanych danych;	TAK	

4.2.2 c (cd.)	(3) c. Infrastruktura komunikacyjna Systemu AMI powinna być oparta o technologie komunikacji umożliwiające: • wysyłanie danych pomiarowych z liczników odbiorców końcowych do Aplikacji Centralnej co najmniej raz na dobę;	TAK	
	(4) c. Infrastruktura komunikacyjna Systemu AMI powinna być oparta o technologie komunikacji umożliwiające: • wysyłanie danych pomiarowych z liczników prosumenckich do Aplikacji Centralnej raz na dobę;	TAK	
	(5) c. Infrastruktura komunikacyjna Systemu AMI powinna być oparta o technologie komunikacji umożliwiające: • wysyłanie danych pomiarowych z liczników bilansujących do Aplikacji Centralnej w cyklu 15-minutowym;	TAK	
	(6) c. Infrastruktura komunikacyjna Systemu AMI powinna być oparta o technologie komunikacji umożliwiające: • wysyłanie sygnałów kontrolnych z Aplikacji Centralnej do wszystkich liczników w przeciągu 15 minut, ze skutecznością 95%;	NIE	Wymaganie w obecnej postaci nie jest realizowane. Nie mamy pełnej jasności co to są sygnały kontrolne (w stanowisku brakuje definicji). Funkcjonalność może zostać zaimplementowana w nowej wersji firmware liczników, po uzgodnieniu szczegółów dotyczących wymagania.
	(7) c. Infrastruktura komunikacyjna Systemu AMI powinna być oparta o technologie komunikacji umożliwiające: • komunikatów i alarmów z liczników do Aplikacji Centralnej w trybie natychmiastowym, przy zachowaniu czasów własnych urządzeń;	TAK	
4.2.2 d	d. Komunikacja z Systemem AMI powinna odbywać się za pomocą powszechnie stosowanych standardów.	TAK	
4.2.2 e	e. Infrastruktura komunikacyjna powinna uniemożliwiać podgląd przesyłanych informacji oraz ich deformację	TAK	

Wymaganie	Treść wymagania	Czy spełnione?	Uwagi
Minimalne wymagania dla liczników działających w systemie AMI na przyłączach odbiorców końcowych			
4.2.3.1	4.2.3.1. Liczniki powinny być zgodne z unijnymi oraz krajowymi wytycznymi w zakresie metrologii urządzeń pomiarowych.	TAK	
4.2.3.2	4.2.3.2. Liczniki powinny umożliwiać rejestrację energii elektrycznej czynnej pobieranej z sieci OSD E z zadaną częstotliwością, w szczególności co 15 min.;	TAK	
4.2.3.3	4.2.3.3. Odczyt liczników powinien móc odbywać się zarówno lokalnie jak i zdalnie.	TAK	
4.2.3.4	4.2.3.4. Liczniki powinny przekazywać do Aplikacji Centralnej co najmniej raz na dobę następujący katalog informacji: a. dane pomiarowe dotyczące energii czynnej pobranej z sieci OSD E, (96 wartości na dobę);	TAK	
	b. Datę oraz czas wykonania pomiaru;	TAK	
	c. Unikalny identyfikator urządzenia pomiarowego;	TAK	
	d. Inne informacje, w szczególności dane odczytowe innych mediów;	TAK	

4.2.3.5	4.2.3.5. Liczniki powinny przekazywać do Aplikacji Centralnej w trybie natychmiastowym (z uwzględnieniem fizycznych możliwości wynikających z zastosowanej technologii komunikacyjnej – intencją wymagania jest wszczęcie procedury komunikacyjnej bezpośrednio po zaistnieniu zdarzenia a nie po założonym z góry okresie gromadzenia i przechowywania informacji): a. Informacje o zaniku napięcia (w przypadku fizycznej możliwości nawiązania połączenia z Aplikacją Centralną)	TAK	
	b. Informacje o powrocie napięcia i długości trwania przerwy;	TAK	
	c. Informacje o przekroczeniu progów dopuszczalnych odchyłń napięcia (znaczniki czasu zaistnienia przekroczenia progu i powrotu do wartości poniżej progu)	TAK	
	d. Informacje o statusie wskaźnika naruszenia integralności urządzenia, w tym m.in. otwarcie obudowy lub zadziałanie zewnętrznym polem magnetycznym	TAK	
4.2.3.6	4.2.3.6. Liczniki powinny przekazywać do aplikacji w trybie na żądanie: a. Odczyt na żądanie	TAK	
	b. Bieżące ustawienia urządzenia;	TAK	
	c. Pełen dziennik zdarzeń zawierający nie mniej niż 200 informacji o zdarzeniach w module pamięciowym, nadpisywanych jednostkowo;	TAK	
4.2.3.7	4.2.3.7. Licznik odbiorcy powinien umożliwiać pozyskiwanie przez odbiorcę końcowego informacji o aktualnym wykorzystaniu energii elektrycznej uśrednionym w okresach 15 minut lub o bieżącym zużyciu energii (narastająco);	TAK	
4.2.3.8	4.2.3.8. Licznik odbiorcy końcowego, w skład którego wchodzi w szczególności człon pomiarowy, człon wykonawczy oraz człony komunikacyjne, powinien posiadać konstrukcję umożliwiającą zastosowanie różnych technologii zapewniających komunikację z siecią domową, w szczególności Panel Sieci Domowej oraz z licznikami innych mediów. Sposób dołączania modułu komunikacyjnego do sieci HAN powinien być oparty o powszechnie stosowane standardy i protokoły a licznik powinien zapewnić możliwość dostosowania wewnętrznego oprogramowania bez ingerencji w człon pomiarowy i pamięć danych pomiarowych.	TAK	
4.2.3.9	4.2.3.9. Moduł komunikacyjny licznika odbiorcy powinien udostępniać protokół komunikacyjny (API) umożliwiający urządzeniom działającym w ramach sieci domowej na komunikację z licznikiem i udostępnianie odbiorcy przynajmniej następujących informacji: a. Dane pomiarowe dotyczące energii czynnej pobranej z sieci OSD E oraz wartości mocy czynnej w cyklu 15-minutowym;	TAK	Przy założeniu, że moc zostanie wyliczona na podstawie informacji o energii.
	b. Datę oraz czas wykonania pomiaru;	TAK	
	c. Komunikaty od operatora;	TAK	Komunikaty mają ograniczenie do 8 znaków w jednym komunikacie.
	d. Informacje o zmianie ceny energii na kolejną godzinę, wynikające z aktualnego cennika energii obowiązującego odbiorcę;	TAK	jw.
	e. Inne dane, np. dane pomiarowe z liczników innych mediów;	TAK	jw.
	f. Unikalny identyfikator urządzenia pomiarowego.	TAK	

4.2.3.10	4.2.3.10. Licznik odbiorcy powinien umożliwiać przechowywanie: a. danych odczytowych, w pamięci członu pomiarowego, przez okres 60 dni, nadpisywanych wraz z kolejnymi odczytami,	TAK	
	b. nie mniej niż 200 informacji o innych zdarzeniach, w module pamięciowym, nadpisywanych jednostkowo;	TAK	
4.2.3.11	4.2.3.11. Człon wykonawczy licznika odbiorcy końcowego powinien umożliwiać: a. ustalenie określonej w umowie wartości mocy umownej z dokładnością do 0,1 kW,	TAK	
	b. realizację, w trybie odwracalnym, ograniczenia wartości mocy dostępnej dla odbiorcy względem wartości ustalonej w umowie, na potrzeby: • realizowania usług DSR lub ograniczenia mocy w trybie „emergency”, • procedury ostrzegawczej poprzedzającej odłączenie odbiorcy z powodu zalegania z płatnościami	TAK	
	c. wykonanie komendy odłącz odbiorcę (stycznik)	TAK	
	d. za wyjątkiem procedury odłączenia z powodu zaległości płatniczych, poprzedzenie fizycznego odłączenia odbiorcy wysłaniem do Panelu Sieci Domowej informacji o aktualnym poziomie mocy dostępnej celem umożliwienia odpowiedniego dostosowania obciążenia i odczekanie na reakcję przez okres 1 minuty.	TAK	
4.2.3.12	4.2.3.12. Okres ekonomicznego wykorzystania licznika odbiorcy końcowego powinien być nie krótszy niż 8 lat. Konieczna jest optymalizacja wymagań gwarancyjnych dla tego okresu.	TAK	

Wymaganie	Treść wymagania	Czy spełnione?	Uwagi
-----------	-----------------	----------------	-------

Minimalne wymagania dla liczników działających w systemie AMI zainstalowanych na źródłach prosumentów

4.2.4.1	4.2.4.1. Liczniki instalowane na źródłach prosumentów (w przypadku mocy zainstalowanej w źródle nie wyższej niż 40 kW ale większej niż próg generowania przepływów odwrotnych) powinny realizować następujące funkcje: a. Odczyt urządzeń powinien móc odbywać się zarówno lokalnie jak zdalnie.	TAK	
	a. Licznik powinien dokonywać pomiaru energii czynnej (oddanie) oraz energii biernej w przypadku określonych typów źródeł wytwórczych.	TAK	
	b. Urządzenia powinny umożliwiać przekazywanie do Aplikacji Centralnej, raz na dobę, następującego katalogu informacji: • Dane pomiarowe dotyczące energii czynnej (96 wartości) oraz opcjonalnie energii biernej (96 wartości);	TAK	
	• Datę oraz czas wykonania pomiarów;	TAK	
	Liczniki instalowane na źródłach prosumentów (w przypadku mocy zainstalowanej w źródle odnawialnym nie wyższej niż próg generowania przepływów odwrotnych) powinny realizować następujące funkcje: a. Odczyt urządzeń powinien móc odbywać się wyłącznie zdalnie.	TAK	
	b. Licznik powinien dokonywać pomiaru energii czynnej (oddanie) w interwałach 15 minutowych	TAK	
	c. Urządzenia powinny umożliwiać przekazywanie do Aplikacji Centralnej wartości wygenerowanej energii czynnej, raz na dobę, w postaci zagregowanej do interwału 24-godzinnego.	TAK	

4.2.4.2	4.2.4.2. Liczniki powinny spełniać wymagania zdefiniowane przez OSD E w warunkach przyłączeniowych, w szczególności powinny być kompatybilne co do interfejsu komunikacyjnego z licznikiem, o którym mowa w pkt. 4.2.3.	TAK	
4.2.4.3	4.2.4.3. Okres ekonomicznego wykorzystania licznika prosumenta powinien być nie krótszy niż 8 lat. Konieczna jest optymalizacja wymagań gwarancyjnych dla tego okresu.	TAK	
Wymaganie	Treść wymagania	Czy spełnione?	Uwagi
Minimalne wymagania dla liczników bilansujących działania w Systemie AMI			
4.2.5.1	4.2.5.1. Urządzenia powinny być zgodne z unijnymi oraz krajowymi wytycznymi w zakresie metrologii urządzeń pomiarowych.	TAK	
4.2.5.2	4.2.5.2. Odczyt urządzeń powinien móc odbywać się zarówno lokalnie jak i zdalnie.	TAK	
4.2.5.3	4.2.5.3. Licznik powinien dokonywać pomiaru energii w czterech kwadrantach	TAK	
4.2.5.4	4.2.5.4. Licznik powinien dokonywać pomiaru mocy 15-minutowych z oknem kroczącym co 15 min.	TAK	
4.2.5.5	4.2.5.5. Licznik powinien dokonywać pomiaru co najmniej: a. napięć i prądów fazowych;	TAK	
	b. kątów napięć i prądów (ϕ odniesione do napięcia dla jednej z faz);	TAK	
	c. mocy czynnej, biernej i pozornej;	TAK	Przy założeniu, że niektóre z wartości wyliczamy na podstawie innych wartości.
4.2.5.6	4.2.5.6. Licznik powinien umożliwiać zapis profilu wartości chwilowych minimalnych i maksymalnych napięć zmierzonych w okresie uśredniania. Dla każdej zarejestrowanej wartości napięcia licznik powinien zapisać odpowiadającą jej wartość prądu.	TAK	W przypadku realizacji wymagania, będą generowane nadmiarowo duże ilości danych – z tego powodu praktyczne korzystanie z tego wymagania może się okazać mocno ograniczone.
4.2.5.7	4.2.5.7. Licznik powinien umożliwiać lokalne i zdalne definiowanie co najmniej 4 progów przekroczenia / zapadu napięcia, jako wartości procentowej odchylenia od napięcia znamionowego.	TAK	
4.2.5.8	4.2.5.8. Licznik powinien przekazywać do Aplikacji Centralnej w interwałach przynajmniej 15-minutowych następujący katalog informacji: f. Dane pomiarowe dotyczące energii czynnej w obu kierunkach;	TAK	
	g. Dane pomiarowe dotyczące energii biernej w obu kierunkach;	TAK	
	h. Dane pomiarowe dotyczące energii pozornej w obu kierunkach;	TAK	
	i. Datę oraz czas wykonania pomiaru;	TAK	
	j. Informacje o zdarzeniach awaryjnych, w tym o przekroczeniach progów, o których mowa w pkt. 4.2.5.8.	TAK	
4.2.5.9	4.2.5.9. Okres ekonomicznego wykorzystania licznika bilansującego powinien być nie krótszy niż 8 lat. Konieczna jest optymalizacja wymagań gwarancyjnych dla tego okresu.	TAK	

4.2.5.10	4.2.5.10. Każda stacja SN/nN działająca w ramach Systemu AMI powinna być wyposażona w przynajmniej jeden licznik bilansujący (w sposób umożliwiający pomiar całkowitego poboru energii na nN), z możliwością docelowego wyposażenia w liczniki bilansujące wszystkich, lub wybranych linii odpływowych, o ile będzie to miało uzasadnienie.	TAK	
----------	--	-----	--

Wymaganie	Treść wymagania	Czy spełnione?	Uwagi
-----------	-----------------	----------------	-------

Wymagania dotyczące sposobu wdrożenia Systemu AMI

4.3.1	4.3.1. OSD E powinien wdrażać System AMI w sposób zapewniający minimalizację łącznych wydatków na wdrożenie, rozwój i utrzymanie w całym okresie życia inwestycji przy jednoczesnym zachowaniu wymagań opisanych w Stanowisku. Wybór inwestycji związanej z określonymi kosztami dalszego jej rozwoju i utrzymania powinien być dokonywany przy zachowaniu w okresie życia wdrożenia minimalnej wartości dla łącznego kosztu inwestycji początkowej, jej rozwoju oraz utrzymania	TAK	
4.3.2	4.3.2. Określenie szczegółowej architektury Systemu AMI (w tym sposobu jego integracji z innymi systemami informatycznymi), a także wybór użytych do wdrożenia Systemu AMI technologii, w tym technologii telekomunikacyjnych, leży po stronie OSD E. Architektura wdrażanego rozwiązania musi spełniać minimalne wymagania funkcjonalne opisane w Części drugiej Stanowiska i wymienione w pkt. 4.2. oraz wynikające z nich wymagania wydajnościowe.	TAK	
4.3.3	4.3.3. System AMI powinien składać się z następujących warstw: a. Warstwa Aplikacji Centralnej;	TAK	
	b. Warstwy komunikacji;	TAK	
	c. Warstwa metrologii (infrastruktury pomiarowej);	TAK	
4.3.4	4.3.4. Architektura Systemu AMI powinna umożliwiać wymiennność technologii komunikacyjnych pomiędzy urządzeniami znajdującymi się w poszczególnych warstwach Systemu AMI.	TAK	
4.3.5	4.3.5. O ile jest to uzasadnione technicznie i ekonomicznie, wskazane jest, aby OSD E wykorzystywał do wdrożenia Systemu AMI własne zasoby ludzkie.	TAK	
4.3.6	4.3.6. OSD E musi zapewnić możliwość: a. rozwoju Aplikacji Centralnej z zachowaniem warunków konkurencyjnych,	TAK	
	b. dywersyfikacji dostawców liczników, koncentratorów danych, infrastruktury bądź usług telekomunikacyjnych oraz innych dostaw i usług koniecznych do wdrożenia Systemu AMI.	TAK	
4.3.7	4.3.7. OSD E musi sprawić, że dostawcy infrastruktury komunikacyjnej pomiędzy koncentratorami danych a Aplikacją Centralną zapewnią: a. Wsparcie techniczne przy instalacji urządzeń i w czasie ich użytkowania;	TAK	
	b. Możliwość aktualizacji oprogramowania urządzeń co najmniej przez okres gwarancji, z poszanowaniem integralności oprogramowania wewnętrznego urządzeń pomiarowych;	TAK	

4.3.8	4.3.8. OSD E musi sprawić, że dostawca / dostawcy aplikacji centralnej zapewni /zapewnią: a. Rozwój aplikacji centralnej, w tym przez dostawców innych niż tych, którzy dostarczyli aplikację;	TAK	
	b. Możliwość obsługi elementów systemu pochodzących od różnych dostawców;	TAK	
	c. Możliwość zintegrowania aplikacji ze środowiskiem informatycznym OSD E;	TAK	
4.3.9	4.3.9. Przesłankami do typowania obszarów sieci ze względu na kolejność wdrażania Systemu AMI powinny być: a. Wysoka koncentracja przestrzenna odbiorców;	TAK	
	b. Wysoki poziom różnic bilansowych;	TAK	
	c. Wysoka liczba liczników przeznaczonych do legalizacji;	TAK	
	d. Wysoki poziom wskaźników SAIDI i SAIFI;	TAK	
	e. Duża liczba nowych punktów odbioru (wysoka dynamika przyłączania nowych odbiorców).	TAK	
4.3.10	4.3.10. Odbiorca przyłączony do sieci OSD E, który wyraził pisemną prośbę o instalację licznika działającego w ramach Systemu AMI powinien zostać przyłączony do Systemu AMI w przeciągu miesiąca od dostarczenia tej prośby OSD E, o ile na dzień dostarczenia tej prośby istnieje techniczna możliwość nawiązania komunikacji pomiędzy licznikiem instalowanym u odbiorcy, a aplikacją centralną AMI.	TAK	
4.3.10	4.3.11. Jeżeli na dzień dostarczenia wniosku odbiorcy obszar sieci, na którym znajduje się przyłączy odbiorcy nie jest objęty infrastrukturą Systemu AMI, koszt wymiany licznika i zapewnienia komunikacji pomiędzy licznikiem, a aplikacją centralną ponosi odbiorca. Jeżeli nie ma możliwości technicznej zapewnienia komunikacji, OSD E odmawia przyspieszonej instalacji licznika AMI u odbiorcy.	TAK	



www.energa-operator.pl