

Raport Zespołu

ds. Inteligentnego Opomiarowania w Gazownictwie

Dariusz	Dzirba	- przewodniczący
Arkadiusz	Chmielewski	
Mariusz	Dymkowski	
Andrzej	Fiała	
Artur	Gabryś	
Adam	Jarek	
Dariusz	Jarczyk	
Jacek	Jaworski	
Krzysztof	Kostrubiec	
Paweł	Olszewski	
Leszek	Puzdrowski	
Grzegorz	Rostonek	
Andrzej	Schoeneich	
Paweł	Słomiński	
Paweł	Świszcz	
Zygmunt	Trąba	
Zdzisław	Wojdanowski	

Spis treści:

1. Wprowadzenie	3
2. Uwarunkowania prawne.....	5
3. Definicja inteligentnego opomiarowania w gazownictwie.....	8
4. Propozycja funkcjonalności systemów inteligentnego opomiarowania	9
5. Zidentyfikowane zalety i wady systemów inteligentnego opomiarowania dla gazownictwa....	13
5.1 Punkt widzenia OSD.....	13
5.2. Punkt widzenia obrotu/ sprzedawcy	14
5.3. Punkt widzenia klientów/ rynku	15
6. Inne uwarunkowania wprowadzenia/ nie wprowadzenia inteligentnego opomiarowania w gazownictwie	17
6.1. Czynniki sprzyjające	17
6.2. Czynniki nie sprzyjające.....	21
7. Kwestie komunikacji/ protokołów	23
8. Struktura rynku opomiarowania w Polsce.....	26
9. Propozycje sektora energetycznego jako usługodawcy dla systemów inteligentnego opomiarowania dla gazownictwa.....	31
10. Stan projektów inteligentnego opomiarowania w Europie (w gazie).....	33
10.1. Informacje ogólne.....	33
10.2. Szczegółowe implementacje.....	35
11. Stan projektów inteligentnego opomiarowania w Polsce (w gazownictwie).....	39
11.1. KSG	39
11.2. MSG	41
11.3. PSG	42
11.4. WSG	42
11.5. GSG	44
11.6. DSG	45
12. Podsumowanie i wnioski.....	47
12.1. Podsumowanie działań sektora	47
12.2. Wnioski i rekomendacje	48
12.3. Propozycje dalszych działań.	50
Bibliografia.....	51

1. Wprowadzenie

Jeszcze kilka czy kilkanaście lat temu systemy inteligentnego opomiarowania (smart meteringu), czy ich wersje uproszczone nazywane systemami AMR (Automatic Meter Reading), uznawane były za technologie, które mogą znaleźć jedynie lokalne zastosowanie w systemach odczytowych, takich mediów jak: elektryczność, gaz, woda. Ostatni okres w istotny sposób zmienił to podejście. Pro konsumenckie nastawienie Unii Europejskiej, szybki wzrost popytu na energię, starzejąca się infrastruktura, problemy wydajnościowe energetyki (w szczytowych okresach poboru energii), problemy związane z emisją gazów cieplarnianych oraz z koniecznością zwiększania efektywności energetycznej (program 3 x 20%), nowe możliwości zarządzania popytem, koncepcja smart grids, idea możliwości generowania energii (i oddawania do sieci) przez indywidualnych odbiorców (prosumentów) spowodowały, że inteligentne opomiarowanie stało się nie tylko modną technologią odczytową ale również jedną z metod rozwiązania w/w problemów a także nową jakością w kontakcie z odbiorcą /klientem. Podane przesłanki są wyjątkowo silne w sektorze elektroenergetycznym, stąd zarówno instytucje państwowe jak i przedsiębiorstwa stanęły przed koniecznością opracowania i wdrażania inicjatyw, które pomogą wyeliminować wielkie skoki zapotrzebowania na energię i pozwolą w sposób bardziej kontrolowany zarządzać dostępną mocą.

W Polsce w I półroczu 2009 r. Prezes URE wraz z organizacjami konsumenckimi, Krajową Agencją Poszanowania Energii, wsparty przez Ministerstwo Gospodarki i Zespoły Poselskie podpisał Deklarację w sprawie szybkiego podjęcia prac nad wprowadzeniem inteligentnych sieci [1], co leży w interesie wszystkich uczestników rynku energii.

Sektor gazowy cechuje określona specyfika i odmienność w porównaniu z sektorem elektroenergetycznym. W odniesieniu do systemów inteligentnego opomiarowania różnice dotyczą zarówno uwarunkowań legislacyjnych, jak i technologicznych czy organizacyjnych. Najbardziej istotna jest mniejsza skala potencjalnych korzyści w porównaniu z sektorem elektroenergetycznym. Niemniej rozwiązania takie jako pro konsumenckie są zalecane przez prawodawstwo unijne i mogą przynieść (przy pozytywnych uwarunkowaniach) określone korzyści dla spółek dystrybucji, obrotu i odbiorców gazu.


W tej sytuacji również branża gazownicza nie mogła zachowywać się pasywnie, zwłaszcza, że w ramach członków IGG nie było praktycznie producenta, który by nie eksperymentował z nowoczesnymi gazomierzami inteligentnymi.

W związku z powyższym postanowiono - uwzględniając istotne różnice pomiędzy branżą elektroenergetyczną a gazowniczą (nie wspominając o innych mediach) - że branża gazownicza opracuje własną (autonomiczną) koncepcję wdrażania inteligentnego opomiarowania, korzystając w sposób oczywisty z wyprzedzających rozwiązań elektroenergetyki.

W dniu 3 września 2009 r. Zarząd Izby Gospodarczej Gazownictwa formalnie powołał (społeczny) Zespół ds. Inteligentnego Opomiarowania w Gazownictwie, mający w swoim składzie przedstawicieli kluczowych branżowych jednostek organizacyjnych w tym PGNiG SA, spółek dystrybucyjnych, producentów gazomierzy i infrastruktury pomiarowej, oraz instytucji naukowo-badawczych (skład Zespołu widnieje na 1-szej stronie Raportu).

Tryb pracy Zespołu nakierowany został przede wszystkim na następujące kwestie:

- definicje (pojęcia), uwarunkowania prawne i ekonomiczno-finansowe
- standardy, zakres funkcjonalności systemu
- technologie
- współpraca międzynarodowa i krajowa (inne branże)

Niniejszy Raport odzwierciedla przede wszystkim przebieg realizacji powyższych kwestii jak również sygnalizuje prace prowadzone samodzielnie przez zainteresowane firmy gazownicze wg stanu na sierpień 2011 r. Równoległe dalsze działania Zespołu będą zmierzać do uzupełnienia zagadnień, które nie znalazły rozstrzygnięcia w ramach dotychczasowych prac. W tekście problemy te zostały zaznaczone symbolem  na marginesie.

2. Uwarunkowania prawne

Zespół w toku swojej działalności na bieżąco oceniał zmieniające się ustawodawstwo unijne i polskie, uwzględniając również analizy prawne przygotowywane przez renomowane kancelarie prawne na odrębne zlecenie Izby Gospodarczej Gazownictwa.

Wnioski wynikające z tych analiz wskazują, iż:

1. W ustawodawstwie europejskim w sektorze nie została wypracowana jak dotąd jedna spójna definicja inteligentnego opomiarowania (oraz inteligentnych urządzeń pomiarowych), możliwe jest zatem zdefiniowanie tego pojęcia przez Zespół poprzez zaproponowanie branżowej funkcjonalności, jakie mogą być wymagane przepisami prawa od inteligentnych urządzeń pomiarowych, gwarantujących osiągnięcie określonych zapowiadanych przepisami prawa krajowego korzyści (funkcje takie zostały zaproponowane w dalszej części Raportu);
2. Obowiązki państw członkowskich Unii Europejskiej w zakresie instalacji inteligentnych urządzeń pomiarowych uregulowane są w Dyrektywie Efektywnościowej 2006/32/WE, oraz w Dyrektywie Gazowej. Z obu tych aktów wynika, że wdrożenie inteligentnego opomiarowania zużycia paliwa gazowego nie stanowi bezwzględnego obowiązku państwa członkowskiego, lecz zostało uzależnione od oceny określonych w dyrektywach skutków wprowadzenia takiego rozwiązania w danym państwie.
3. Dyrektywa 2006/32/WE zobowiązuje państwa członkowskie do wdrożenia rozwiązań prawnych zapewniających stosowanie rozliczeń odzwierciedlających rzeczywistą konsumpcję energii przez odbiorców końcowych, tak aby mogli oni dostosowywać konsumpcję do swojej bieżącej sytuacji. Jednocześnie z Dyrektywy 2006/32/WE nie wynika bezwzględny nakaz wprowadzenia inteligentnego opomiarowania zużycia paliwa gazowego w każdym państwie członkowskim. Wprowadzenie przez poszczególne państwa członkowskie obowiązku stosowania urządzeń pomiarowych dokładnie oddających rzeczywiste zużycie energii zależy między innymi od oceny prognozowanych korzyści oraz kosztów tego rozwiązania w zakresie ograniczenia zużycia energii. W dniu 15 kwietnia 2011 r. Sejm RP implementując tą Dyrektywę przyjął ostatecznie ustawę o efektywności energetycznej zgodnie z którą w art. 39 wprowadzono uzupełnienia (zmiany) w obecnej ustawie – Prawo energetyczne, a konkretnie w art. 5 i art. 9 PE, gdzie wprowadzono zobowiązania tylko dla sprzedawców energii elektrycznej o informowaniu odbiorców m.in. o ilości zużytej energii elektrycznej i charakterystykach technicznych efektywnych energetycznie urządzeń.
4. Również na gruncie postanowień Dyrektywy Gazowej 2009/73/WE ([5]) wdrożenie inteligentnych urządzeń pomiarowych nie stanowi bezwzględnego obowiązku państwa członkowskiego, i pozostawione zostało ocenie kosztów i korzyści wprowadzenia takiego rozwiązania dla rynku i konsumentów;

5. W związku z tym, że w obowiązujących przepisach prawa polskiego, brak jest przepisów dotyczących instalacji u odbiorców inteligentnych urządzeń pomiarowych; odrębny Zespół ds. Prawa gazowego działający przy Izbie zaproponował wspólnie z Zespołem ds. SM następujące zapisy w projekcie tego prawa:

Minister właściwy ds. gospodarki, w uzgodnieniu z Prezesem URE, w terminie do 3 września 2012 r., sporządza raport oceniający długoterminowe koszty i korzyści dla użytkowników systemu gazowego, operatorów systemów oraz wpływ wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych gazu ziemnego na funkcjonowanie rynku gazu ziemnego.

W przypadku zamieszczenia w ww. raporcie, pozytywnej oceny zasadności wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych gazu ziemnego w Polsce, Minister właściwy ds. gospodarki, w terminie do 3 września 2013 r. określi, w drodze rozporządzenia, harmonogram wdrażania inteligentnych systemów pomiarowych oraz wymagania dla inteligentnych systemów pomiarowych.

Kompleksowy projekt tego Prawa opublikowano na stronach internetowych Izby Gospodarczej Gazownictwa oraz formalnie przekazano do właściwych instytucji rządowych;

6. Analiza zapisów *Polityki Energetycznej Polski do roku 2030* wskazuje, że planowane działania organów państwa na lata 2009 - 2012 w zakresie wdrażania inteligentnych urządzeń pomiarowych dotyczą branży elektroenergetycznej, i działania te nie obejmują branży paliw gazowych;
7. Zespół zbadał również, czy na zakres wymaganej funkcjonalności inteligentnych urządzeń pomiarowych wpłynąć mogą przepisy tzw. rozporządzenia systemowego z dn. 2 lipca 2010 r. Stwierdzono, że rozporządzenie to nie przewiduje obowiązku instalacji inteligentnych urządzeń pomiarowych, tj. urządzeń spełniających wymogi zdefiniowane w dalszej części Raportu;
8. Konsekwencje dla przedsiębiorstw energetycznych i rynku paliw gazowych, związane z instalacją u odbiorców inteligentnych urządzeń pomiarowych, odnieść można do rynku energii elektrycznej, gdzie prace nad nowymi technologiami oraz rozwiązaniami prawnymi w zakresie inteligentnych urządzeń pomiarowych są bardziej zaawansowane. Analiza proponowanych rozwiązań regulacyjnych w zakresie wdrożenia w Polsce inteligentnego opomiarowania zużycia energii elektrycznej, zawarta w stanowisku przygotowanym przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, wskazuje, że w zakresie struktury systemu opomiarowania rynku energii elektrycznej przewiduje się bardzo poważne zmiany infrastruktury pomiarowej branży elektroenergetycznej, z możliwymi wielkimi konsekwencjami dla branży gazowniczej;
9. Analiza proponowanych rozwiązań regulacyjnych w zakresie wdrożenia w Polsce inteligentnego opomiarowania zużycia energii elektrycznej, jak również przegląd stanowisk Europejskiej Grupy Regulatorów Energii i Gazu (ERGEG) oraz Europejskiego Związku Przemysłu Gazowego (Eurogas) wskazują, że wdrożenie inteligentnego opomiarowania zużycia paliw gazowych wiązać się będzie z koniecznością uregulowania następujących kwestii:

- zdefiniowania podstawowych pojęć związanych z inteligentnym opomiarowaniem zużycia paliw

gazowych;

- standaryzacji oraz specyfikacji inteligentnych urządzeń pomiarowych, a także określenia zakresu ich funkcjonalności;
- ustalenia struktury rynku opomiarowania oraz zasad zarządzania danymi pomiarowymi;
- przesądzenia kwestii własności inteligentnych urządzeń pomiarowych oraz zasad ich wprowadzania, w tym finansowania wymiany urządzeń pomiarowych;
- ustalenia zasad dostępu do danych pomiarowych, charakteru tych danych i ich ochrony;
- modelu transmisji danych pomiarowych, w tym obowiązującego protokołu komunikacji;
- uprawnień regulatora związanych z funkcjonowaniem rynku opomiarowania zużycia energii.

10. Jak wynika z raportów ERGEG (wspólny unijny organ regulatorów) w zakresie aspektów regulacyjnych dotyczących inteligentnego opomiarowania energii elektrycznej oraz paliw gazowych, na dzień sporządzenia raportu jedynie we Włoszech zdecydowano się na szerszą skalę wdrożyć wymianę urządzeń pomiarowych dla paliw gazowych. W kilku innych państwach (Francja, Wielka Brytania, Słowenia, Holandia) prowadzone są szersze pilotaże. Inne państwa uznały, że wprowadzenie inteligentnego opomiarowania zużycia paliwa gazowego nie jest obecnie jeszcze nieuzasadnione pod względem ekonomicznym. Oznacza to, że większość państw unijnych ostrożnie przystępuje do wdrażania Dyrektywy Gazowej 2009/73/WE i oczekując na końcowe wyniki prac Zespołów Komitetów UE, takich jak: CEN, CENELEC.

11. W dniu 22 czerwca 2011r. Komisja Europejska przyjęła projekt Dyrektywy o efektywności energetycznej (uchylającą Dyrektywę 2006/32/WE) [8], która zawiera konkretne zapisy wspierające rozwój systemów inteligentnego opomiarowania w tym w sektorze gazowym. W szczególności nakłada się obowiązek przekazywania odbiorcy danych o zużyciu, w formie umożliwiającej między innymi porównywanie zużycia za okresy archiwalne z częstością minimum 1 raz w miesiącu lub 1 raz na dwa miesiące (dla odbiorców wykorzystujących gaz wyłącznie do gotowania). Dotychczasowa częstość odczytu (dla wybranych grup taryfowych) wynosi 1 raz na 6 lub 12 miesięcy. Implementacja tej dyrektywy w Polsce musi być rozważona jako dodatkowy argument (zmiana ekonomiki wdrożenia) przy ocenie zasadności wdrożenia systemów smart meteringu w polskim gazownictwie.

3. Definicja inteligentnego opomiarowania w gazownictwie

Zdecydowano się na podanie ogólnej definicji branżowego rozumienia systemów inteligentnego opomiarowania. Definicja ta jest określona szczegółowo poprzez zdefiniowanie funkcjonalności tych systemów (omówionej w rozdz.4)

Definicja:

Systemy inteligentnego opomiarowania (smart metering) w gazownictwie są systemami zdalnego i automatycznego pozyskiwania i przetwarzania danych pomiarowych spełniającymi co najmniej zbiór funkcjonalności podstawowych (P1-P2). Systemy takie powinny dostarczać odbiorcom indywidualnym, spółkom dystrybucyjnym, obrotowym oraz innym uprawnionym podmiotom aktualnych i archiwalnych informacji o wielkości zużycia, pozwalając na racjonalizację zużycia i dostaw oraz – w wersji rozszerzonej – umożliwiać zarządzanie tymi danymi zgodnie ze zbiorem funkcjonalności dodatkowych (D1,D2, D3).

Funkcjonalność podstawowa

- P1. Zdalny odczyt bieżącego wskazania gazomierza.**
- P2. Udostępnianie danych historycznych.**

Funkcjonalność dodatkowa

- D1. Możliwość zdalnego sterownia i monitorowania stanu gazomierza.**
- D2. Współpraca z innymi urządzeniami i systemami domowej automatyki.**
- D3. Udostępnianie złożonych opcji zarządzania zużyciem gazu.**

Zespół na tym etapie prac nie wypracował zakresu obowiązywania pojęcia inteligentnego opomiarowania w odniesieniu do poszczególnych grup taryfowych. Możliwe są dwa podejścia:

- pojęcie inteligentnego opomiarowanie powinno być stosowane w odniesieniu do odbiorców indywidualnych i grup taryfowych W1-W4
- pojęcie inteligentnego opomiarowanie powinno być stosowane w odniesieniu do dowolnych odbiorców/instalacji (a więc obejmować również systemy telemetrii/SCADA)



4. Propozycja funkcjonalności systemów inteligentnego opomiarowania

Zakres funkcji, które ma spełniać smart metering w gazownictwie jest kluczowy dla dalszych analiz (w tym ekonomicznej i organizacyjnej). Poniżej przedstawiono propozycje kilku organizacji europejskich dotyczące zdefiniowania funkcjonalności.

W Raporcie Eurogas [16] przywołując ustalenia CEN-CENELEC-ETSI Smart Meters Coordination Group określa się 6 podstawowych grup funkcjonalności dla inteligentnego opomiarowania w gazownictwie. Są to:

- Grupa 1. Zdalny odczyt (Remote Reading)
- Grupa 2. Komunikacja dwukierunkowa (2-Way Communications)
- Grupa 3. Zaawansowane systemy taryfikacji i płatności (Advanced tariff and payment systems)
- Grupa 4. Zdalne odcinanie/przywracanie dostawy [...gazu...] (Remote Disablement/Enablement)
- Grupa 5. Komunikacja z innymi urządzeniami (Communication with other devices)
- Grupa 6. Pomiar w czasie rzeczywistym, zużycie i fakturowanie oraz dostarczanie informacji do domowej sieci komputerowej (Real-time metering, consumption and billing, with provision of information to a home area network)

W innym dokumencie [2] przygotowanym na potrzeby rynku brytyjskiego, zdefiniowano następujące główne funkcjonalności dla gazu:

- A. Zdalne dostarczanie wiarygodnych odczytów/informacji dla zdefiniowanego okresu czasu do odbiorców, dostawców i innych uprawnionych podmiotów
- B. Dwukierunkowa komunikacja pomiędzy gazomierzem a dostawcą lub/i innym uprawnionym podmiotem umożliwiającą między innymi zdalną konfigurację gazomierza, diagnostykę i modyfikację oprogramowania użytkowego
- C. Współpraca z lokalną siecią domową (komputerową) bazująca na otwartych standardach i protokołach umożliwiającą wizualizację aktualnych informacji/pomiarów na dedykowanym domowym wyświetlaczu (In-home display)
- D. Mechanizmy umożliwiające wprowadzanie dynamicznych zmian taryf TOU (time of use)
- E. Zdalne odcinanie/przywracanie dostawy gazu umożliwiające stosowanie trybu pre-paid

Zgodnie z pracami w ramach mandatu M/441 [3] formułowanych jest 6 funkcjonalności:

- F1. Zdalny odczyt i dostarczanie danych do dedykowanych uczestników rynku
- F2. Dwukierunkowa komunikacja pomiędzy systemem opomiarowania a dedykowanymi uczestnikami rynku
- F3. Wspieranie zaawansowanego systemu taryfikacji i płatności
- F4. Zdalne zarządzanie, umożliwienie zdalnego odcinania i przywracania dostawy,

ustalanie limitów zużycia

F5. Komunikacja z urządzeniami automatyki wewnątrz mieszkania/budynku

F6. Dostarczanie informacji poprzez portal internetowy/lub bramę dostępową do domowego wyświetlacza lub dodatkowego innego urządzenia

Jeszcze inaczej podszedł do zagadnień funkcjonalności ERGEG [4]. Zestawiono macierz usług wymaganych do realizacji w ramach inteligentnego opomiarowania w rozbiciu na usługi podstawowe i usługi opcjonalne oraz funkcjonalności, które są niezbędne do wykonania tych usług. Sformułowano też listę 26 rekomendacji dotyczących zakresu działań, które powinny być realizowane przez system inteligentnego opomiarowania.

Tabela 1: Macierz usług podstawowych smart meteringu dla gazu wg. ERGEG

	Usługi podstawowe				
Funkcjonalności Zgodnie z Mandatem 441	Informacja o zużyciu w okresach jednomiesięcznych	Dostęp do precyzyjnych i aktualnych pomiarów dla różnych uczestników rynku umożliwiającą łatwą zmianę dostawcy	Fakturowanie bazujące na rzeczywistym zużyciu	Innowacyjny system taryf zmiennych w różnych okresach czasowych	Dostęp na żądanie odbiorcy do danych o aktualnym zużyciu
F1 Zdalny odczyt	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK
F2 Komunikacja dwukierunkowa	X	TAK	X	TAK	TAK
F3 Zaawansowany system taryfikacji	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK
F6 Informowanie poprzez internet/bramę	TAK	X	X	X	TAK

Jak widać, we wszystkich prezentowanych przykładach mamy do czynienia ze zbieżnym podejściem – w szczególności w odniesieniu do podstawowych funkcjonalności. Pewne wątpliwości czy zastrzeżenia może budzić fakt zaliczenia do tego samego poziomu funkcjonalności np. zdalnego odczytu i dwukierunkowej łączności. Pierwsza z wymienionej funkcjonalności dotyczy czynności/usług, które powinny realizować system druga – dotyczy formy realizacji funkcjonalności. Właściwiej byłoby tu mówić o funkcjonalności operacyjnej odpowiadającej na pytanie „co system ma robić” i funkcjonalności technologicznej „jak system ma robić”

Tabela 2: Macierz usług dodatkowych smart meteringu dla gazu wg. ERGEG

	Usługi dodatkowe/opcjonalne			
Funkcjonalności Zgodnie z Mandatem 441	Dostosowywanie i zmiana poboru godzinowego (zarówno przez odbiorcę jak i dostawcę)	Odłączanie i przywracanie dostawy gazu	Sygnalizacja (odbiorcy) stanów ponadstandardowego lub wysokiego zużycia gazu	Interfejs z innymi urządzeniami domowej automatyki
F1 Zdalny odczyt	X	X	TAK	X
F2 Komunikacja dwukierunkowa	TAK	TAK	TAK	X
F3 Zaawansowany system taryfikacji	X	X	TAK	X
F4 Zdalne zarządzanie	TAK	TAK	X	X
F5 Komunikacja z urządzeniami domowej automatyki	X	X	TAK	TAK
F6 Informowanie poprzez internet/gateway	X	TAK	TAK	TAK

Na bazie propozycji europejskich i własnych analiz, Zespół sformułował propozycję funkcjonalności operacyjnej dla systemów inteligentnego opomiarowania polskiego gazownictwa jak niżej:

Definicja:

Funkcjonalność podstawowa

- P1. Zdalny odczyt bieżącego wskazania gazomierza.
- P2. Udostępnianie danych historycznych.

Funkcjonalność dodatkowa

- D1. Możliwość zdalnego sterownia i monitorowania stanu gazomierza.
- D2. Współpraca z innymi urządzeniami i systemami domowej automatyki.
- D3. Udostępnianie złożonych opcji zarządzania zużyciem gazu.

Ad.P1

Zdalny odczyt będzie dostarczać odbiorcy bieżących informacji o aktualnym stanie/wskazaniach gazomierza oraz umożliwiać wystawianie rachunków bazujących na rzeczywistym zużyciu gazu.

Ad.P2

Użytkownik i podmiot uprawniony będą miały możliwość dostępu odpowiednio do danych historycznych (pomiarowych, diagnostycznych, alarmowych itd.). W szczególności dostęp umożliwi porównywanie zużycia gazu w wybranych odcinkach czasowych. Funkcjonalność ta nie przesądza trybu/sposobu gdzie ten dostęp będzie miał miejsce (gazomierz, Internet/komputer, panel In Home Display- IHD itp.).

Ad.D1

Możliwość zdalnego odcinania dostawy gazu (zamykanie zaworu szybkozamykającego zabudowanego w gazomierzu). Opcja zdalnego przywracania dostaw gazu (zdalne otwarcie zaworu) będzie uzależniona od uwarunkowań prawno-organizacyjnych. Dla tej funkcjonalności niezbędna będzie dwukierunkowa wymiana danych informacji do/z gazomierza.

Ad.D2

Możliwość podłączania zewnętrznych (niezabudowanych w gazomierzu) czujników automatyki domowej (diagnostyka wycieku gazu, domowego systemu antywłamaniowego, itp.) oraz podłączenia gazomierza jako elementu domowej sieci komputerowej (Home Area Network - HAN).

Ad.D3

Udostępnianie dla odbiorcy złożonych w tym interaktywnych możliwości zarządzania zużyciem gazu będących otwartym zestawem opcji takich jak: ustawianie okresowych limitów zużycia (z sygnalizacją przekroczeń), podawanie zużycia gazu w jednostkach energii, wariantów taryfowych, aktualnego i narastającego kosztu zużycia, elektroniczne rozliczenie rachunków itp.

Funkcjonalność P1 ustalona przez Zespół odpowiada funkcjonalności F1 (zgodnie z tzw. mandatem M/441), P2 – F6, D1-F4, D2-F5. Funkcjonalność D3 zawiera elementy funkcjonalności F3 i F4. Funkcjonalność F2 nie występuje gdyż nie ma charakteru operacyjnego a technologiczny.

Można stwierdzić, że w dużej części propozycja funkcjonalności jest zgodna z zapisami przyjętymi w ramach mandatu M/441. Podział funkcjonalności na dwie grupy (podstawową i dodatkową) ma ułatwić ewentualny proces wdrażania.

5. Zidentyfikowane zalety i wady systemów inteligentnego opomiarowania dla gazownictwa

5.1 Punkt widzenia OSD

Wprowadzenie systemów i urządzeń inteligentnego opomiarowania w gazowych sieciach dystrybucyjnych Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych odbierają pozytywnie. We wdrożeniu widzi się szereg zalet i możliwości rozwoju przedsiębiorstw OSD zarówno w zakresie technicznym jak i biznesowych. Prognozowane korzyści z wdrożenia wydają się przeważać nad wadami i przewidywanymi kosztami wdrożenia. Jednakże, aby jednoznacznie to stwierdzić niezbędne jest przeprowadzenie odpowiednich szczegółowych analiz ekonomicznej opłacalności wdrożeń. Wykonanie takich analiz dla sektora gazowego powinno być obowiązkowe, w przeciwieństwie do elektroenergetyki w obrębie której rekomendowano odstąpienie od wykonania takiej analizy uznając już wykonane za wystarczające.

Przewidywane zalety dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych wynikające z wdrożenia systemów inteligentnego opomiarowania to:

- zmniejszenie pozornych strat gazu w sieciach dystrybucyjnych, będących efektem nieprawidłowego, niedokładnego i zbyt rzadkiego w czasie -pomiaru,
- zwiększenie częstotliwości odczytów układów pomiarowych,
- zwiększenie skuteczności dokonywania odczytów, z uwagi na niewymagany dostęp inkasenta do układu pomiarowego,
- wprowadzenie różnych rodzajów cykli odczytowych (o różnej częstotliwości odczytu w miesiącu, roku) możliwych do wyboru przez odbiorców spółek obrotu optymalnie dla swoich potrzeb i wymagań,
- maksymalne zautomatyzowanie procesów odczytowych i przetwarzania danych pomiarowych,
- częstsze i dokładniejsze bilansowanie gazu w całym systemie dystrybucyjnym, wyznaczonych jego częściach i strefach dystrybucyjnych,
- ułatwienie rozliczania odbiorców w jednostkach energii,
- umożliwienie rozliczania wszystkich odbiorców gazu w cyklu jednomiesięcznych z rzeczywistych odczytów zużycia gazu,
- poprawienie obsługi odbiorców gazu w zakresie odczytów i swobodnego dostępu do informacji o odczytach,
- usprawnienie i przyspieszenie procesu windykacji „twardej” tj. wstrzymania i wznowienia usługi dostawy gazu,
- zwiększenie skuteczność wykrywania nielegalnego poboru gazu i kradzieży gazu,
- przyspieszenie i ułatwienie zmiany sprzedawcy gazu,
- usprawnienie procesu rozpatrywania reklamacji odbiorców w zakresie odczytów układów pomiarowych,
- przyspieszenie przepływu środków pieniężnych w ramach przedsiębiorstwa i w ramach rozliczeń pomiędzy OSD i spółkami zlecającymi usługę dystrybucji paliwa gazowego,
- zmniejszenie kosztów wykonywanych odczytów,
- umożliwienie efektywniejszego zarządzania środkami inwestycyjnymi i remontowymi,
- zwiększenie bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej i instalacji gazowych.

Przewidywane wady i niedogodności dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych wynikające z wdrożenia systemów inteligentnego opomiarowania wiążą się głównie z poniesieniem przez Operatorów znacznych kosztów wdrożenia systemu. Koszty te to głównie:

- koszty zakupu i wdrożenia inteligentnych gazomierzy,
- koszty rozbudowy posiadanych lub budowy nowych systemów zarządzania danymi pomiarowymi przystosowanymi do współpracy z systemami inteligentnego opomiarowania,
- koszty budowy systemów łączności umożliwiającymi zdalny odczyt wskazań inteligentnych urządzeń pomiarowych,
- koszty restrukturyzacji zatrudnienia w obszarze inkasentów, polegające na redukcji zatrudnienia (koszty odpraw pracowników) i przesunięciu części inkasentów do prac serwisowych przy nowych systemach inteligentnego opomiarowania (koszty przekwalifikowania),
- koszty szkoleń pracowników w zakresie montażu, obsługi, serwisowania wdrażanych systemów i urządzeń inteligentnego opomiarowania,

Ponadto, w okresie wdrożenia przewiduje się:

- zwiększenie się liczby reklamacji odbiorców w pierwszej fazie wdrożenia inteligentnego opomiarowania,
- potrzebę przeprowadzenia akcji informacyjnej wśród odbiorców o instalowanych systemach inteligentnego opomiarowania,
- opór odbiorców przed instalowaniem inteligentnych gazomierzy, który może generować znaczną liczbę spraw przed URE, UOKiK, GUM, a w szczególnych przypadkach sądami powszechnymi.

5.2. Punkt widzenia obrotu/ sprzedawcy

Przez sprzedawców rozumie się podmioty sprzedające paliwo gazowe do odbiorców końcowych. Oczekiwaniem tej grupy podmiotów odnośnie wdrożenia inteligentnego opomiarowania jest wzrost konkurencyjności rynku, uproszczenie zasad zmiany sprzedawcy oraz ułatwienie dostępu do klienta.

Poniżej przedstawione zostały korzyści dla sprzedawców gazu wynikające z zastosowania systemu inteligentnego opomiarowania:

- Skrócenie czasu od momentu odczytu do momentu wystawienia faktury.
- Usprawnienie procesów obsługi klientów przez generowanie okresowo lub na żądanie zdalnych odczytów rzeczywistego stanu liczników.
- Zdalne dokonywanie i przekazywanie odczytów do dostawcy gazu (bez udziału inkasenta).
- Umożliwienie dostawcy stosowanie zróżnicowanych, indywidualnych taryf lub planów taryfowych.
- umożliwienie dostarczania paliwa gazowego z zastosowaniem przedpłat.
- Zmniejszenie ilości i ograniczenie kosztów obsługi reklamacji dotyczących rozliczeń i odczytów.

- Aktualna informacja na temat rzeczywistych charakterystyk poboru gazu.
- Udostępnianie dla odbiorcy interaktywnych możliwości zarządzania zużyciem gazu będących otwartym zestawem opcji takich jak: ustawianie okresowych limitów zużycia (z sygnalizacją przekroczeń), podawanie zużycia gazu w jednostkach energii, wariantów taryfowych, aktualnego i narastającego kosztu zużycia, elektroniczne rozliczenie rachunków itp.
- Możliwość zdalnego odcinania dostawy gazu w dowolnie ustalonym momencie.
- Ograniczenie zaległych zobowiązań klientów i całkowitych kosztów windykacji.
- Kontrola spójności w czasie dostaw i wpływów finansowych.

5.3. Punkt widzenia klientów/ rynku

Zastosowanie systemu inteligentnego opomiarowania umożliwi klientowi dostęp do bieżących informacji o zużyciu gazu, przez co będzie on mógł mieć większy wpływ na kontrolę i obniżenie zużycia. Ponadto zwiększy bezpieczeństwo gospodarstwa domowego klienta, między innymi związane z użytkowaniem gazu ziemnego. Jednocześnie duża część tej grupy nie jest świadoma korzyści, jakie mogą osiągnąć w wyniku wykorzystania możliwości inteligentnego opomiarowania. Oczekiwaniem tej grupy jest obniżenie kosztów. Bez odpowiedniej edukacji odbiorców grupa ta może być przeciwna wdrożeniu inteligentnego opomiarowania, obawiając się wzrostu rachunków za paliwo gazowe.

Poniżej przedstawione zostały przewidywane korzyści uzyskane przez klienta związane z wprowadzeniem systemu inteligentnego opomiarowania:

- Możliwość kontroli bieżącego zużycia paliwa gazowego w celu podejmowania świadomych działań oszczędnościowych.
- Możliwość dostępu do danych historycznych (pomiarowych, diagnostycznych, alarmowych itd.) w szczególności dostęp umożliwi *porównywanie* zużycia gazu w wybranych odcinkach czasowych.
- Możliwość otrzymywania rachunków bazujących na rzeczywistym zużyciu gazu.
- Możliwość kontroli przerw w dostawie gazu i ułatwienie ubiegania się o bonifikatę w ramach rekompensaty za niedostarczone paliwo gazowe.
- Ułatwiona możliwość zmiany oferty Sprzedawcy i wyboru optymalnego rozwiązania.
- Ułatwiona możliwość zmiany Sprzedawcy gazu.
- Możliwość informowania o przekroczeniu założonego limitu zużycia gazu.
- Prezentowanie aktualnego stanu należności w złotych od ostatniego rozliczenia.
- Możliwość porównania zużycia gazu w stosunku do poprzednich okresów rozliczeniowych.
- Ułatwione porównywanie zużycia gazu w stosunku do średniego zużycia gazu w grupie taryfowej klienta.
- Możliwość zdalnego odcinania dostawy gazu, np. w razie awarii lub pożaru oraz monitorowanie ułatniania się gazu.
- Rozliczanie się za zużyty gaz z wykorzystaniem karty przedpłaconej.

- Uzyskiwanie informacji o bieżącej cenie energii – ujawnienie faktycznej elastyczności cenowej popytu (DSM).
- Stworzenie platformy dla dodatkowych usług okołogazowniczych, a także niezwiązanych bezpośrednio z systemem energetycznym (np. wykorzystywane do celów monitorowania/ochrony antywłamaniowej mieszkania).

Praktycznym potwierdzeniem są wyniki przeprowadzonej przez niezależną firmę zewnętrzną w 2010r ankiety marketingowej badającej satysfakcję klientów indywidualnych PGNiG SA w odniesieniu do systemów inteligentnego opomiarowania. Zespół uczestniczył w przygotowaniu założeń tej ankiety. W badaniu wzięło udział 1800 klientów PGNiG w trzech grupach taryfowych W1, W2 i W3.

Wybrane wnioski z ankiety są następujące:

- i. stopień potencjalnej akceptacji nowego produktu (inteligentnego opomiarowania w gazownictwie) wynosi zbiorczo 50%-60%
- ii. istnieje silna terytorialna różnica w akceptacji inteligentnego opomiarowania w zależności od spółki (od 40% wskazań pozytywnych w DSG do 72% w PSG)
- iii. im wyższa grupa taryfowa tym stopień akceptacji jest wyższy (rozważano W1, W2, W3); różnice nie były tu jednak duże; zaproponowany system najlepiej oceniony został wśród klientów grupy W3 (57%) a najłagodniej w segmencie W1 (53%).
- iv. pakiet rozwiązań najlepiej ocenili respondenci w przedziale wiekowym 45-54 lata w grupie taryfowej W3 (65%), najłagodniej ocenili respondenci w przedziale wiekowym 55-70 lat w grupie taryfowej W1 (43%)
- v. istnieje akceptacja dodatkowych (niewielkich/kilkudziesięciu w ramach miesiąca) kosztów, jakie są w stanie ponieść odbiorcy dla uzyskania dodatkowych funkcjonalności związanych z inteligentnym opomiarowaniem
- vi. najważniejszymi funkcjami ponadstandardowymi w inteligentnym czytniku jest:
 - możliwość automatycznego odcięcia dopływu gazu w przypadku awarii,
 - podawanie aktualnego stanu należności w pln,
 - bezobsługowy odczyt,
 - możliwość informowania użytkownika o ulatnianiu gazu.

Wyniki ankiety świadczą o wstępnie pozytywnym nastawieniu klientów PGNiG do systemów inteligentnego opomiarowania i skłonności do ewentualnego poniesienia dodatkowych, rozsądnych kosztów dla uzyskania dodatkowych funkcjonalności.

6. Inne uwarunkowania wprowadzenia/ nie wprowadzenia inteligentnego opomiarowania w gazownictwie

Podejście ekonomiczne dla wdrożenia technologii inteligentnego opomiarowania w gazownictwie jest naturalnym priorytetem. Żaden podmiot nie będzie inwestował we wdrożenie jeśli nie przyniesie to wymiernych korzyści - aspekt ekonomiczny dla firm działających na wolnym rynku musi być decydujący. Niemniej warto zwrócić uwagę na dodatkowe argumenty i przesłanki, które skłaniają do poważnego potraktowania wariantu, gdzie również w gazownictwie wdrożenie smart meteringu może mieć szerszy – niż się to dotąd wydawało – zasięg. Uważa się, że w przyszłości każda nowoczesna firma handlująca mediami powinna mieć w swojej ofercie usługi inteligentnego opomiarowania, przynajmniej jako opcję.

6.1. Czynniki sprzyjające

Coraz tańsza technologia

Systemy inteligentne, technologicznie rzecz biorąc są powiązaniem takich dziedzin nauki i techniki jak telekomunikacja, elektronika, automatyka i informatyka. Wszystkie z wymienionych dyscyplin należą do tzw. technologii high-tech co oznacza, że są bardzo intensywnie rozwijane i komercjalizowane. Skutkuje to w oczywisty sposób spadkiem cen urządzeń i intensywnym wprowadzaniem nowych rozwiązań. Dobrym przykładem są – istotne z punktu widzenia smart meteringu - bezprzewodowe technologie transmisyjne, które jeszcze kilka/kilkanaście lat temu były nowością a dziś są tanie i powszechnie stosowane – wśród nich wiele nowych jak np. ZigBee. Przewiduje się ich dalszy, dynamiczny rozwój - technologie te będą coraz bardziej sprawne, bezpieczne i tańsze. Dodatkowym argumentem jest wielkość rynku – w każdym kraju UE jest to kilka do kilkudziesięciu milionów potencjalnych użytkowników. Rynek amerykański czy japoński jest bardziej zaawansowany w zakresie stosowania systemów smart meteringu a grono potencjalnych odbiorców – jeszcze większe. W takiej przewidywanej skali produkcji każdy produkt będzie kosztował istotnie mniej niż przy standardowej skali sprzedaży.

Synergia z innymi branżami (elektroenergetyka)

Pytanie „razem” czy „oddzielnie” jest dość powszechne w przypadku realizacji projektów smart meteringowych czy wcześniej – automatycznego odczytu pomiarów. W części przypadków firmy gazowe czy energetyczne krajów UE mają charakter multitality i problem nie istnieje. W przypadku odrębności branż, można znaleźć wiele argumentów, które sprzyjają wspólnym działaniom ale również istnieje wiele przesłanek za działaniem indywidualnym. Zależy to od specyfiki danego kraju, modelu rynku opomiarowania i istniejących regulacji. Ponieważ jednak coraz powszechniej obowiązuje tendencja, że smart metering jest jedynie elementem szerszej koncepcji smart home czy smart grids – udział sektora gazowniczego w systemach „smart” staje się coraz bardziej naturalny i niezbędny. Również oczywiste względy ekonomiczne - wykorzystania części infrastruktury zrealizowanej przez sektor elektroenergetyczny - są istotnym argumentem do rozważenia.

Legislacja europejska

Szczegółowe informacje z tego zakresu zostały przedstawione w rozdz.2. Na uwagę zasługują wprowadzane zapisy odnośnie częstości odczytów. Dla gazu standardem ma być odczyt co najmniej 1 raz w miesiącu u każdego odbiorcy (o niskiej wielkości zużycia 1 raz na 2 miesiące) i/lub na żądanie [6], [7], [8]. Ekonomika wprowadzenia systemów inteligentnego opomiarowania – wątpliwa nawet intuicyjnie w przypadku odbiorców z niskich grup taryfowych odczytywanych w gazownictwie 1-2 razy do roku może się zmienić jeśli liczba odczytów będzie wynosiła powszechnie co najmniej 6/12 w roku.

Legislacja polska

Szczegółowe informacje z tego zakresu zostały przedstawione w rozdz.2. Przykładem sprzyjającej przesłanki jest tu ustawa o efektywności energetycznej wprowadzająca system białych certyfikatów za uzyskane oszczędności w zużyciu energii. Nie wdając się w szczegóły zapisów, przedsiębiorstwa energetyczne i gazownicze będą obciążane tzw. opłatami zastępczymi (praktycznie – karami) w przypadku niedokumentowania poprawy efektywności energetycznej u swoich odbiorców. Smart metering – poprzez funkcję bieżącego dostarczania aktualnych danych o zużyciu w sposób naturalny zwiększa skłonność odbiorców do oszczędności. Konkretnie badania wykonywane na dużych grupach klienckich (w tym gazownictwa) stosujących smart metering wykazały ich oszczędności według ostrożnych szacunków co najmniej 0,5%-2,5% [9], [10] wynikające wyłącznie z faktu łatwiejszego dostępu do danych pomiarowych (bez uwzględnienia dodatkowych mechanizmów zarządzania popytem).

Promocja idei

Problematyka inteligentnego opomiarowania jest promowana przez wiele instytucji i organów w tym przez tak ważne jak Sejm RP, Ministerstwo Gospodarki, Urząd Regulacji Energetyki, Urząd Ochrony Konsumentów. W Narodowym Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej realizowany jest program „Inteligentne sieci energetyczne” z przeznaczeniem przeszło 0,3 mld zł. na dopłaty do projektów pilotażowych (w tym dla gazownictwa). Równoległe prace i analizy nad programem wdrożenia systemu inteligentnych sieci w elektroenergetyce mają miejsce w PSE Operator [15] i w Polskim Towarzystwie Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej. Pod protektoratem Sejmu RP, Ministerstwa Gospodarki, URE i PSE Operator działa witryna internetowa o nazwie Platforma Informacyjna Inteligentnego Opomiarowania [11], która jest forum informacyjnym dotyczącym rozwoju inteligentnego opomiarowania i inteligentnych sieci w Polsce. Minister Gospodarki powołał Zespół Doradczy do spraw związanych z wprowadzeniem inteligentnych sieci elektroenergetycznych w Polsce, do którego zaproszono również przedstawiciela Zespołu ds. Inteligentnego Opomiarowania przy IGG. Zadaniem Zespołu Doradczego jest wypracowanie modelu inteligentnego opomiarowania oraz przygotowanie założeń do rozwiązań prawnych. Szczególnym promotorem idei jest Urząd Regulacji Energetyki. Ogłoszono oficjalne stanowisko URE nad dotyczących preferencyjnych regulacji dla spółek elektroenergetycznych wdrażających inteligentne opomiarowanie; trwają prace nad podobnym stanowiskiem dla sektora gazowego. Tempo prac świadczy o dużej determinacji Regulatora dla promocji szerokiego wdrażania inteligentnego opomiarowania. Istotne materiały z działań Zespołu Doradczego przedstawione są w [12] i [13].

Stan projektów w Europie

W wielu krajach europejskich zaawansowane są projekty dotyczące szerokiego wdrożenia smart meteringu w gazownictwie. Szczegóły przedstawiono w rozdz.10. Byłoby trudne do zrozumienia przyjęcie stanowiska, że rozwiązania dla Polski (w ujęciu średnio i długoterminowym) będą się różniły od powszechnie obowiązującej tendencji w krajach UE.

Nowy obszar usług

Coraz powszechniej traktuje się obszar smart meteringu nie tylko jako nową technologię ale również jako nową innowacyjną formę kontaktu z odbiorcą/konsumentem przynoszącą nowe możliwości biznesowe. Dzięki docelowo planowanej, bezpośredniej dwustronnej komunikacji z każdym odbiorcą, włączeniem w system „smart” wielu domowych urządzeń pomiarowych, czujników, elementów automatyki domowej czy wreszcie HAN-u (Home Area Network) uzyskujemy dodatkową przestrzeń działań biznesowych czy dostarczenia wielu nowych usług. Do realnych opcji należy możliwość wykorzystania każdego gazomierza (z zainstalowanym zaworem) w systemie AMI jako gazomierza pre-paid. Systemy pre-paidowe są korzystne zarówno dla przedsiębiorstw gazowych (brak kredytowania klientów, mniejsze formalności, ułatwienie postępowania z tzw. trudnymi klientami itp.) jak i dla indywidualnych klientów gazownictwa (zapotrzebowanie z rynku wynajmu, łatwiejsza możliwość kontroli wydatków za dostarczany gaz itp.). Jako dodatkowe przykłady ponadstandardowych funkcji podaje się możliwość udostępniania usług związanych z bezpieczeństwem domu/mieszkania i jego mieszkańców (wyciek gazu, awaria wodociągowa, włamanie, szybkie wzywanie pomocy), usług związanych z szeroko pojętym marketingiem i reklamą (możliwość dotarcia do olbrzymich rzeszy sprofilowanych konsumentów), badania ankietowe oraz realizacji bezgotówkowych płatności za media. Jest też wielce prawdopodobne, że nowe możliwości technologiczne i funkcjonalne wymuszą niejako „odkrycie” nowych usług, które aktualnie nie są jeszcze zdefiniowane. Można sobie wyobrazić (bardziej futurystycznie) autodiagnostykę elementów wyposażenia domu czy nawet osobistych rzeczy ich mieszkańców. Nasuwa się tu analogia do telefonii komórkowej – pierwsze telefony służyły wyłącznie do pełnienia funkcji podstawowych – kontaktu głosowego. W miarę rozwoju technologii funkcje i istota wykorzystania telefonów komórkowych rozrosły się do wielu dodatkowych i nowych usług, o których twórcy tej technologii nawet nie myśleli. Prawdopodobnie tak samo będzie ze smart meteringiem. Stąd branża, która uzyska przewagę w tej dziedzinie uzyska też nowy interesujący obszar rozwoju biznesowego i w efekcie – przewagę konkurencyjną nad przedsiębiorstwami z innego, ale pokrewnego sektora.

Aspekty wizerunkowe/marketingowe

Firmy energetyczne, a więc z obszaru potencjalnie konkurencyjnego dla gazownictwa będą powszechnie wdrażały systemy inteligentnego opomiarowania. Zachowanie tradycyjnego systemu odczytu/kontakt z klientem ujemnie wpłynie na wizerunek firmy gazowniczej, która może być w tej sytuacji postrzegana jako mniej nowoczesna czy mniej innowacyjna od spółki energetycznej oferującej smart metering.

Rozliczenia energetyczne











Rozliczenia odbiorców indywidualnych w gazownictwie mają miejsce przy użyciu metody objętościowej bazującej na pomiarze objętości dostarczonego gazu w warunkach pomiaru. Inną metodą rozliczeń jest metoda energetyczna, gdzie wynikiem pomiaru jest wielkość energii zawartej w dostarczonym gazie. Wymaga to, oprócz pomiaru objętości gazu, ustalenie jego wartości kalorycznej i dokonanie odpowiednich przeliczeń. Obecne przepisy prawne w Polsce nie dokonały implementacji odpowiednich przepisów UE i jak dotąd brak jest obowiązkowego obowiązku rozliczeń z odbiorcami indywidualnymi na bazie metody energetycznej. Jest to organizacyjnie, prawnie i technicznie skomplikowany i kosztowny proces. Z uwagi jednak na oczekiwania rynkowe oraz możliwość porównywania przez odbiorcę cen różnych nośników energii w tych samych jednostkach, nie jest wykluczone, że metoda energetyczna stanie się w najbliższym czasie wymogiem dla sektora gazowego. Systemy smart meteringu w naturalny sposób ułatwią wykorzystanie metody rozliczeń energetycznych.

Inne uwarunkowania

W sektorze energetycznym rozpoczęły się konkretne wdrożenia dużej skali. Przykładem jest projekt Energa Operator utworzenia systemu AMI i wymiany 2,8 miliona liczników energii elektrycznej swoich odbiorców na liczniki inteligentne. Sektor energetyczny zgłasza propozycję udostępnienia swojej infrastruktury dla sektora gazowniczego.

Przesłanki sprzyjające wprowadzeniu systemów inteligentnego opomiarowania w gazownictwie zostały zebrane w zagregowanej formie w Tabeli 3 z podaniem „istotności” danego czynnika. Konsekwentnie pominięto tu bezpośrednie argumenty ekonomiczne – byłoby ryzykowne określanie ich wpływu bez dokonania pełnej analizy efektywnościowej.

Tabela 3. Czynniki sprzyjające wprowadzeniu inteligentnego opomiarowania w gazownictwie

Czynnik	Opis	Istotność 0 – mało istotna 4 – bardzo istotna
Coraz tańsza technologia	Intensywny rozwój i komercjalizacja technologii wykorzystywanych w smart meteringu. Wielka skala wdrożeń.	2 
Synergia z innymi branżami	Realna możliwość wykorzystania części infrastruktury (w szczególności komunikacyjnej) wykonanej przez sektor energetyczny.	3 
Legislacja europejska	Prawdopodobne wprowadzenie regulacji zwiększających częstość odczytów dla wszystkich grup klienckich.	4 
Legislacja polska	Ustawa o efektywności energetycznej wprowadzająca system białych certyfikatów za uzyskane oszczędności w zużyciu energii. Realna konieczność implementacji legislacji UE.	1 
Promocja idei	Silna promocja idei przez Sejm RP, MG, URE, Urząd Ochrony Konsumentów, NFOŚiGW, KAPE, sektor energetyczny (PSE Operator i spółki dystrybucyjne).	2 
Stan projektów i rozwój w Europie i	Zaawansowane projekty dotyczące szerokiego wdrożenia smart meteringu w gazownictwie (np. Wielka Brytania, Włochy, Niemcy, Holandia).	2 
Nowy obszar usług (w przyszłości)	Nową przestrzeń działań biznesowych, możliwość dostarczenia nowych usług związanych z bezpieczeństwem mieszkania i mieszkańców, związanych z marketingiem i reklamą, nowych jeszcze niezdefiniowanych.	2 
Aspekty wizerunkowe i marketingowe	Ujemny wpływ na wizerunek firmy gazowniczej przy pozostawieniu tradycyjnego systemu odczytu/kontakt z klientem.	1 
Rozliczenia energetyczne	Ułatwienie stosowania metody energetycznej.	2 
Inne uwarunkowania	Rozpoczęcie dużych wdrożeń w sektorze energetycznym, rozpoczęcie prac nad rozwiązaniami regulacyjnymi korzystnymi dla projektów inteligentnego opomiarowania.	3 

6.2. Czynniki nie sprzyjające

Struktura odbiorców indywidualnych sektora gazowego

Znacząca większość odbiorców gazu to odbiorcy w grupach taryfowych W-1, W-2, W-3 (w sumie ok. 6,3 mln), a w samej grupie W-1 - zużycie roczne mniejsze niż 300 m³ rocznie- jest ich przeszło 3,7 mln . Oznacza to, że

opłacalność ekonomiczna wymagałaby bardzo tanich rozwiązań w obszarze smart meteringu. Ostatecznie rozstrzygnie to analiza ekonomiczna.




Brak gotowych i korzystnych rozwiązań międzysektorowych

We wspomnianym Projekcie AMI [12] sektor gazowy ma być wyłącznie usługobiorcą (klientem) istniejącego systemu. Niezależnie od dyskusyjnych uwarunkowań tego podejścia (szerzej w rozdz. 9) tak naprawdę projekt nie zawiera żadnych konkretnych propozycji dla sektora gazowego. Rozmowy z sektorem elektroenergetycznym potwierdziły, że jest to raczej idea niż konkretne rozwiązanie. Wstępnie proponowane podłączenie gazomierza do licznika elektrycznego przez port USB jest powszechnie krytykowane.

Brak zalet, które występują w sektorze elektroenergetycznym

- nie występują porównywalne korzyści ekonomiczne związane z lepszym bilansowaniem systemu czy istotnym ograniczeniem strat technicznych i handlowych (zbyt małe wielkości odbiorów u klientów indywidualnych, już rozwinięte systemy telemetrii w gazownictwie); może to oznaczać, że dodatkowy ZZK (zatrzymane zyski), czy korzyści gazowych OSD będą znikome nie rekompensując nakładów inwestycyjnych
- nie istnieje możliwość krótkoterminowego i dynamicznego zarządzania popytem na bazie odbiorców indywidualnych (akumulacyjne cechy systemu gazowego, duże rozproszenie odbiorców, mała liczba urządzeń wykorzystujących gaz)
- ograniczona możliwość wprowadzania nowych produktów i usług energetycznych np. w postaci zmiennych i dynamicznych taryf oraz zmiany przyzwyczajeń odbiorców

Tabela 4. Czynniki nie sprzyjające wprowadzeniu inteligentnego opomiarowania

Czynnik	Opis	Istotność
Struktura odbiorców indywidualnych	3,7 mln odbiorców w najniższej grupie taryfowej W-1 o bardzo niskim zużyciu gazu	2 
Kształt rozwiązań regulacyjnych	Aktualny projekt regulacji przypisuje dla gazownictwa wyłącznie rolę usługobiorcy w całkowitej zależności od sektora elektroenergetycznego	3 
Brak istotnych zalet występujących dla sektora elek.-	Nie będzie w istotnym zakresie: - ograniczenia strat handlowych/bilansowych - dynamicznego zarządzania popytem (zmienne taryfy czasowe)	3 

7. Kwestie komunikacji/ protokołów

Zgodnie z wcześniej przytoczonymi (rozdz. 4) propozycjami w zakresie funkcjonalności – w celu spełnienia zarówno wymagań podstawowych jak i dodatkowych, zaproponowane rozwiązanie techniczne musi być gotowe na transmisję dwukierunkową, co nie wyklucza stosowania w określonych przypadkach transmisji jednokierunkowej.

Wybór protokołu komunikacyjnego, pasma częstotliwości, mechanizmów przesyłania danych, a także struktur przesyłanych danych wpływa na funkcjonalność, perspektywy rozszerzenia systemu, a także koszty ponoszone jednorazowo (inwestycyjne) oraz okresowe (eksploatacyjne).

Pierwszym krokiem przy określaniu potrzeb protokołów komunikacyjnych jest przyjęcie założeń do systemu, w którym mają one być zaimplementowane. Poniżej w punktach określono podstawowe założenia systemu inteligentnego opomiarowania w gazownictwie.

Organizacja komunikacji

Rozwiązanie przeznaczone do stosowania w systemach inteligentnego opomiarowania gazomierzy domowych obejmuje następujące modele komunikacji bezprzewodowej:

- **obchodzony / objazdowy** – komunikacja z gazomierzem do terminala ręcznego inkasenta, nie wymaga wchodzenia na posesję lub klatki schodowe. W wersji obchodzonej wystarczy komunikacja o zasięgu od kilkudziesięciu do ponad 100 metrów od miejsca instalacji gazomierza. W systemie objazdowym zwiększenie zasięgu (ok. dwukrotne) uzyskuje się stosując magnetyczne anteny samochodowe. Systemy obchodowe mają znaczenie zanikające choć są dobrą formą przejściową pomiędzy tradycyjnymi systemami a docelowymi w pełni automatycznymi systemami; trudno jednak uznać ten model za rzeczywisty system inteligentnego opomiarowania
- **stacjonarny** – komunikacja z gazomierzem poprzez koncentrator (moduł GSM lub licznik energii elektrycznej) lub lokalną sieć radiową (1-hop) i koncentrator. Dla koncentracji do licznika energii elektrycznej wystarczającym jest minimalny zasięg transmisji, do kilkudziesięciu metrów. Realizacja koncentracji w ramach lokalnej sieci radiowej, lub do koncentratorów GSM, przy założeniu, że szafka gazomierza stanowi jedyną dostępną infrastrukturę do montażu urządzeń, wymagana jest komunikacja o zasięgu kilkuset metrów.
- **stacjonarny z przekazywaniem** (multi-hop) – komunikacja z gazomierzem poprzez lokalną sieć radiową (1- lub multi-hop) i koncentrator. Dla efektywnej obsługi obszarów budownictwa jednorodzinne, wiejskiego, wymagany jest zasięg komunikacji kilkaset metrów. Obszary zurbanizowane również wymagają retransmisji

System obchodzony musi mieć możliwość ewoluowania do systemu stacjonarnego bez ingerencji w urządzenia systemu obchodzonego. Z punktu widzenia rozwiązań technicznych wymagane są więc urządzenia zapewniające krótki zasięg komunikacji (system obchodzony / koncentracje do liczników en. el.) oraz urządzenia zapewniające duży zasięg komunikacji (samodzielne sieci radiowe z multi-hopem).

Zasilanie

Transmisja wymaga nakładów energetycznych, a z racji specyfiki urządzeń pomiarowych (bez własnego zasilania) należy dążyć do minimalizacji konsumpcji energii elektrycznej na potrzeby komunikacji (urządzenia są zasilane z baterii).

Wszystkie urządzenia systemu inteligentnego opomiarowania gazomierzy domowych, instalowane w obrębie skrzynki gazomierza muszą być zasilane wyłącznie bateryjnie, a baterie muszą zapewniać 10-letnią, bezobsługową pracę tych urządzeń. Dopuszcza się alternatywne metody zasilania urządzeń pośredniczących takich jak retransmitery czy koncentratory.

Funkcjonalność

Urządzenia muszą zapewniać zróżnicowany poziom funkcjonalności:

- odczyt pomiarów z gazomierza (wystarczająca komunikacja jednokierunkowa) – najniższy koszt urządzenia radiowego, model dla odbiorców wyłącznie w celu rozliczania opłat za rzeczywiste zużycie
- odczyt pomiarów z gazomierza wraz ze sterowaniem wbudowanym zaworem umożliwiającym wstrzymanie/wznowienie dostawy paliwa gazowego (wymagana komunikacja dwukierunkowa) – droższe rozwiązanie dla rozliczania za rzeczywiste zużycie, oraz dla grupy odbiorców podwyższonego ryzyka (miękką windykacja), lub w ramach usług przedpłatowych.

ATEX

Urządzenia instalowane w obrębie szafek gazomierzowych muszą spełniać kryteria iskrobezpieczeństwa i posiadać certyfikat ATEX.

Zgodność ze standardami

Jednym z istotniejszych aspektów bezpieczeństwa rozwiązania jest jego otwartość i zgodność ze standardami, oferuje to bowiem dużą dostępność alternatywnych aplikacji wzajemnie zgodnych i wymusza konkurencję cenową między producentami. Kompatybilność urządzeń od wielu dostawców daje możliwość skrótej weryfikowalności rozwiązań co zapewnia ich wzajemną wymienną (*interoperability*).

Na uwagę zasługują rozwiązania oparte na normach grupy EN 13757-x opisujące komunikację w standardzie MBUS. Dwie specyfikacje masowych wdrożeń (NTA w Holandii i OMS w Niemczech) opierają się na tym zestawie norm.

Zastosowanie norm z grupy EN 13757-x wydaje się również celowe z uwagi na szerokie możliwości zastosowań i oferowaną funkcjonalność:

- z uwagi na łatwość aplikacji urządzeń wiodącą technologią w warstwie fizycznej powinny być techniki bezprzewodowe (na bazie części EN 13757-4), jednakże z uwagi na częste przystosowywanie nowych budynków do lokalnego odczytu mediów poprzez sieć kablową (skrętka) powinna istnieć opcja wykorzystania alternatywnego medium przewodowego (część EN 13757-2)
- konsekwencją wymogu wysokiej kompatybilności i wymienności urządzeń od wielu producentów jest – przynajmniej w zakresie parametrów podstawowych (do zdefiniowania ich zakres) – dążenie do stosowania wspólnej warstwy aplikacyjnej (EN 13757-3),

- wspólna warstwa aplikacyjna (EN 13757-3) daje możliwość zbudowania jednolitego systemu informatycznego dla systemów kablowych i radiowych, umożliwia swobodne mieszanie obu instalacji
- implementacja trybów bezprzewodowych powinna być zgodna z częścią EN 13757-4 normy
- z uwagi na zapotrzebowanie energetyczne podstawowym trybem komunikacji bezprzewodowej jest komunikacja punkt-punkt, co nie wyklucza zastosowania repeterów transmisji (jak to jest np. dopuszczalne w specyfikacji OMS)
- na potrzeby szyfrowania transmisji należy zarekomendować szyfrowanie zgodne z AES-128
- wybór ww. trybów bezprzewodowych umożliwia integrację z systemami automatyki budynkowej/mieszkaniowej przyszłych systemów klasy HAN (przykładowo standard Wireless MBUS z EN 13757-4 jest zgodny ze specyfikacją KNX).

Komisja Europejska, 12 marca 2009 roku, wydała mandat M/441 dla CEN, CENELEC oraz ETSI dotyczący standaryzacji protokołów komunikacyjnych w systemach zdalnego odczytu (smart metering).

W ramach mandatu M/441, pod egidą CEN oraz CENELEC, ma zostać stworzony zestaw Norm Europejskich obejmujący protokoły komunikacyjne dla liczników prądu, gazu, ciepła oraz wody. Określenie wymagań dla protokołów w formie Normy Europejskiej ma zapewnić tzw. "interoperability" urządzeń w obrębie UE. Aby to osiągnąć niezbędne są protokoły otwarte, czyli dostępne w formie norm EN.

Obecnie prowadzone są prace mające na celu identyfikację wszystkich stosowanych obecnie protokołów, standardów i projektów w celu stworzenia zintegrowanego i kompatybilnego zestawu norm. Prace w CEN prowadzone są w ramach komitetu TC294. Całość prac koordynowana jest przez SM-CG (Smart Metering Coordination Group). Ostatni raport tej grupy wymienia listę protokołów komunikacyjnych, które są już dostępne bądź też w fazie zmian oraz przewidziane do opracowania [15].

Wydaje się oczywistym, że również w Polsce, protokoły do realizacji założonej funkcjonalności powinny zostać wybrane z dostępnych rozwiązań opisanych w normach EN.

Za tym argumentem przemawia również okoliczność, iż w przypadku uruchomienia dużych wdrożeń (po zakończeniu pilotaży), przetarg na urządzenia powinien odbyć się w trybie przetargu publicznego, co wiąże się z koniecznością określenia przedmiotu zamówienia przy pomocy Polskich Norm (w tym przypadku norm będących tłumaczeniem Norm Europejskich).

Wybór docelowego protokołu powinien być dokonany z listy opracowanych norm EN, która powinna być kompletna w najbliższych kilku latach. Nie wydaje się zresztą, aby masowe wdrożenia w gazownictwie rozpoczęły się szybciej niż w 2015-2016 roku.

Zespół uznał ostatecznie, że odpowiednie standardy zostaną przedstawione w ramach prac grup roboczych w UE. Niezbędne jest stałe monitorowanie tych prac.



8. Struktura rynku opomiarowania w Polsce.

Z uwagi na znacząco większe korzyści oraz bardziej sformalizowane wymogi prawne, w sektorze elektroenergetycznym w Polsce przeprowadzone zostały wstępne analizy w zakresie możliwego modelu rynku opomiarowania i mechanizmów wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych. Kluczową rolę dla budowy nowego modelu rynku opomiarowania w sektorze elektroenergetycznym ma odgrywać implementacja systemu inteligentnych liczników, które w dalszej perspektywie powinny umożliwić wdrożenie w Polsce mechanizmu tzw. inteligentnej sieci energetycznej, czyli zapewnić możliwość sterowania mocami wytwórczymi w oparciu o zarządzanie popytem. Istotnym założeniem dotyczącym nowego modelu rynku opomiarowania w sektorze elektroenergetycznym jest również utworzenie Niezależnego Operatora Pomiarów (NOP). Zgodnie z założeniami, NOP powinien być centralnym podmiotem na przyszłym rynku energii a jego kluczowym zadaniem będzie prowadzenie regulowanej działalności gospodarczej związanej z pozyskiwaniem i przetwarzaniem danych pomiarowych otrzymywanych od OSD i OSP, a następnie przekazywanie ich podmiotom umocowanym do otrzymywania danych pomiarowych z mocy prawa lub na podstawie zawartych kontraktów i umów. Rozważano opcję, iż NOP będzie świadczył usługi w odniesieniu do danych pomiarowych związanych ze zużyciem wszystkich produktów energetycznych/mediów (w tym gazu, ciepła, itd.). Należy podkreślić, iż zgodnie z planami NOP nie będzie ani właścicielem infrastruktury systemu inteligentnego opomiarowania ani zarządcą eksploatacyjnym systemu pomiarowo-rozliczeniowego. NOP nie będzie odpowiedzialny za faktyczne wykonywanie odczytów z urządzeń pomiarowych – pełnienie w/w funkcji zostanie pozostawione w gestii spółek OSD.

Należy podkreślić, iż w przeciwieństwie do rozwiązań rozważanych w zakresie sektora elektroenergetycznego utworzenie Niezależnego Operatora Pomiarów w sektorze gazowym może być rozpatrywane całkowicie niezależnie od kwestii związanej z wdrożeniem infrastruktury w zakresie inteligentnego opomiarowania. Wynika to przede wszystkim ze znacznie mniejszych (i inaczej rozłożonych wśród interesariuszy) korzyści w sektorze gazowym, jakie można osiągnąć dzięki wdrożeniu inteligentnej infrastruktury pomiarowej. Wariant funkcjonowania rynku opomiarowania (tj. powstanie NOP vs utrzymanie zarządzania danymi w ramach spółek OSD) może jednakże wpływać na efektywność wdrożenia oraz możliwość wykorzystania korzyści płynących z smart meteringu w sektorze gazowym.

Podstawową kwestią w zakresie wyboru modelu opomiarowania odbiorców indywidualnych w sektorze gazowym jest podjęcie decyzji dotyczącej powierzenia (lub nie) zarządzania danymi pomiarowymi jednemu lub wielu Niezależnym Operatorom Pomiarów (NOP), którzy mogą świadczyć swoje usługi w oparciu o taryfę lub mechanizm wolnorynkowy wszystkim uczestnikom rynku, którzy zainteresowani są wykorzystaniem danych dotyczących zużycia paliw gazowych (i innych mediów).

Z uwagi na fakt, iż obowiązujące przepisy prawne nie wprowadzają bezwzględnego obowiązku wdrożenia systemów inteligentnego opomiarowania w polskim sektorze gazowym kolejną kluczową kwestią w zakresie modelu krajowego rynku opomiarowania odbiorców indywidualnych jest określenie zakresu wdrożenia infrastruktury typu smart metering, przy czym możliwe są następujące rozwiązania:

- i. Pełne wdrożenie systemów inteligentnego w odniesieniu do wszystkich grup taryfowych odbiorców gazownictwa

- ii. Częściowe wdrożenie w odniesieniu do wybranych grup taryfowych lub wyróżnionych grup odbiorców (zgłaszających takie zapotrzebowanie, tzw. trudnych odbiorców, grup gdzie istnieją dodatkowe sprzyjające warunki, itp.)
- iii. Brak wdrożenia w zakresie systemów inteligentnego opomiarowania (za wyjątkiem systemów pilotażowych i testowych)

Trudno przesądzać na aktualnym etapie, który z tych wariantów będzie realizowany. Decyzja ta będzie wynikać między innymi z analiz ekonomicznych i z przyjętych rozwiązań regulacyjnych. Zapewne wybór będzie dotyczył jednej spośród pierwszych dwu opcji.

W zakresie możliwych modeli krajowego rynku opomiarowania można wyróżnić dwa podstawowe rozwiązania:

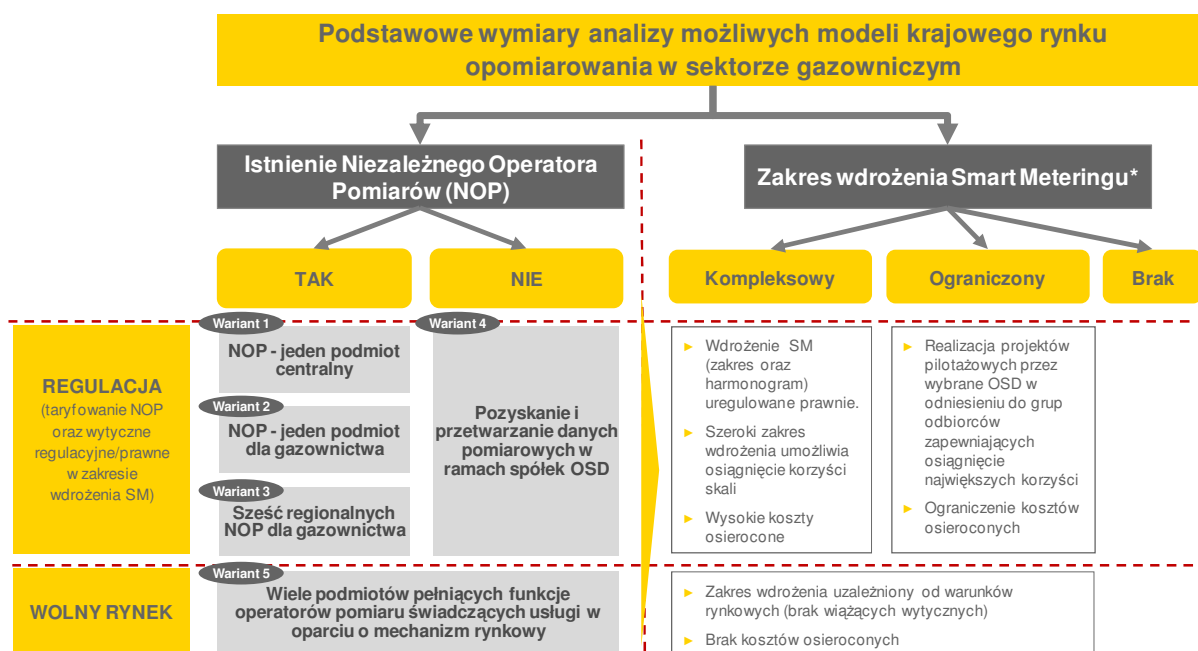
Mechanizm regulowany – w którym ceny świadczenia usług pomiarowych i udostępniania ich wyników podlegają taryfikacji i są docelowo przenoszone w taryfach na odbiorców końcowych. Ponadto całość procesu wdrażania i następnie eksploatacji inteligentnych systemów pomiarowych jak również udostępniania danych pomiarowych podlega ścisłemu nadzorowi instytucji regulującej rynek.

Mechanizm wolnorynkowy (dobrowolny) – w którym rola instytucji regulującej dany rynek jest znacząco ograniczona (polega zazwyczaj na określeniu minimalnych standardów technicznych i funkcjonalnych dla infrastruktury pomiarowej) a całość procesu wdrożenia i eksploatacji inteligentnych systemów pomiarowych następuje w oparciu o mechanizm rynkowy. Oznacza to, iż decyzje w zakresie instalacji nowych (inteligentnych) urządzeń pomiarowych są podejmowane przez odbiorców końcowych lub sprzedawców/dystrybutorów energii a usługi w zakresie udostępniania danych pomiarowych świadczone są w oparciu o ceny rynkowe, których efektywność jest zapewniana poprzez mechanizm konkurencji pomiędzy podmiotami na rynku.

W ramach możliwych modeli rynku opomiarowania dla sektora gazowego można wyróżnić pięć podstawowych wariantów¹ obejmujących:

- **WARIANT 1** - jeden Niezależny Operator Pomiarów dla kraju - łączna obsługa danych pomiarowych w zakresie zużycia gazu ziemnego i energii elektrycznej,
- **WARIANT 2** - Niezależny Operator Pomiarów dla sektora gazowego,
- **WARIANT 3** - sześciu regionalnych Niezależnych Operatorów Pomiarów dla sektora gazowego,
- **WARIANT 4** - zarządzanie danymi pomiarowymi w ramach istniejących spółek OSD,
- **WARIANT 5** (wolnorynkowy) – wielu wolnokonkurencyjnych Niezależnych Operatorów Pomiarów.

¹Lista wymienionych wariantów modelu rynku nie jest kompletna, ponieważ analizom poddano jedynie warianty charakteryzujące się największym prawdopodobieństwem realizacji lub znacząco różniące się mechanizmem działania rynku.



*Wiążąca decyzja w zakresie wdrażania systemów inteligentnego opomiarowania w sektorze gazowym w Polsce powinna zostać podjęta w oparciu o kompleksową analizę ekonomiczną opłacalności wdrożenia, o której mowa w Dyrektywie 2009/73/WE.

Rys. 1. Podstawowe wymiary analizy możliwych modeli krajowego rynku opomiarowania w sektorze gazowym.

Źródło: Ernst&Young

Biorąc pod uwagę strukturę polskiego rynku gazowego i rolę GK PGNiG, zdaniem doradcy PGNiG SA przy realizacji przedmiotowego tematu (Ernst & Young), aktualnie najkorzystniejszym rozwiązaniem dla sektora jest utrzymanie zarządzania danymi pomiarowymi w ramach obecnych Spółek OSD (wraz z optymalizacją procesów biznesowych w tym zakresie).

Nie jest wykluczone, że otoczenie rynkowe i nowe regulacje wpłyną na konieczność powtórnej przeanalizowania tej kwestii.

Dodajmy, że w docelowej wersji Projektu AMI [12] wspólny NOP ma być powołany jedynie dla sektora elektroenergetycznego.

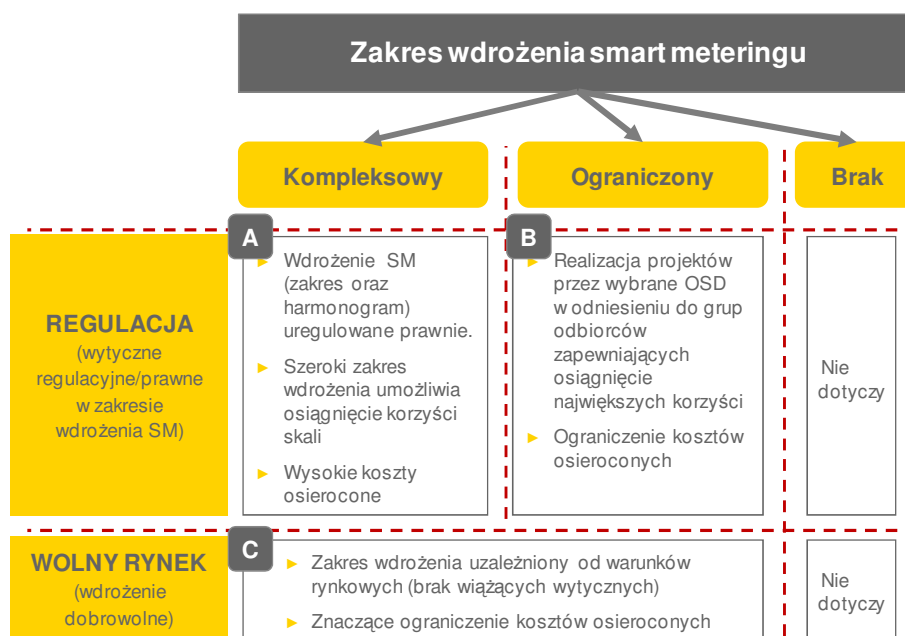
Stosunkowo niski udział inteligentnych systemów pomiarowych (ok. 10 tys. przy ok. 6,3 mln odbiorców indywidualnych) w polskim sektorze gazowym wynika przede wszystkim z niższych korzyści (w porównaniu do sektora elektroenergetycznego). Należy mieć na uwadze, iż z uwagi na odmienny charakter funkcjonowania sieci elektroenergetycznej oraz gazowej jak również całkowicie różną specyfikę energii elektrycznej i gazu ziemnego jako paliw energetycznych, korzyści wynikające z wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych zidentyfikowane dla sektora elektroenergetycznego nie są tożsame z korzyściami dla sektora gazowego.

Można zatem stwierdzić, iż o ile wdrożenie inteligentnych urządzeń pomiarowych w polskim sektorze gazowym może okazać się uzasadnione z punktu widzenia całej gospodarki, to zarówno korzyści jak i koszty wdrożenia tego rodzaju rozwiązań będą nierówno podzielone pomiędzy poszczególnych uczestników rynku. Ponadto w przypadku sektora gazowego istnieje znaczące ryzyko, iż koszty związane z wdrożeniem inteligentnych urządzeń



pomiarowych będą przewyższać korzyści, które można osiągnąć w wyniku ich zastosowania (w odniesieniu do określonych grup odbiorców).

Zestawienie potencjalnych modeli wdrożenia inteligentnych systemów opomiarowania w polskim sektorze gazowym zostało przedstawione na rysunku poniżej.



Rys. 2. Możliwy zakres wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych
Źródło: Ernst&Young.

W przypadku pozytywnych wyników analizy ekonomicznej opłacalności wdrożenia smart meteringu w polskim sektorze gazowym konieczne będzie podjęcie decyzji w zakresie modelu instalacji infrastruktury tj. mechanizmu oraz zakresu wdrożenia inteligentnych liczników.

W oparciu o wymienione powyżej kryteria można wyróżnić trzy potencjalne modele w zakresie wdrażania inteligentnych systemów pomiarowych w sektorze gazownictwa w Polsce.

- WARIANT A – Wdrożenie regulowane – kompleksowe,
- WARIANT B – Wdrożenie regulowane – ograniczone,
- WARIANT C – Wdrożenie wolnorynkowe (dobrowolne).

W oparciu o doświadczenia międzynarodowe można stwierdzić, iż w większości krajów, w których wyniki analizy opłacalności dla wdrożenia smart meteringu były pozytywne, jako wiodący model wdrożenia został przyjęty model regulowany z jak najbardziej kompleksowym zakresem wdrożenia. Wynika to przede wszystkim z faktu, iż kompleksowość wdrożenia zapewnia osiągnięcie największych korzyści przez wszystkich interesariuszy wdrażania inteligentnych systemów pomiarowych.

W szczególności uzasadnione jest opracowanie centralnych wytycznych w zakresie standaryzacji:

- Formatu i sposobu pozyskiwanych danych pomiarowych od odbiorców, przy czym szczególny nacisk powinien zostać położony na uproszczenie wprowadzania danych do systemów i przekazywania ich Oddziałom Obrotu,
- Ujednolicenie systemów informatycznych wykorzystywanych do pozyskiwania, przechowywania i przetwarzania danych pomiarowych w ramach spółek OSD.
- Zapewnienie spójności zasad prowadzenia odczytów i rozliczeń z klientami końcowymi z unijnymi i krajowymi regulacjami prawnymi.

9. Propozycje sektora energetycznego jako usługodawcy dla systemów inteligentnego opomiarowania dla gazownictwa

Urząd Regulacji Energetyki zaproponował w ramach wspomnianego Projektu AMI [12] gruntowną zmianę struktury rynku opomiarowania w Polsce. O roli NOP-u stanowiącego istotną część projektu pisano szerzej w rozdz.8. Projekt AMI zawiera też propozycję rozwiązań architektury dla inteligentnego opomiarowania. Co prawda ostatecznie zdecydowano, że dokument będzie dedykowany do sektora elektroenergetycznego, niemniej niektóre z prezentowanych rozwiązań dotyczą też sektora gazowego. Powstała opcja outsourcingu usług smart meteringu dla gazu przez spółki dystrybucyjne sektora elektroenergetycznego. Przykładowo, część infrastruktury telekomunikacyjnej zaprojektowanej dla energetyki będzie „przezroczysta” z punktu widzenia pełnienia funkcji komunikacyjnych dla gazownictwa. Proponuje się aby gazomierz był transmisyjnie podłączony do licznika energii elektrycznej stanowiący rodzaj modułu transmisyjnego/gatewaya. Jest to jedynie rozwiązanie koncepcyjne.

W tym rozwiązaniu szereg wątpliwości ze strony sektora gazowego wzbudziły następujące czynniki:

- brak bardziej szczegółowych rozwiązań/propozycji współpracy (wstępne rozmowy z sektorem elektroenergetycznym wskazały na szereg problemów i niejasności)
- kwestie zapewnienia ochrony danych pomiarowych
- kwestia rozstrzygania sporów/reklamacji
- kwestia odpowiedzialności za bezpieczeństwo w przypadku generowania sygnałów sterujących
- kwestia stabilności i racjonalności mechanizmów rozliczeń za wykorzystywane usługi pomiarowe na rzecz gazownictwa przez (najprawdopodobniej) spółki energetyczne; istotna trudność w kalkulacji stawek (kolejny element regulacji ?), które z jednej strony musiałyby być opłacalne dla gazownictwa z drugiej – nie prowadziłyby do subsydiowania jednego sektora przez drugi
- kwestie utrudnień przy naturalnych i częstych zmianach/modyfikacji części gazowniczej systemu inteligentnego opomiarowania (wprowadzanie nowych usług, zmiana protokołów transmisji, zmiana wielkości i częstości transmisji itp.)
- utrata kompetencji odczytowych dla gazowych OSD dodatkowo generująca problemy społeczne w obrębie sektora
- niejasne relacje (w zakresie danych pomiarowych) pomiędzy elektroenergetycznymi OSD i gazowymi OSD
- konieczność dostosowania ewentualnych wdrożeń w gazownictwie do harmonogramu i miejsc wdrożeń w elektroenergetyce.

Innym problemem jest przypisanie własności pomiaru do odbiorcy i to jego silną prerogatywą będzie udzielanie prawa do dyspozycji tymi danymi. Może spowodować problemy (dla spółek obrotowych i dystrybucyjnych) w przypadkach:

- długotrwałych procesów windykacyjnych

- pobierania paliwa gazowego/energii bez umowy (literalnie, każde pozyskanie danych pomiarowych w tej sytuacji z prawnego punktu widzenia byłoby nielegalne)
- cesji umowy np. w przypadku zgonu odbiorcy czy sprzedaży/wynajmu lokalu konieczności wstecznego bilansowania systemu

Szczegółowe stanowisko sektora gazowego, wypracowane między innymi w ramach intensywnych działań Zespołu negatywnie odnoszące się do wstępnej wersji Projektu przedstawiono w [14]. W rezultacie przyjęty po dyskusjach i konsultacjach projekt URE zmienił nazwę na: „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” ograniczając zasięg swojego obowiązywania do sektora elektroenergetycznego. Potwierdzono i zaakcentowano, że nie można w sposób automatyczny adaptować rozwiązań z sektora elektroenergetycznego dla potrzeb sektora gazowego.

Problem ewentualnej współpracy z sektorem elektroenergetycznym w zakresie wykorzystania wspólnej architektury, jak również możliwe rozwiązania techniczne powinny być przedmiotem dalszych prac i dyskusji.



10. Stan projektów inteligentnego opomiarowania w Europie (w gazie)

10.1. Informacje ogólne

Idea inteligentnego opomiarowania rozwijana jest w mniejszym lub większym zakresie w prawie wszystkich krajach europejskich. Poniżej w tabeli zestawione zostały informacje na temat realizacji wdrożeń projektów inteligentnego opomiarowania w poszczególnych krajach (stan na 2010 rok).

Tabela 5. Stan wdrożenia projektów inteligentnego opomiarowania w poszczególnych krajach

Kraj	Elektroenergetyka	Gazownictwo
Austria	Zainstalowano 30 000 mierników, Rozważane wprowadzenie krajowych regulacji	Dyskutowane wdrożenie w gazownictwie
Belgia	Realizowane próby czasowe – decyzja o krajowym wdrożeniu uzależniona od wyników testów	Brak informacji
Cypr	Brak działań	Brak informacji
Czechy	Realizowane próby czasowe – decyzja o krajowym wdrożeniu uzależniona od wyników testów	Dyskutowane wdrożenia w gazownictwie; uważne obserwowanie prac w gazownictwie polskim
Dania	Kilku Operatorów Systemu Dystrybucyjnego wdrożyło mierniki smart, brak narodowego planu wdrożenia SM	Brak informacji
Estonia	Planowane większe wdrożenie w latach 2011 – 2013	Brak informacji
Finlandia	Regulacje prawne od stycznia 2009 uwzględniające pełną infrastrukturę liczników godzinowych do 1 stycznia 2014	Brak informacji
Grecja	Zaplanowany rozwój systemów SM w latach 2010 – 2013	Brak informacji
Hiszpania	Wdrożenie SM rozpoczęto w 2008 roku, planowane zakończenie w 2018	Brak ekonomicznej zasadności dla odbiorców używających mniej niż 5 000 000 kWh/rok
Holandia	Holenderski Senat odrzucił obowiązkowe instalowanie systemów SM, zainstalowano ponad 100 000 liczników smart	Jak w elektroenergetyce
Irlandia	Studium pilotażowe w trakcie realizacji, przewiduje się całkowity rozwój systemu SM, ostateczna decyzja nie została podjęta	Jak w elektroenergetyce

Kraj	Elektroenergetyka	Gazownictwo
Luksemburg	Prowadzone prace rozwojowe przez wybranych operatorów systemów dystrybucyjnych	Brak informacji
Niemcy	Ponad 50 programów pilotażowych o wielkości od 10 do 100 000 liczników energii elektrycznej, planowane pełne wdrożenie infrastruktury SM, dostosowywanie rynkowego podejścia umożliwiającego klientom na przystępowanie/odstępowanie od systemu SM	Podobny poziom zaawansowania prac jak w elektroenergetyce, brak dalszych planów rozwoju
Norwegia	Jesienią 2009 roku zasugerowano nowe wymagania odnośnie implementacji SM, jednak wydanie ostatecznej decyzji wstrzymano do wiosny 2010, w oczekiwaniu na dokumenty normalizacyjne	Brak informacji
Portugalia	Regulator opracowuje studium wstępne	Brak informacji
Rumunia	Brak działań	Tak jak w elektroenergetyce
Słowacja	Dyskutowane wdrożenie w elektroenergetyce	Dyskutowane wdrożenia w gazownictwie; uważne obserwowanie prac w gazownictwie polskim
Słowenia	Brak informacji	Dyskutowane wdrożenie w gazownictwie
Szwecja	W lipcu 2009 zakończono wdrożenie SM, odczyty comiesięczne liczników są obowiązkowe	
Węgry	Studium w trakcie opracowania	Pierwsze wdrożenia pilotażowe
Wielka Brytania	30 października 2008 rząd zdecydował o wdrażaniu systemu SM dla 27 milionów gospodarstw domowych do 2020 roku	Tak jak w elektroenergetyce
Włochy	Obecnie zainstalowano 33 miliony liczników AMM (Advanced Meter Management), do 2011 roku 36 milionów odbiorców opomiarowanych zostanie miernikami typu smart	Podjęto decyzję o rozwoju infrastruktury, z określonym celem na poziomie 80% odbiorców do 2016 roku

10.2. Szczegółowe implementacje

▪ Czechy

Oficjalny krajowy plan wdrożenia	Brak oficjalnego planu wdrożenia systemów Smart Metering
Regulacje prawne, cele, terminy implementacji	Brak regulacji prawnych
Dostępność technologii SM	Brak decyzji
Rentowność ekonomiczna	Rentowność ekonomiczna zostanie oszacowana na podstawie prowadzonych programów pilotażowych
Projekty i inicjatywy pilotażowe	Realizowane są dwa programy pilotażowe AMM w branży elektroenergetycznej: jeden we wschodniej Bohemii nadzorowany przez ČEZ, obejmujący ~2 000 liczników i drugi w południowych Morawach, prowadzony przez E.ON, obejmujący ok. 4 000 liczników
Prace badawczo - rozwojowe	Opracowywany jest kompleksowy schemat pilotażowy, zawierający rozwiązania technologiczne, narzędzia informacyjne oraz mechanizmy finansowe, mogące być przydatnymi dla użytkownika końcowego
Liczba działających układów SM	brak danych

▪ Dania

Oficjalny krajowy plan wdrożenia	Użytkownicy końcowi zużywający rocznie powyżej 100 000 kWh mają mieć liczniki z odczytem godzinowym. Nie ustalono planów dla użytkowników z niższych grup taryfowych. Do 2011 50% użytkowników będzie miało liczniki ze zdalnym odczytem
Regulacje prawne, cele, terminy implementacji	Operatorzy systemów dystrybucyjnych są odpowiedzialni za pomiary
Dostępność technologii SM	-
Rentowność ekonomiczna	Instytucje, które rozpoczęły implementację systemów Smart Metering wykazały ich rentowność. Kilka raportów opublikowanych przez Duńską Agencję Energetyki wykazywały wysokie koszty inwestycyjne. W analizach jednak skupiono się tylko na nominacjach, pomijając pozostałe korzyści
Projekty i inicjatywy pilotażowe	Kilkanaście projektów jest w trakcie realizacji. Projekty te ukierunkowane są na testowanie szybkości implementacji
Prace badawczo - rozwojowe	Prowadzone są prace badawcze mające na celu wykazanie korzyści płynących z wdrożenia systemów SM
Liczba działających układów SM	1.4 mln. (46%) odbiorców energii elektrycznej otrzyma mierniki z odczytem zdalnym. Nieliczne z nich są używane w opcjach zaawansowanych (np. odczyty godzinowe). Niektóre przedsiębiorstwa z branży ciepłowniczej i wodno-kanalizacyjnej wyposażają swoje układy w systemy zdalnego odczytu

▪ **Finlandia**

Oficjalny krajowy plan wdrożenia	Planowane pełne wdrożenie systemów Inteligentnego opomiarowania do 1 stycznia 2014 roku. Brak oficjalnych planów wdrażania systemów SM w instalacjach ciepłowniczych i wodociągowych
Regulacje prawne, cele, terminy implementacji	Operatorzy systemów dystrybucyjnych są odpowiedzialni za wdrażanie smart meteringu. We wdrożonych 1 –go marca 2009 roku regulacjach prawnych zadeklarowano: - do 2011 roku podłączenie mierników z możliwością godzinowego odczytu we wszystkich punktach pomiarowym 3 x 63A, - do 2014 smart metering ma obejmować wszystkich mniejszych odbiorców, - określone zostały pewne minimalne wymagania w funkcjonalności: godzinowy interwał pomiarowy, co najmniej jeden sygnał kontrolny do klienta, rejestracja przestojów dłuższych niż 3 minuty, dwukierunkowa komunikacja z zabezpieczeniem danych. - od 1 stycznia 2012 roku, wymagane jest rozliczenie godzinowe w tych miejscach, gdzie zamontowane zostały liczniki godzinowe
Dostępność technologii SM	Postrzegana jako dostępna
Rentowność ekonomiczna	Rentowność ekonomiczna nie została precyzyjnie określona, przeanalizowana ani przedyskutowana publicznie
Projekty i inicjatywy pilotażowe	W trakcie realizacji jest ogólnonarodowe wdrożenie systemów smart metering. Zrealizowano kilka projektów pilotażowych, w których objęto odbiorców zużywających energię elektryczną na cele grzewcze
Prace badawczo - rozwojowe	W trakcie realizacji są projekty INCA i ENETE. Skupiają się one na przyszłościowej integracji klientów na rynku smart grid. Dodatkowo prowadzone są prace mające na celu wykorzystanie systemów smart przy przeprowadzaniu analiz rozptyłu strumieni energii
Liczba działających układów SM	Więcej niż 10

▪ **Litwa**

Oficjalny krajowy plan wdrożenia	Brak oficjalnego planu wdrożenia systemów Smart Metering
Regulacje prawne, cele, terminy implementacji	Brak regulacji prawnych
Dostępność technologii SM	Rozwiązania importowane
Rentowność ekonomiczna	Brak informacji
Projekty i inicjatywy pilotażowe	W budownictwie mieszkaniowym wdrożono projekt pilotażowy dla dwóch budynków

Prace badawczo - rozwojowe	Prace nad systemami Smart Grid prowadzone SA w Uniwersytecie Technicznym w Rydze
Liczba działających układów SM	jeden schemat dla dużego odbiorcy o dopuszczalnym przyłączu większym niż 100 kW

▪ Rumunia

Oficjalny krajowy plan wdrożenia	Brak oficjalnego planu wdrożenia systemów Smart Metering. Poszczególni operatorzy systemów dystrybucyjnych mogą mieć niejednoznaczną definicję Smart Meteringu
Regulacje prawne, cele, terminy implementacji	W kodeksie metrologicznym sprecyzowane zostały pewne rekomendacje odnośnie mierników klasy C, jednakże sformułowania te mogą być zbyt słabe, żeby promować Smart Metering
Dostępność technologii SM	Dostępne są rozwiązania mierników TOU (Time of Use), które mogą być użyte w systemach AMR/AMI
Rentowność ekonomiczna	Z powodu niewielkiego zużycia energii elektrycznej (duża liczba rachunków wystawionych na stosunkowo niskie kwoty), rentowność ekonomiczna jest bardzo niska
Projekty i inicjatywy pilotażowe	3 miliony liczników (z 8-miu milionów) ma opcję TOU (Time of Use)
Prace badawczo - rozwojowe	Na stronach internetowych rumuńskiego regulatora (ANRE) w ogłoszonych taryfach dopuszczalne są następujące kanały komunikacyjne: fale radiowe, PLC, GSM, GPRS, linia telefoniczna
Liczba działających układów SM	Co najmniej 10 projektów pilotażowych.

▪ Szwecja

Oficjalny krajowy plan wdrożenia	Określono wymagania prawne na mierniki z możliwością miesięcznego odczytu
Regulacje prawne, cele, terminy implementacji	Za obszar pomiarów odpowiedzialni są operatorzy systemów dystrybucyjnych
Dostępność technologii SM	Technologia SM jest dostępna w pełnej ofercie
Rentowność ekonomiczna	Rentowność ekonomiczna nie została przeanalizowana z ponieważ zastosowanie systemów SM zostało narzucone prawnie
Projekty i inicjatywy pilotażowe	3 Krajowa implementacja systemów SM została prawie ukończona
Prace badawczo - rozwojowe	Każdy większy operator systemu dystrybucyjnego prowadzi własny dział badawczo rozwojowy

Liczba działających układów SM	Wszyscy operatorzy wykorzystują zdalne odczyty liczników
---------------------------------------	--

▪ **Wielka Brytania**

Oficjalny krajowy plan wdrożenia	Rząd Wielkiej Brytanii ogłosił przystąpienie do systemów SM dla sektora komunalnego. Zaplanowano instalację 47 milionów liczników energii elektrycznej i gazu w klasie SM. Wyznaczony ma być narodowy kanał komunikacyjny z licznikami. Mierniki energii elektrycznej wyposażone mają być w wyłącznik, który umożliwi na przedpłatowe schematy rozliczeniowe. Brak finalnych decyzji, czy mierniki gazu powinny być wyposażone w zawór odcinający
Regulacje prawne, cele, terminy implementacji	Ogólną odpowiedzialność za wdrażanie systemów SM ponosi Departament Energetyki i Zmian Klimatu, przy współpracy z Ofgem (Office of the Gas and Electricity Markets)
Dostępność technologii SM	Technologie SM dostarczane są przez dostawców urządzeń, jednak ostateczne wersje urządzeń pomiarowych zależne są od ostatecznej specyfikacji ustalonej przez przedsiębiorstwa energetyczne
Rentowność ekonomiczna	Rząd Wielkiej Brytanii dnia 10 grudnia 2008 roku opublikował przegląd poziomu funkcjonalności systemu SM oraz koszty w zależności od funkcjonalności dla branży elektroenergetycznej i gazowej
Projekty i inicjatywy pilotażowe	Rząd Brytyjski sponсорuje cztery programy pilotażowe prowadzone przez EDF Energy Customers, E.ON UK, SSE Energy Supply Limited oraz Scottish Power Energy Retail Limited. Dodatkowo British Gas prowadzi własny program pilotażowy
Prace badawczo - rozwojowe	Kluczowe badania prowadzone były w zakresie urządzeń pomiarowych potrafiących wyodrębnić charakterystyczne obciążenia od zaimportowanych danych z miernika zasilającego
Liczba działających układów SM	Zgodnie z Elexon Code of Practice 5 około 110 000 mierników energii elektrycznej ma mieć możliwość odczytu z częstotliwością co 30 min.

11. Stan projektów inteligentnego opomiarowania w Polsce (w gazownictwie)

Z uwagi na brak jednoznacznego stanowiska Zespołu odnośnie zakresu obowiązywania pojęcia inteligentnego opomiarowania w gazownictwie (rozd.3) w niniejszym rozdziale, przy opisach przyjęto interpretację rozszerzającą tzn. opisy dotyczą również systemów telemetrii i dużych odbiorców.

11.1. KSG

W KSG prace związane z wdrożeniem inteligentnego opomiarowania prowadzone są już od 2003r i przebiegają w poniższych trzech obszarach:

- A) Modernizacji i automatyzacji procesów pomiarowych w punktach wejścia do systemu dystrybucyjnego KSG i w punktach wyjścia u dużych odbiorców gazu (taryfy w-5 do W-10),
- B) Testowania i wdrażania nowoczesnych rozwiązań układów pomiarowych i systemów odczytowych w punktach pomiarowych u odbiorców taryf od W-1 do W-4,
- C) Wdrożenia nowoczesnych systemów łączności i centralnych systemów informatycznych automatycznego przetwarzania danych pomiarowych i rozliczeniowych.

W ramach obszaru pierwszego (A), który zrealizowano w latach 2003 – 2009, wykonano:

1. Analizę stosowanych w KSG rozwiązań układów pomiarowych, na podstawie której przyjęto program modernizacji układów pomiarowych w punktach wejścia i wyjścia dużego odbioru.
2. Montaż elektronicznych przeliczników przepływu gazu w punktach dostaw gazu i w punktach odbioru gazu taryf W-5 do W-10 pracujących na wysokim i średnim ciśnieniu (1344 punktów pomiarowych).
3. Uruchomiono przekaz telemetryczny danych z wyszczególnionych w pkt. 1 układów pomiarowych do Oddziałowych Dyspozycji Gazem KSG i na wniosek Odbiorcy do jego centrum dyspozycyjnego (1139 punktów pomiarowych).
4. Montaż elektronicznych rejestratorów szczytów godzinowych w punktach odbioru gazu pracujących na niskim ciśnieniu w taryfach W-5 do W-6 (5650 punktów odbioru gazu).
5. Uruchomiono przekaz telemetryczny z wyszczególnionych w pkt. 2 układów pomiarowych do Oddziałowych Dyspozycji Gazem KSG (5153 punktów pomiarowych).
- 6.

Efekty uzyskane z przeprowadzonych wdrożeń

- Zwiększono częstotliwość odczytów w punktach wejścia do systemu dystrybucyjnego KSG oraz u dużych odbiorców gazu taryf W-5 do W-10 z miesięcznego (w 2003r) do obecnie codziennego. Należy zaznaczyć, że odbiorcy ww. taryf odbierają ponad 50% dystrybuowanego w KSG gazu. Ponadto tak częste pozyskiwanie danych umożliwiło spółce obrotu (PGNiG S.A.) dokonywanie

precyzyjnych nominacji i renominacji paliwa gazowego w punktach wyjścia z systemu przesyłowego (OGP Gaz-System S.A.).

- Znacznie przyspieszono proces rozliczenia dużego odbiorcy. W 2003r rozliczenie odbiorców tej grupy trwało ok. 15 dni, obecnie jest to okres 1 maksymalnie 2 dni. W wyniku m.in. umożliwiło spółce obrotu gazu rozliczanie odbiorców w okresach krótszych niż jeden miesiąc.
- Umożliwiono dużym odbiorcom, których punkty odbioru gazu wyposażone są w przeliczniki przepływu gazu, monitorowanie zużycia gazu w trybie on-line poprzez własne systemy telemetrii i lokalnej automatyki.
- Zwiększono skuteczność wykrywania przekroczeń przez odbiorców mocy umownych i przekroczeń stopni ograniczenia poboru gazu.
- Ograniczono straty w sieci dystrybucyjnej spowodowane nieprawidłowym rozliczeniem paliwa gazowego i awariami na sieci.

W ramach obszaru drugim (B) dotychczas wykonano:

1. W latach 2005-2006 wspólnie z Tarnowskim Towarzystwem Budownictwa Społecznego projekt wdrożenia pilotażowego systemu AMR na bazie urządzeń firmy Landis & Gyr, którym objęto ok. 500 gazomierzy. System pracuje do dnia dzisiejszego.
2. W latach 2007-2008 wspólnie z firmą AIUT projekt badawczo-rozwojowy oceny efektywności stosowania w radiowego systemu AMR, tj. radiowego odczytu gazomierzy domowych. Projekt objął 1200 gazomierzy zamontowanych w zamkniętych strefach dystrybucji gazu,
3. W latach 2008 - 2009 wdrożono do eksploatacji radiowy system AMR opisany w pkt. 2 w wersji obchodowej, głównie w zakresie stosowania gazomierzy wyposażonych w zdalny odczyt i zdalnie sterowany zawór odcięcia i wznowienia dostaw paliwa gazowego. System z uwagi na swoją dużą efektywność w procesie wstrzymania i wznawiania dostaw paliwa gazowego do dnia dzisiejszego jest rozwijany i obecnie obsługuje ok. 8000 zamontowanych na sieci KSG gazomierzy.
4. W roku 2010 rozpoczęto 2 letni program instalacji radiowego systemu AMR w zakresie zdalnego odczytu u wybranych odbiorców taryf W-3 i W-4. Program ma za zadanie nadzorowanie zużycia gazu przez tych odbiorców pod kątem wielkości poborów w świetle przyjętych w taryfach KSG mocy umownych.

Efekty uzyskane z przeprowadzonych wdrożeń

- Stwierdzono znaczne przyspieszenie i zautomatyzowanie procesu odczytu układów pomiarowych.
- Stwierdzono znaczne zwiększenie skuteczność wykonania rzeczywistych odczytów gazomierzy domowych z poziomu 70-80% do 99,99 %, głównie z wyniku uniezależnienia odczytu od bezpośredniego dostępu inkasenta do gazomierza.
- Poprawiono skuteczność wykrywania ingerencji odbiorcy w działanie układu pomiarowego.
- Znacznie skrócono i usprawniono proces wstrzymania/wznowienia dostaw paliwa gazowego na zlecenie spółki obrotu gazu (od kilku dni do jednego dnia). Skutkiem czego uzyskano znaczne obniżenie kosztów windykacyjnych zarówno po stronie KSG jak i spółki obrotu gazu.
- Zaobserwowano większą ściągalność wierzytelności za pobrane paliwo gazowe zwłaszcza u odbiorców wyposażonych w gazomierze ze zdalnym odczytem i funkcją wstrzymania/odcięcia dostaw paliwa gazowego oraz innych, którzy pozyskali informację o stosowaniu przez KSG ww. gazomierzy.

W ramach obszaru trzeciego (C) dotychczas wykonano:

- a. W latach 2003-2006 wdrożenia nowoczesnej sieci teleinformatycznej WAN, m. in. wykorzystywanej do przesyłania pomiędzy oddziałami systemami informatycznymi danych pomiarowych i rozliczeniowych.
- b. W latach 2008-2011 wdrożono nowoczesny system SCADA,
- c. Od 2010r trwają prace nad rozbudową systemu SCADA o funkcjonalności związane z obsługą wszystkich odbiorców gazu i udostępniania im danych pomiarowych poprzez sieć Internet.

11.2. MSG

W chwili obecnej (sierpień 2011 r.) wszystkie punkty wejścia do systemu dystrybucyjnego MSG sp. z o.o. oraz stacje gazowe wysokiego ciśnienia będące własnością Spółki i większość systemowych stacji średniego ciśnienia, wyposażone są w układy telemetryczne. Do zbierania, archiwizacji i wizualizacji danych wykorzystywane jest oprogramowanie TelWin SCADA. W systemie gromadzone są dane dotyczące ilości, zrealizowanych mocy i jakości gazu.

Ponadto od 2009 roku w MSG sp. z o.o. prowadzony jest projekt polegający na wyposażeniu układów pomiarowych u odbiorców z grup taryfowych W-5-W7 w urządzenia do zdalnego przekazywania danych. W ramach tego projektu w tych punktach pomiarowych zainstalowano 6000 rejestratorów impulsów i 200 szt. transponderów bateryjnych oraz zakupiono i uruchomiono system TELEXUS Lite w którym gromadzone są dane z ww. urządzeń. Do końca 2012 roku wszystkie układy pomiarowe w tej grupie odbiorców (ponad 7 500) będą wyposażone w urządzenia do zdalnego odczytu.

Obecnie u odbiorców indywidualnych nie zainstalowano ani jednego urządzenia pomiarowego umożliwiającego zdalny odczyt zużycia paliw gazowych. W ramach pilotaży, które mają się rozpocząć w 2012 roku MSG jest gotowa do uruchomienia i przetestowania systemu AMR opartego na technologii bezprzewodowej u 4-5 tys. odbiorców oraz wykonanie portalu internetowego umożliwiającego udostępnianie danych dla odbiorców i nowych ZUD (Zleceniodawców Usług Dystrybucyjnych). W ramach projektu j.w będzie możliwe przetestowanie następujących funkcjonalności inteligentnego opomiarowania:

W zakresie technologii transmisyjnych:

- wykorzystanie technologii GPS/GPRS,
- wykorzystanie technologii mBus (przewodowej i bezprzewodowej),
- wykorzystanie gazomierza elektronicznego/inteligentnego ze zdalnym odcięciem przepływu.

W zakresie wariantów odczytowych/architektury systemów:

- własna/dedykowana infrastruktura przygotowana dla gazownictwa.

W zakresie funkcjonalności:

- realizacja funkcjonalności podstawowych,
- wykonanie (klienckiego) portalu internetowego dla wizualizacji pomiarów i zarządzania zużyciem gazu.

11.3. PSG

Obecnie najwięcej zaawansowanych urządzeń pomiarowych umożliwiających zdalny odczyt jest zainstalowanych w grupie taryfowej W-1 i W-2 (345 szt.), jednakże ich udział w całkowitej liczbie układów pomiarowych jest bardzo niski i wynosi 0,1%. Ponadto, w ramach realizowanego przez spółkę projektu pilotażowego we współpracy z Energa, 6 szt. urządzeń pomiarowych typu AMR zostało zainstalowanych w grupie taryfowej W-2, oraz 46 szt. w grupie taryfowej W-3. Urządzenia instalowane w ramach projektu badawczo-rozwojowego to gazomierze miechowe firmy Metrix typu G4-130-ERV oraz G4-130-ERV z wbudowanym zaworem. Umożliwiają one dokonywanie odczytów zdalnych oraz zdalnego sterowania zaworem przepływu paliwa gazowego. Trwają prace nad wdrożeniem dużego projektu pilotażowego we współpracy z czterema dostawcami obejmującego opomiarowanie kilku stref dystrybucyjnych i dotyczącego około 5 tys. odbiorców.

11.4. WSG

WSG Sp. z o.o. od roku 2003 rozpoczęła pracę nad automatyzacją procesu pozyskiwania danych bieżących oraz archiwalnych z układów pomiarowych. Prowadzone prace miały na celu doprowadzić do stworzenia systemu SCADA obejmującego:

- wszystkie pkt. wejścia do systemu dystrybucyjnego
- wszystkie pkt. wyjścia z systemu dystrybucyjnego zarówno w zakresie pkt. połączeń z innymi systemami dystrybucyjnymi jak i odbiorców końcowych z grup taryfowych 5+
- wszystkie zainstalowane chromatografy procesowe analizujące gaz wpływający do sieci gazowej WSG

W tym celu został stworzony program TELEXUS, który zapewnia pozyskiwanie danych z układów pomiarowych oraz pozwala realizować dodatkowe funkcje związane z pracą dyspozycji gazu (pogotowie gazowe), służb bilansowania (raporty i zestawienia) jak również automatyzuje proces rozliczeń odbiorców w zakresie pozyskania danych rozliczeniowych i ich eksportu do programów bilingowych. Ujmując historycznie ważnymi działaniami związanych z szeroko rozumianym inteligentnym opomiarowaniem było również:

- stworzenie programu EWIGAZ i EWISTA umożliwiających jednoznaczną i spójną ewidencję układów pomiarowych u odbiorców gazu,
- wyodrębnienie w systemie gazowym WSG stref dystrybucyjnych umożliwiających po przypisaniu do nich odbiorców realny bilans gazu na takim obszarze – strefa dystrybucyjna to najmniejszy obszar opomiarowany w sposób umożliwiający przeprowadzenie bilansu technicznego paliwa gazowego a w konsekwencji wyznaczenie rzeczywistych strat gazu.

Na chwilę obecną zaimplementowane w systemie TELEXUS zostało:

- 100% stacji gazowych (155 szt.) zasilających system dystrybucyjny WSG

- 100% chromatografów procesowych OSW analizujących paliwo gazowe zasilające system dystrybucyjny WSG
- 100% stacji gazowych (220 szt.) stanowiących pkt. wejścia do stref dystrybucyjnych
- oraz 99% odbiorców z gr.5-10 (4204 szt.), przy czym brak dostępu on-line do urządzeń pomiarowych u odbiorców przemysłowych dotyczy wyłącznie części odbiorców z grupy taryfowej 5-ej przyłączonych na n/c (proces wymiany rejestratorów na nowe umożliwiające transmisję danych zostanie zakończony w IV kw. 2011 roku)

Powyższe działania umożliwiły rozpoczęcie w 2010 roku wdrażania programu pilotażowego mającego na celu analizę przydatności systemów regulacji ciśnień (smart grid) w zarządzaniu siecią gazową pod kątem ograniczenia strat gazu. W tym celu wytypowano 5 stref dystrybucyjnych, w których możliwym jest przeprowadzenie bilansowania gazu przy różnych wariantach sterowania reduktorami na stacjach zasilających strefę dystrybucyjną przy równoczesnym zachowaniu bezpieczeństwa dostaw gazu do odbiorców końcowych. Jako systemy sterowania ciśnieniem wyjściowym reduktora wykorzystywane są urządzenia firm TARTARINI (LC-21) oraz FIORENTINI (FIO). Równocześnie koniecznym elementem wdrożenia stało się uruchomienie systemu AMR obejmujące wszystkich odbiorców gazu w analizowanych obszarach. W sumie wymianie podlega ponad 5000 gazomierzy miechowych u odbiorców z grup 1-4 oraz kilkadziesiąt rejestratorów/przeliczników u odbiorców w gr.5+. Wszystkie odczyty zużycia gazu prowadzone będą drogą radiową. W wyniku postępowania przetargowego dostawcami technologii AMR dla odbiorców z grup 1-4 zostały firmy AIUT Sp. z o.o. z Gliwic oraz APATOR METRIX S.A. z Tczewa, natomiast dla odbiorców grup 5+ zdalny odczyt prowadzony jest w oparciu o protokół GazModem i sieć łączności GPRS z wydzielonym kanałem APN.

Pierwsze kompleksowe analizy i wnioski z prowadzonego programu badawczego są oczekiwane w końcu 2012 roku jednak już obecnie rozważana jest możliwość jego rozszerzenia i późniejszej kontynuacji. Rozszerzenia miałyby polegać na:

1. uaktywnieniu w gazomierzach miechowych firmy METRIX korekty temperatury, co umożliwi przeprowadzenie analizy zastosowanych algorytmów korekcyjnych pozwoli to na porównanie ich skuteczności z współczynnikami teoretycznymi opracowanymi na potrzeby stosowania metody energetycznej.
2. stworzeniu możliwości dodatkowego przetestowania systemu AMR opartego o odczyty stacjonarne w miejsce stosowanych odczytów obchodowych
3. rozpoczęciu uzupełniającego programu badawczego mającego doprowadzić do modernizacji używanych przez WSG systemów informatycznych pod kątem prowadzenia przez WSG działań związanych z wymianą informacji/rozliczeniami w jednostkach energii.

Takie połączenie tych programów doprowadzi do stworzenia szerokiej bazy informacji na potrzeby prowadzenia testów, opracowywania algorytmów i procedur oraz analizowania wariantowego zarówno w obecnym systemie ilościowo-objętościowym jak również przy użyciu jednostek energii.

11.5. GSG

GSG realizuje duży projekt pilotażowy z zakresu inteligentnego opomiarowania. Głównym celem projektu jest wdrożenie inteligentnego opomiarowania w systemie radiowych odczytów z układów pomiarowych, bezpośredni i natychmiastowy dostęp do danych odczytowych, optymalizacja kosztów odczytów poprzez wykorzystanie technologii teleinformatycznych oraz organizacja odczytów u odbiorców. Pośrednim celem będzie optymalizacja pracy inkasentów przy odczytach układów pomiarowych. Postanowiono również, iż jednym z głównych założeń przy wdrażaniu zdalnych odczytów będzie integracja systemu odczytowego z systemem SAP. Zarówno odbiorca jak i GSG będą miały możliwość dostępu do danych historycznych (jako archiwum). Mogą to być, oprócz koniecznych danych pomiarowych, również wykorzystywane przez operatora dane diagnostyczne - opisujące tryb pracy gazomierza, a także alarmowe - związane z wpływem gazu lub próbą ingerencji w stan licznika.

Z przeprowadzonych analiz opłacalności jednoznacznie wynikało, iż wdrożenie programu zdalnych odczytów dla klientów w grupie taryfowej od W1 do W4 jest nieopłacalne. Czynnikiem negatywnie wpływającym na ekonomiczną opłacalność tego projektu są klienci z grup taryfowych W1 – W2, głównie ze względu na ich dużą liczebność oraz sposób odczytu gazomierzy (raz w roku). Analiza ekonomiczna dla odbiorców w taryfie W3 i W4 wykazała, iż przy przyjętych założeniach wystąpi opłacalność przedsięwzięcia.

Na bazie przeprowadzonej analizy podjęto decyzję o wdrożeniu pilotażowego programu zdalnych odczytów w trzech jednostkach terenowych GSG z liczbą odbiorców ok. 10 tys. w taryfie W3 i W4.

Dodatkowe funkcje które planuje się realizować w ramach niniejszego projektu pilotażowego to zdalne sterowanie zaworem odcinającym dopływ gazu w gazomierzu. Wbudowany zawór odcinający ma szczególne zastosowanie w grupie klientów podwyższonego ryzyka celem realizacji „miękkiej windykcji”.

Planuje się zakup dodatkowych kilkuset szt. gazomierzy z możliwością zdalnego zamknięcia zaworu. Dokładna liczba takich gazomierzy będzie uzależniona od opracowanego kryterium wyznaczającego klientów „trudnych” w poszczególnych rozdzielniach gazu. Dodatkowo przyjęto możliwość zamontowania takich gazomierzy u pewnej ilości szczególnie trudnych odbiorców z grupy taryfowej W1-W2.

W związku z wprowadzeniem do projektu gazomierzy z wbudowanym zaworem odcinającym, konieczna będzie rozbudowa systemu informatycznego, wspierającego zdalne zamknięcie zaworu jak i reorganizację oprogramowania sterującego w mobilnych urządzeniach odczytowych z możliwością zdalnego zamknięcia dopływu paliwa gazowego za pomocą elektrycznego zaworu odcinającego.

Rozbudowa i reorganizacja systemu informatycznego, będzie również miała na celu umożliwienie przekazywania danych odczytowych klientom. Wówczas klienci poprzez stronę WWW będą mogli sprawdzić swoje bieżące zużycie, tak aby dostosować je do potrzeb i możliwości finansowych swojego gospodarstwa domowego bądź prowadzonej działalności gospodarczej.

Przyjęto, iż jeśli w/w projekt pilotażowy spełni oczekiwania może zostać przeniesiony na pozostałe jednostki organizacyjne w strukturach GSG.

Opis produktów przy wdrażaniu systemu zdalnych odczytów:

- Wdrożenie zdalnego odczytu w grupach taryfowych W3 i W4 opartego o transmisję radiową - (system).
- Narzędzie informatyczne wspierające proces realizacji odczytów w grupach taryfowych W3 i W4 - (system).

- Plan Jakości obejmujący procedury operacyjne wdrożenia inteligentnego opomiarowania w grupach taryfowych W3 i W4 - (dokument).

Oczekiwane korzyści :

- Bezpośredni dostęp do odczytów z układów pomiarowych,
- Optymalizacja kosztów odczytu u klientów w grupie taryfowej W3 i W4,
- Optymalizacja organizacji odczytów.
- Możliwość natychmiastowego, zdalnego odcięcia dopływu paliwa gazowego u klientów trudnych.

11.6. DSG

Liczba liczników gazu umożliwiających zdalny odczyt (AMR) i/lub dwustronną komunikację tych grupach wynosiła 1 340 szt. Najwięcej zaawansowanych urządzeń pomiarowych zostało zainstalowanych u odbiorców w grupie taryfowej W-5, co stanowi około połowę wszystkich układów pomiarowych w tej grupie. Ponadto u odbiorców zaklasyfikowanych do grup taryfowych W-3 i W-4 zainstalowano odpowiednio 20 szt. i 95 szt. inteligentnych liczników.

W ramach projektu pilotażowego przewiduje się wyposażenie wszystkich odbiorców grup W1-W4 (łącznie 3,5 tys.) w system do zdalnego odczytu danych na terenie jednego z miast położonych w obszarze działania DSG.

Wszystkich odbiorców należy wyposażyć w gazomierze posiadające możliwość:

- rejestracji danych o poborach z częstotliwością co najmniej dobowej rejestracji zdarzeń i alarmów
- zdalnego włączania i wyłączania dostawy gazu (wbudowany zawór), jako rozwiązanie opcjonalne
- przesyłania danych pomiarowych bezprzewodowo, w formie zapewniającej ich bezpieczeństwo (szyfrowanie) w oparciu o otwarte protokoły komunikacyjne (np. bezprzewodowy M-Bus)
- możliwość dodatkowego „odpytania” gazomierza na żądanie

Sam system powinien zapewniać:

- komunikację z gazomierzami za pośrednictwem zabudowanej infrastruktury oraz w systemie obchodowym wyłącznie bezprzewodowo (np. radiowo za pośrednictwem pasma 433 MHz lub 869 MHz)
- komunikację systemów teleinformatycznych DSG z koncentratorami bezprzewodowo (np. GPRS)
- dostęp do danych za pośrednictwem gazomierza oraz dedykowanej strony internetowej
- współpracę z działającymi w DSG bazami odczytowymi oraz za ich pośrednictwem z systemami bilingowymi ZUD-ów
- zachowanie funkcjonalności „mobilnego inkasenta” w systemie obchodowym (zarządzanie marszrutami, zdalny przydział i rozliczenie pracy).

Celem projektu jest pozyskanie dużej ilości danych o pracy sieci i zachowaniu punktów wejścia i wyjścia ze strefy bilansowania. Dane te pozwolą na bieżące bilansowanie strefy (z dowolną częstotliwością podyktowaną

względami eksploatacyjnym) na podstawie rzeczywistych pomiarów. Wyznaczona w ten sposób różnica bilansowa nie będzie obciążona błędami szacowania wskazań nieodczytanych gazomierzy. Dane pomiarowe zebrane z urządzeń pozwolą nam na tworzenie, testowanie i modyfikowanie profili i krzywych poboru, które będą mogły być zastosowane dla pozostałych odbiorców. Modelowanie, profilowanie, prognozowanie i szacowanie powinno być wspierane danymi ze stacji meteo i chromatografu (własnych urządzeń lub obcych). Wdrożenie projektu umożliwi dostarczanie ZUD-owi danych pomiarowych z dowolnej doby. Poprawa obsługi odbiorców będzie również możliwa poprzez dostarczanie informacji za pośrednictwem dedykowanego serwisu WWW.

Realizacja zadania będzie wymagała:

- zaprojektowanie i budowa infrastruktury stacjonarnej do komunikacji gazomierz <-> koncentrator <-> DSG
- wymiana gazomierzy na inteligentne u wszystkich odbiorców zasilanych ze strefy bilansowania
- wyposażenie służb DSG w urządzenia przenośne służące do komunikacji z gazomierzami w systemie obchodowym
- instalacja oprogramowania służącego do komunikacji z gazomierzem współpracującego z istniejącymi bazami odczytowymi oraz innymi systemami informatycznymi
- dostosowanie istniejącego serwisu WWW do komunikacji odbiorcy z OSD oraz sprzedawcą gazu

12. Podsumowanie i wnioski

12.1. Podsumowanie działań sektora

- 1) W sektorze gazowym, w spółkach gazownictwa GK PGNiG wdrożenie rozwiązań zbieżnych z systemami inteligentnymi odbywało się głównie u odbiorców zaliczanych do dużego odbioru gazu (taryfy W5 i wyższe). W przypadku niższych taryf (W-1 – W-4), u odbiorców indywidualnych, w niewielkiej skali wdrażane były systemy automatycznego odczytu pomiarów (AMR) - z reguły dla kilkuset, rzadziej kilku tysięcy odbiorców. Niektóre z tych systemów dysponują funkcjami rozszerzonymi i dwukierunkową transmisją danych (np. zdalne zamykanie zaworu szybkozamykającego w gazomierzu odbiorcy). Projekty testowe skupiały się głównie na wdrożeniu rozwiązań umożliwiających zdalny odczyt liczników (przy wykorzystaniu technologii radiowej oraz GSM) oraz zdalne wstrzymanie/przywrócenie dostaw gazu. Kluczowymi korzyściami oczekiwanymi przez sektor z wdrożenia zaawansowanych systemów odczytowych jest zmniejszenie kosztów realizacji funkcji odczytów poprzez zmniejszenie liczby fizycznych obecności inkasenta lub zwiększenie ilości odczytywanych liczników podczas jednej wizyty, uzyskanie dodatkowych danych ułatwiających tworzenie profili odbiorców, możliwość wprowadzenia nowych usług, rozszerzenie systemów pre-paid. Należy podkreślić, iż obecnie częstotliwość odczytu danych pomiarowych jest zróżnicowana w zależności od grupy taryfowej do której zaklasyfikowano odbiorcę oraz od ustaleń zawartych pomiędzy OSD a podmiotem zamawiającym usługę dystrybucyjną.
- 2) W miesiącu czerwcu/lipcu 2010 na zlecenie PGNiG SA zostały wykonane reprezentatywne badania satysfakcji klientów indywidualnych gazownictwa z uwzględnieniem akceptacji rozwiązań w zakresie inteligentnego opomiarowania. Wybrane wnioski z ankiety są następujące:
 - stopień potencjalnej akceptacji nowego produktu (inteligentnego opomiarowania) wynosi zbiorczo 50%-60%
 - istnieje silna terytorialna różnica w akceptacji inteligentnego opomiarowania w zależności od spółki (od 40% do 71% wskazań pozytywnych)
 - im wyższa grupa taryfowa gazu, tym stopień akceptacji był wyższy (rozważano W1, W2, W3)
 - istnieje akceptacja dodatkowych (niewielkich) kosztów, jakie są w stanie ponieść odbiorcy dla uzyskania dodatkowych funkcjonalności związanych z inteligentnym opomiarowaniem
- 3) W 2010 na zlecenie PGNiG SA zrealizowano opracowanie "Analiza stanu istniejącego i propozycje rozwiązań funkcjonalno-organizacyjnych dla rynku opomiarowania u odbiorców indywidualnych w polskim sektorze gazowym; model rynku opomiarowania" w którym przeanalizowano 5 wariantów struktury rynku dla sektora gazowego z uwzględnieniem aspektu inteligentnego opomiarowania. W szczególności zakresem analiz objęte zostały następujące kwestie:
 - aktualny stan rynku opomiarowania u odbiorców indywidualnych w krajowym sektorze gazowym,

- możliwe modele funkcjonowania rynku opomiarowania w polskim sektorze gazowym
- kluczowe założenia dla krajowego rynku opomiarowania odbiorców indywidualnych w sektorze gazowym,
- łańcuch wartości dla danych pomiarowych w sektorze gazowym

Optymalnym modelem funkcjonowania rynku opomiarowania odbiorców indywidualnych na bazie aktualnego stanu w polskim sektorze gazowym jest wariant zakładający pozostawienia zarządzania danymi pomiarowych w ramach spółek OSD (stan obecny) połączone z optymalizacją przebiegu procesów biznesowych w tym zakresie. Należy jednak również monitorować inne możliwe warianty.

- 4) W maju 2011 w GK PGNiG SA został powołany zespół operacyjny ZOIO (z udziałem wszystkich spółek gazowniczych GK) mający koordynować duże pilotaże wdrożeń systemów inteligentnego opomiarowania we wszystkich spółkach, które mają rozpocząć się w 2012 roku. Pilotaże, będą sprawdzać najistotniejsze warianty organizacyjne, technologiczne i funkcjonalne inteligentnego opomiarowania w gazownictwie w taki sposób aby ich realizacja była – mimo iż prowadzona w niezależnych podmiotach sektora - wzajemnie komplementarna
- 5) W maju 2011 PGNiG SA rozpoczął projekt pt. „Analiza techniczna, organizacyjna i ekonomiczna wdrożenia inteligentnego opomiarowania w PGNiG”. Zakończenie prac przewiduje się na maj 2012
- 6) W sierpniu 2011 IGG podjęła prace w sprawie opracowania propozycji tzw. stanowiska regulacyjnego dla URE w odniesieniu do systemów inteligentnego opomiarowania w gazownictwie

12.2. Wnioski i rekomendacje

- 1) Oprócz potencjalnych korzyści związanych ze zwiększeniem efektywności odczytów dla przedsiębiorstw/dostawców gazu i spółek dystrybucyjnych, ułatwieniem rozliczeń energetycznych czekających w przyszłości sektor gazowy, zapewnieniem odbiorcom skuteczniejszej informacji umożliwiającej racjonalizację swojego zużycia, możliwością wprowadzenia dodatkowych/nowych usług, nie występuje szereg korzyści mających miejsce w sektorze elektroenergetycznych bądź korzyści te mają mniejszy zasięg. W szczególności:
 - mniejsze (w stosunku do sektora elektroenergetycznego) korzyści ekonomiczne związane z lepszym bilansowaniem systemu gazowego czy istotnym ograniczeniem strat technicznych i handlowych (szczególnie w przypadku odbiorców indywidualnych)
 - brak możliwości krótkoterminowego i dynamicznego zarządzania popytem na bazie odbiorców indywidualnych
 - ograniczona możliwość wprowadzania nowych produktów i usług energetycznych np. w postaci zmiennych i dynamicznych taryf

- częste wstrzymania i wznowienia dostaw paliwa gazowego wpływają negatywnie na stan instalacji gazowej
- 2) Na gruncie postanowień unijnych aktów prawnych, w szczególności Dyrektywy 2009/73/WE wdrożenie inteligentnych urządzeń pomiarowych jest zalecane i pożądane jakkolwiek nie stanowi bezwzględnego obowiązku państwa członkowskiego i pozostawione zostało ocenie kosztów i korzyści wprowadzenia takiego rozwiązania dla rynku i konsumentów. Obowiązki przedsiębiorstw funkcjonujących na rynku gazu ziemnego zostały przy tym złagodzone w porównaniu – przy wielu zbieżnych celach - do przedsiębiorstw z branży elektroenergetycznej. W przypadku sektora gazowego brak jest obligatoryjnego obowiązku polegającego na wyposażeniu w nowoczesne liczniki gazu odbiorców oraz brak jest ustalonego terminu zobowiązującego do takich działań w przyszłości. Należy przypomnieć o obowiązkach państw członkowskich, na które zgodnie z Dyrektywą 2009/73/WE do dnia 3.09.2012 nałożono obowiązek dokonania oceny ekonomicznej zasadności wprowadzenia systemów inteligentnego opomiarowania w gazownictwie i ustalenia (warunkowego) harmonogramu takich wdrożeń.
 - 3) 22 czerwca 2011 UE opublikowała nową dyrektywę o efektywności energetycznej, która zawiera silne bodźce wspierające rozwój systemów inteligentnego opomiarowania (rozdz.2) mogące na korzyść zmienić rezultaty oceny ekonomicznej takich systemów. Otwarta pozostaje kwestia implementacji (termin, zakres) tej dyrektywy do polskiej legislacji
 - 4) Potencjalna synergia systemów inteligentnego opomiarowania w elektroenergetyce z systemami w gazownictwie powinna uwzględniać specyfikę, potrzeby, równoprawność i integralność sektorów i być wypracowana od początku z udziałem przedstawicieli sektora gazowego
 - 5) Przy ewentualnej realizacji systemów inteligentnego opomiarowania powinny być uwzględnione interesy wszystkich interesariuszy w tym spółek dystrybucyjnych, obrotu oraz odbiorców gazu
 - 6) Należy rozważyć, czy z uwagi na brak w aktualnym rozwiązaniu dla sektora elektroenergetycznego konkretnych rozwiązań na poziomie implementacji dla sektora gazowego (przedstawiono jedynie ideę współpracy), nie byłoby racjonalne opracowanie własnej, uniwersalnej, otwartej na inne media platformy technologicznej (architektury) dla inteligentnego opomiarowania na poziomie odbiorcy



Reasumując, kluczowymi czynnikami decydującymi o szerszym wprowadzenia systemów inteligentnego opomiarowania w sektorze gazowym będzie opłacalność ekonomiczna, sprzyjające zasady regulacji dla tego sektora oraz rozwiązania legislacyjne. Szczególnie istotne będą w tej sytuacji rezultaty prac 4), 5) i 6) z rozdz. 12.1 oraz rozwiązania regulacyjne i prawne przygotowywane przez Ministerstwo Gospodarki, Urząd Regulacji Energetyki i kierowane do Sejmu RP.

12.3. Propozycje dalszych działań.

Zespół branżowy ds. Inteligentnego Opomiarowania przy Izbie Gospodarczej Gazownictwa powinien kontynuować rozpoczęte prace w zakresie:

- zewnętrznym, w tym:
 - śledzenia rozwiązań technologicznych, organizacyjnych oraz prawnych na poziomie krajowym i europejskim odnoszących się zarówno dla rynku gazowego jak i elektroenergetycznego
 - tworzenia i autonomizacji (tam gdzie jest to niezbędne - odrębnych od elektroenergetyki) propozycji regulacji prawnych,
 - uzyskania niedyskryminującej pozycji w stosunku do branży elektroenergetycznej
 - udziału swoich przedstawicieli w pracach zespołów krajowych i międzynarodowych w obszarze inteligentnego opomiarowania reprezentując stanowisko sektora

- wewnętrznym, w tym:
 - wsparcia i koordynacji prac pilotażowych i wdrożeniowych na rzecz firm członkowskich IGG
 - wyboru rekomendowanych technologii, rozwiązań czy zakresów funkcjonalności planowanych nowych systemów w oparciu o wypracowane rozwiązania własne bądź ze szczebla UE;

Bibliografia

- [1] http://www.ure.gov.pl/portal/odb/505/3182/TAK__dla_inteligentnych_licznikow_energii.html
- [2] Smart metering Implementation Programme :Prospectus - Great Britain July 2010
- [3] Standardization mandate to CEN, CENELEC and ETSI in the field of measuring instruments for the development of an open architecture for utility meters involving communication protocols enabling interoperability M/441, SMART METERS CO-ORDINATION GROUP FINAL REPORT (Version 0.7 – 2009-12-10)
- [4] An ERGEG Public Consultation Paper on Draft Guidelines of Good Practice on Regulatory Aspects of Smart Metering for Electricity and Gas ,2010
- [5] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/55/WE (Dz.U. UE z dnia 14 sierpnia 2009 r.)
- [6] Smart metering Implementation Programme :Prospectus - Great Britain July 2010
- [7] An ERGEG Public Consultation Paper on Draft Guidelines of Good Practice on Regulatory Aspects of Smart Metering for Electricity and Gas Ref: E10-RMF-23-03 10 June 2010
- [8] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie efektywności energetycznej zmieniająca a następnie uchylająca dyrektywy 2004/8/WE i 2006/32/WE, 21.06.2011
- [9] Zbudowanie i uzgodnienie modelu rynku opomiarowania i stosowania mechanizmów zarządzania popytem wraz z opracowaniem modeli biznesowych – 2010, opracowanie HP na zlecenie PSE Operator
- [10] Smart Metering UK & Europe Summit and the European Smart Metering Awards, 27-28.01.2011, London
- [11] <http://www.pioo.pl>
- [12] Stanowisko Prezesa URE w sprawie niezbędnych wymagań wobec wdrażanych przez OSD E inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych z uwzględnieniem funkcji celu oraz proponowanych mechanizmów wsparcia przy postulowanym modelu rynku, URE 30.05.2011
- [13] Wnioski i rekomendacje dotyczące zasadności wdrożenia inteligentnego opomiarowania w sektorze elektroenergetycznym w Polsce, Zespół Doradczy przy MG, 27.07.2011
- [14] Uwagi sektora gazowego do projektu Stanowiska Prezesa URE ws. AMI
- [15] Zbudowanie i uzgodnienie modelu rynku opomiarowania i stosowania mechanizmów zarządzania popytem wraz z opracowaniem modelu biznesowych, Etap II: „Ogólny model rynku opomiarowania”. Opracowanie Hewlett Packard przygotowane na podstawie zlecenia PSE Operator S.A.
- [16] Eurogas Distribution Committee, Report on Smart Gas Metering, 2010