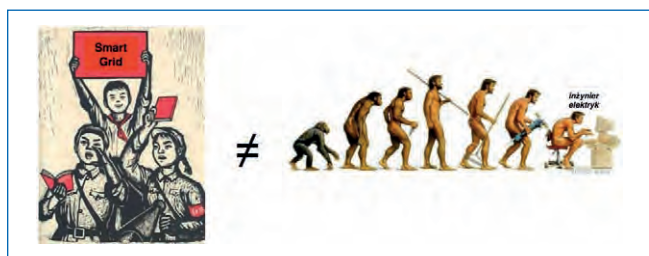


Smart grids – rewolucja czy ewolucja w sektorze gazowym?

Smart grids - revolution or evolution in the gas sector?



Smart rewolucja czy ewolucja?
Źródło: Vattenfall Distribution Poland S.A.¹⁾

Polskie gazownictwo czeka w najbliższym czasie ogromne wyzwanie - wprowadzenie w życie idei smart metering - inteligentnych systemów pomiarowych oraz smart grid - inteligentnych sieci energetycznych²⁾. Zgodnie z tzw. Dyrektywą Gazową UE³⁾ państwa członkowskie mają obowiązek wykonania ekonomicznej oceny długoterminowych kosztów i korzyści wdrożenia systemów inteligentnego opomiarowania w gazownictwie do 3 września 2012 roku. Rozwiązania i wdrożenia systemów inteligentnego opomiarowania, np. klasy AMI (Advanced Metering Infrastructure), są praktycznie przesądzone dla polskiej branży gazowej, ale trudno przewidzieć na obecnym etapie, jakie będą to technologie, tym bardziej że formalnoprawna i powszechnie przyjęta definicja systemów inteligentnego opomiarowania wciąż nie istnieje.

¹⁾ Grafikę zaprezentował Janusz Kurpas Wicedyrektor ds. Planowania i Rozwoju Sieci, Vattenfall Distribution Poland S.A. w czasie wystąpienia na „Smart Communications & Technology Forum”, 12.10.2011, Warszawa, organizator CBE Polska: <http://cbepolska.pl/smart-communications-and-technology-forum.html> (dostęp z dnia 15.10.2011).

²⁾ Już w grudniu 2008 r. Urząd Regulacji Energetyki zaprezentował studium wykonalności Smart Meteringu w Polsce. Studium zawiera analizę wszystkich aspektów związanych z wdrożeniem inteligentnego opomiarowania: koszty, sprawy techniczne, sytuację prawną i społeczno - ekonomiczną. Zarysowuje ono dodatkowo zakres prac i określa harmonogram dla pełnego wdrożenia systemu w naszym kraju. Zakłada się, iż implementacja całego systemu zajmie do 10 lat.

³⁾ 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 14 sierpnia 2009 r.).

Moda na smart

Tematem numer jeden na ustach całej branży elektroenergetycznej w Polsce jest smart metering, czyli system inteligentnego opomiarowania. Umożliwia on operatorom energetycznym pomiary jakości energii na zewnętrznych obszarach sieci, co ułatwia z kolei przewidywanie zapotrzebowania na energię z dużą dokładnością czasową i geograficzną, pozwala również reagować na zmiany zapotrzebowania tam, gdzie w okresach szczytu ogranicza się jej pobór lub wyłącza urządzenia⁴⁾.



Moda na smart
Źródło: Vattenfall Distribution Poland S.A.

Jeszcze kilka czy kilkanaście lat temu systemy inteligentnego opomiarowania (smart meteringu – oba te pojęcia będą używane wymiennie) czy ich wersje uproszczone nazywane systemami AMR (Automatic Meter Reading) uznawane były za ciekawostkę technologiczną czy innowację, która może znaleźć jedynie lokalne zastosowanie w systemach odczytowych takich mediów, jak elektryczność, gaz, woda. Ostatni okres w istotny sposób zmienił to podejście. Bezwzględnie prokonsumenckie nastawienie Unii Europejskiej, problemy energetyczne - w tym związane z emisją gazów cieplarnianych oraz z koniecznością zwiększania efektywności energetycznej (program 3 x 20%) oraz

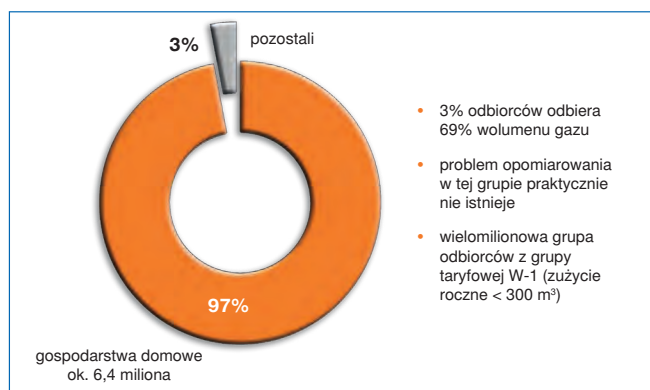
⁴⁾ C.T. Szyjko, Znaczenie inteligentnego opomiarowania dla sieci przesyłowych, [w:] Wiadomości Naftowe i Gazownicze, nr 5(157), Kraków 2011, s. 9-14. ISSN 1505-523X.

nowe możliwości zarządzania popytem, koncepcja smart grids, idea możliwości generowania energii (i oddawania do sieci) przez indywidualnych odbiorców (prosumentów) - spowodowały, że smart metering stał się nie tylko modną alternatywą technologią odczytową, ale po prostu koniecznością i czymś znacznie poważniejszym – zmianą filozofii w kontakcie z odbiorcą /klientem⁵⁾.

Systemy inteligentnego opomiarowania są już wdrażane w państwach UE (w tym w Polsce); równolegle dopiero trwają prace (na poziomie UE, tzw. mandat M/441 - komunikacja, funkcjonalność). Podkreślimy jednak, że dopiero wykonanie pełnej analizy kosztów i korzyści wdrożenia systemów inteligentnego opomiarowania w gazownictwie da podstawę do podjęcia dalszych decyzji. Materiały opublikowane przez ERGEG⁶⁾ wskazują, że dla sektora gazowego w sześciu krajach analizy takie (cost analysis benefits) zostały już przeprowadzone, a w 14 krajach unijnych są aktualnie realizowane lub będą przeprowadzone w najbliższym czasie.

Obowiązki państw członkowskich Unii Europejskiej w zakresie instalacji inteligentnych urządzeń pomiarowych w sieciach gazowych uregulowane są w Dyrektywie 2006/32/WE w sprawie efektywności końcowej wykorzystania energii i usług energetycznych oraz Dyrektywie 2009/73/WE (tzw. Gazowej), dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego.

Przytoczone dyrektywy unijne nie ustanawiają bezwzględnego obowiązku dla państw członkowskich UE wdrożenia inteligentnego opomiarowania w przedsiębiorstwach gazowniczych. Potrzebę oraz celowość takiego wdrożenia uzależnia się od pozytywnej oceny skutków społecznych i ekonomicznych, jakie mogą być uzyskane w przypadku dokonania wdrożenia w danym państwie. Jednakże podkreślić należy, iż wdrożenie inteligentnych urządzeń pomiarowych może okazać się rozwiązaniem niezbędnym w celu osiągnięcia przez państwo członkowskie rezultatu zakładanego przez każdą z dyrektyw w zakresie poprawy efektywności energetycznej⁷⁾.



Struktura ilościowa klientów gazownictwa

Źródło: D.Dzirba⁸⁾

⁵⁾ D. Dzirba, Smart metering w gazownictwie – jaka przyszłość?, Biuro Rozwoju PGNiG SA. 2011.

⁶⁾ Summary of Member State experiences on cost benefit analysis (CBA) of smart meters 2 February 2011, Raport ERGEG/CEER, Ref: C11-RMC-44-03.

⁷⁾ C.T. Szyjko, Technologie smart w służbie polskiej energetyki, [w:] Czysta Energia, nr 6(118), Poznań 2011, s. 29-32. ISSN 1643 126X.

⁸⁾ Materiały Konferencji „Zaawansowane systemy pomiarowe - smart metering w elektroenergetyce i gazownictwie”, Warszawa, 23-24.03.2010 r. www.ptpiree.pl (dostęp z dnia 15.10.2011).

Metody pomiaru gazu

Pomiar ilości gazu można wykonać różnymi metodami:

- przez pomiar objętości (gazomierz miechowy, rotorowy, bębnowy),
- przez pomiar prędkości (gazomierz turbinowy, zwężkowy, ultradźwiękowy, wirowy),
- przez pomiar masy (gazomierz Coriolisa).

Metody wykorzystujące pomiar objętości i prędkości nie dają dokładnej informacji o ilości gazu, ponieważ ten parametr silnie zależy od wartości ciśnienia i temperatury. Dla celów domowych stosowane są powszechnie gazomierze miechowe (komorowe). Tego typu urządzenia zawierają dwie komory pomiarowe, z których każda wyposażona jest w elastyczną, nieprzepuszczalną dla gazu membranę. Membrany połączone są układem dźwigniowym z zaworami sterującymi przepływem gazu.

W rezultacie gaz wlotowy jest wciągany (pod wpływem różnicy ciśnienia gazu wlotowego i wylotowego) z jednej strony membrany i jednocześnie z drugiej wyłuszczany do części wylotowej gazomierza. Natomiast po przełączeniu zaworów gaz wlotowy wciągany jest z przeciwnej strony membrany. Ruch dźwigni przekazywany jest na liczydło mechaniczne gazomierza. W domowych miernikach gazu nie uwzględnia się wpływu ciśnienia i temperatury.

Systemy pomiarowe powinny umożliwiać automatyczny odczyt danych pomiarowych i ich archiwizację łącznie z opisem; powinny automatyzować proces przetwarzania, zarządzania oraz korzystania z danych pomiarowych; powinny dostarczać pełnych informacji na temat zużycia energii, łącznie z kosztami emisji dwutlenku węgla, zdalnie (dane historyczne) lub lokalnie dla klientów (dane w czasie rzeczywistym); powinny sprzyjać wzrostowi efektywności wytwarzania energii oraz zachęcać do bardziej racjonalnego użytkowania zasobów energetycznych.

Smart metering powinny zapewniać:

- dokładny pomiar zużycia gazu,
- infrastrukturę transmisji danych,
- środowisko informatyczne dostosowane do ilości danych,
- system fakturowania zorientowany na konsumenta,
- lokalne wyświetlanie danych o zużyciu energii⁹⁾.

Podstawowym wymogiem jest standaryzacja nowych technologii i systemów w celu umożliwienia skutecznej integracji poszczególnych elementów. Inteligentne systemy pomiarowe będą działać jak katalizator dla innych rozwiązań technologicznych, takich jak inteligentne domy i mieszkania.

Gazowa legislacja unijna

Rynek wewnętrzny gazu ziemnego, który od 1999 r. jest stopniowo realizowany w całej Wspólnocie, ma na celu: zapewnienie prawdziwej możliwości wyboru wszystkim konsumentom w Unii Europejskiej, bez względu na to czy są to obywatele, czy przedsiębiorstwa, stworzenie nowych możliwości gospodar-

⁹⁾ C.T. Szyjko, Znaczenie smart meteringu oraz smart gridu, [w:] Przegląd Energetyczny, nr 3 (63), Wyd. Izby Gospodarczej Energetyki i Ochrony Środowiska, s. 22-26, ISSN 1641-7992.

czych oraz zwiększenie poziomu handlu transgranicznego, aby osiągnąć w ten sposób zwiększenie wydajności, konkurencyjne ceny i wyższe standardy usług oraz przyczynić się do bezpieczeństwa dostaw i stabilności. Dyrektywa 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego wniosła znaczący wkład w tworzenie takiego rynku wewnętrznego gazu ziemnego¹⁰.

W komunikacie Komisji z dnia 10 stycznia 2007 r. zatytułowanym „Polityka energetyczna dla Europy” zwrócono uwagę na zasadnicze znaczenie dokończenia budowy rynku wewnętrznego gazu ziemnego oraz stworzenia równych warunków działania dla wszystkich przedsiębiorstw gazowych mających siedzibę we Wspólnocie. Komunikaty Komisji z dnia 10 stycznia 2007 r. zatytułowane „Perspektywy rynku wewnętrznego energii elektrycznej i gazu” oraz „Dochodzenie w ramach art. 17 rozporządzenia (WE) nr 1/2003 w odniesieniu do europejskich sektorów gazu i energii elektrycznej” (raport końcowy) wykazały, że obecne zasady i środki nie zapewniają niezbędnych ram dla osiągnięcia celu, jakim jest właściwie funkcjonujący rynek wewnętrzny. Zasady dotyczące rozdziału prawnego i funkcjonalnego przewidziane w dyrektywie 2003/55/WE nie doprowadziły jednak do skutecznego wydzielenia operatorów systemów przesyłowych. Na posiedzeniu w dniach 8 i 9 marca 2007 r. Rada Europejska wezwała w związku z tym Komisję do opracowania wniosków legislacyjnych w zakresie „skutecznego oddzielenia działalności w zakresie dostaw i produkcji od eksploatacji sieci”. W konsekwencji uchylono dyrektywę 2003/55/WE przyjmując dnia 13 lipca 2009 nową dyrektywę nr 2009/73/WE, dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego, która stwierdza m.in.:

...Państwa członkowskie zapewnią wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych, które pozwolą na aktywne uczestnictwo konsumentów w rynku dostaw gazu...

...Wdrożenie tych systemów pomiarowych może być uzależnione od ekonomicznej oceny wszystkich długoterminowych kosztów i korzyści dla rynku oraz indywidualnego konsumenta lub od oceny, która forma inteligentnego pomiaru jest uzasadniona z ekonomicznego punktu widzenia i najbardziej opłacalna oraz w jakim czasie ich dystrybucja jest wykonalna. Ocena taka odbywa się w terminie do dnia 3 września 2012 r.

...Należy umożliwić oparcie wprowadzenia inteligentnych systemów pomiarowych na ocenie gospodarczej. Jeżeli z oceny takiej wyniknie, że wprowadzenie tego rodzaju systemów pomiarowych jest racjonalne z gospodarczego punktu widzenia i opłacalne tylko dla konsumentów o określonym poziomie zużycia gazu, państwa członkowskie powinny móc to uwzględnić przy wdrażaniu inteligentnych systemów pomiarowych....

...niezbędne jest zapewnienie konsumentom odpowiednich informacji o rzeczywistym zużyciu i kosztach gazu dostateczną częstotliwością, tak aby mogli dostosowywać swoje zużycie gazu. Informacje te podawane są w odpowiednich przedziałach czasowych uwzględniających możliwości posiadanych przez odbiorcę urządzeń pomiarowych. W należyty sposób uwzględnia się opłacalność takich środków. Konsumenta nie obciąża się żadnymi dodatkowymi kosztami tej usługi...

¹⁰ Dz.U. L 176 z 15.7.2003, s. 57.

...w celu promowania efektywności energetycznej państwa członkowskie lub - w przypadku gdy państwo członkowskie tak postanowiło - organ regulacyjny, zdecydowanie zalecają przedsiębiorstwom gazowym optymalizację wykorzystania gazu, na przykład poprzez dostarczanie usług w zakresie zarządzania energią, rozwój innowacyjnych formuł cenowych lub poprzez wprowadzanie, w stosownych przypadkach, inteligentnych systemów pomiarowych lub inteligentnych sieci¹¹.

Definicje inteligentnego opomiarowania

Inteligentne sieci energetyczne (ang. smart grid) to kompleksowe rozwiązania energetyczne pozwalające na łączenie, wzajemną komunikację i optymalne sterowanie rozproszonymi dotychczas elementami infrastruktury energetycznej – po stronie producentów jak i odbiorców energii - które umożliwią wzajemną wymianę i analizę informacji, a w efekcie - optymalizowanie decyzji o zużyciu lub dystrybucji gazu¹².

Zdaniem uczestników „Smart Communications & Technology Forum”, które odbyło się w dniu 12 października 2011 r. w Warszawie¹³, w ustawodawstwie europejskim, jak również polskim, nie została wypracowana jak dotąd jedna, spójna definicja legalna inteligentnego opomiarowania. Możliwe jest jedynie zdefiniowanie tego pojęcia poprzez wskazanie zestawu funkcjonalności wymaganych przepisami prawa, stanowiących korzyści dla odbiorców energii i przedsiębiorstw energetycznych.

Analiza dokumentów unijnych pozwala na stwierdzenie, że Komisja Europejska interpretuje technologie smart jako: „sieć elektryczną, która w efektywny kosztowo sposób może integrować zachowania i działania wszystkich użytkowników do niej przyłączonych - wytwórców, konsumentów i tych, którzy zarówno są konsumentami jak i wytwórcami. Celem takiej integracji jest zapewnienie efektywnego kosztowo, niezawodnego systemu energetycznego z małymi stratami i wysokim poziomem bezpieczeństwa dostaw¹⁴”.

W wielu aspektach sektor elektroenergetyczny jest o wiele bardziej „smart”, m.in. dlatego, że rozpoczęły się w nim już konkretne wdrożenia na bardzo dużą skalę. 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 oraz terminologii dla sektora gazowniczego, który ma jednak swoją specyfikę. Różnice i podobieństwa obu sektorów pokazuje tabela 1.

¹¹ Pełny tekst na stronie www Ministerstwa Gospodarki: www.mg.gov.pl/files/.../09.07.13_Dyrektywa%202009_73_WE.pdf (dostęp z dnia 15.10.2011).

¹² C.T. Szyjko, Inteligentna sieć a rozwój funkcji logistyczno - dystrybucyjnej w polskiej energetyce, *Logistyka* (czasopismo Instytutu Logistyki i Magazynowania), Poznań, nr 4/2011, s. 48-49. ISSN 1231-5478.

¹³ <http://cbepolska.pl/smart-communications-and-technology-forum.html> (dostęp z dnia 15.10.2011).

¹⁴ http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/taskforce_en.htm (dostęp z dnia 15.10.2011).

Porównanie gazownictwa i elektroenergetyki (Źródło: D.Dzirba¹⁾)

	Gazownictwo	Elektroenergetyka
Liczba odbiorców indywidualnych (gospodarstw domowych)	> 6 mln	> 16 mln
Możliwość magazynowania danego typu nośnika energii na dużą skalę (cechy akumulacyjne systemu)	jest	brak
Wpływ wyłączenia (odpowiedniej liczby) odbiorników na system w krótkim horyzoncie czasowym	brak	jest
Liczba i różnorodność urządzeń wykorzystujących dany nośnik energii	mała	duża
Możliwość wprowadzenia na szeroką skalę zmiennych, dynamicznych taryf	mała	duża
Zróżnicowanie zużycia wśród różnych grup odbiorców indywidualnych	duże	małe/średnie
Wpływ zużycia od czynników niezależnych (pogoda itp.)	duży	mały/średni
Możliwość zmiany przyzwyczajzeń klientów co do pory i wielkości wykorzystania	znikoma	jest (w pewnym ale zauważalnym zakresie)
Możliwość zdalnego wyłączenia odbioru (przy odpowiednim wyposażeniu licznika)	jest	jest
Możliwość zdalnego włączenia odbioru (przy odpowiednim wyposażeniu licznika)	brak	jest
Dostępność/możliwość wykorzystania w liczniku stałego źródła zasilania	brak	jest
Występowanie problemów iskrobezpieczeństwa w liczniku	jest	brak
Praca licznika w warunkach wewnętrznych (w tym w temp. bardzo niskich)	jest	brak
Liczba transmitowanych danych z urządzenia pomiarowego	mała	duża
Możliwość (potencjalna) występowania odbiorcy indywidualnego jako źródło lokalne	brak	jest
Możliwość tworzenia sieci inteligentnych na bazie indywidualnych odbiorców	brak	jest

¹⁾ Materiały Konferencji „Zaawansowane systemy pomiarowe - smart metering w elektroenergetyce i gazownictwie”, Warszawa, 23-24.03.2010 r. www.ptpiree.pl (dostęp z dnia 15.10.2011).

Grupy funkcjonalności

Zakres funkcji, które ma spełniać smart metering w gazownictwie jest kluczowy dla dalszych analiz (w tym ekonomicznej i organizacyjnej). Poniżej przedstawione zostaną propozycje kilku organizacji europejskich. W Raplocie Eurogas, przywołując ustalenia CEN-CENELEC-ETSI Smart Meters Coordination Group, określa się 6 podstawowych grup funkcjonalności dla inteligentnego opomiarowania w gazownictwie¹⁵⁾.

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, przygotowanym na potrzeby rynku brytyjskiego, zostały zdefiniowane poniżej wymienione, główne funkcjonalności dla gazu.

- A. Zdalne dostarczanie wiarygodnych odczytów/informacji dla zdefiniowanego okresu 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) oparta 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-paid¹⁶⁾.

W ramach prac Zespołu ds. Inteligentnego Opomiarowania działającego przy Izbie Gospodarczej Gazownictwa, na bazie propozycji europejskich i własnych analiz, sformułowano wstępną propozycję funkcjonalności operacyjnej dla systemów inteligentnego opomiarowania polskiego gazownictwa. Podział funkcjonalności na dwie grupy (podstawową i dodatkową) ma ułatwić ewentualny proces wdrażania i zwiększyć jego ekonomikę.

Funkcjonalność podstawowa

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

Funkcjonalność dodatkowa

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

Podział funkcjonalności

Źródło: <http://www.igg.pl>

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

¹⁵⁾ Eurogas Distribution Committee, Report on Smart Gas Metering, 2010.

¹⁶⁾ Smart metering Implementation Programme: Prospectus - Great Britain, July 2010.

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 szybko zamykającego 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.

Korzyści dla odbiorców

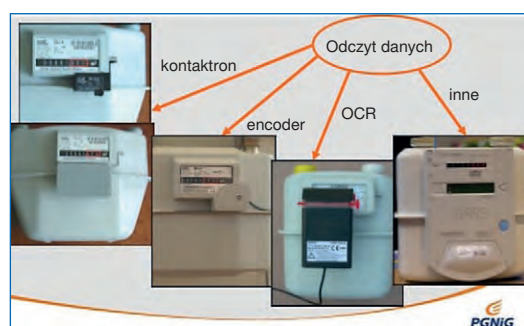
Zakłada się, że system inteligentnego opomiarowania dla gazownictwa będzie miał następującą minimalną funkcjonalność: automatyczny i programowalny odczyt zużycia paliwa gazowego i/lub innych niezbędnych parametrów paliwa gazowego oraz przetwarzanie odczytanych danych w zakresie umożliwiającym rozliczenie oraz łatwą kontrolę zużycia przez odbiorcę indywidualnego, możliwość magazynowania danych oraz udostępniania w trybie on-line danych bieżących i archiwalnych dla odbiorcy i dostawcy w sposób gwarantujący poufność danych i zabezpieczenie przed dostępem stron nieuprawnionych oraz dwukierunkową komunikację pomiędzy urządzeniami pomiarowymi/odbiorcą a dostawcą usługi/paliwa gazowego, umożliwiającą interaktywność oraz aktywność każdej ze stron.

Korzyści dla klientów polegają głównie na umożliwieniu odbiorcy świadomego zarządzania zużyciem energii oraz na aktywnym uczestnictwie w rynku energii. Poprzez lepszy dostęp do danych pomiarowych odbiorca może:

- dostosowywać taryfy do indywidualnych swoich potrzeb,
- dostosowywać częstotliwości rozliczeń za użytą energię odpowiednio do swoich możliwości i potrzeb,
- ograniczać zużycie energii przez poprawę efektywności jej zużycia (tzw. racjonalne używanie energii),
- optymalnie i wymiennie korzystać z różnych źródeł energii odpowiednio do swoich potrzeb,
- korzystać bez ograniczeń z procedury zmiany sprzedawcy energii¹⁷.

Co się zaś tyczy korzyści dla przedsiębiorstw energetycznych, to polegają one głównie na:

- zwiększeniu częstotliwości, jakości i skuteczności odczytów m.in. poprzez dostosowanie częstotliwości odczytów do profilu zużycia odbiorcy,
- zminimalizowaniu zjawiska nieuprawnionego poboru i kradzieży energii,
- lepszym zarządzaniu kontami odbiorców,
- usprawnieniu procesu windykacji,
- zwiększeniu szybkości przepływu środków pieniężnych,
- poprawie jakości świadczenia usług poprzez: lepszy marketing, szybszą reakcję na reklamacje odbiorców, lepszą ocenę potrzeb odbiorców,
- poprawie organizacji przedsiębiorstwa poprzez: zwiększenie możliwości w zakresie taryfikowania, wprowadzenie rozliczeń w jednostkach energii, ułatwienie procesu wstrzymania i wznowienia dostaw gazu, zmiany sprzedawcy gazu,
- zwiększenie bezpieczeństwa pracy sieci gazowej i instalacji gazowych.



Różne metody odczytu w systemach inteligentnego opomiarowania w gazownictwie

Źródło: PGNiG

Model programu modernizacji

Przykładowy program modernizacji układów pomiarowych można podzielić na trzy podstawowe obszary wdrożeniowe.

Obszar dużego odbioru – obejmujący wyposażenie punktów dostaw gazu i punktów dużego odbioru gazu (taryf od W-5 do W-10) w elektroniczne układy pomiarowe i lokalnej automatyki, umożliwiające bieżące przeliczanie, archiwizowanie i prezentowanie wyników pomiarów oraz telemetryczny przekaz odczytów do systemów SCADA i billingowych KSG.

Obszar małego odbioru – obejmujący wyposażenie punktów odbioru gazu taryf od W-1 do W-4 w gazomierze elektroniczne lub elektroniczne urządzenia współpracujące z gazomierzami mechanicznymi, umożliwiające zdalny odczyt wskazań, zdalną zamianę parametrów pracy oraz wykrywanie ingerencji osób trzecich w pracę układu pomiarowego.

Obszar systemów wsparcia – obejmujący opracowanie i wdrożenie systemów centralnego zbierania i przetwarzania danych pomiarowych oraz nadzoru nad obiektowymi układami pomiarowymi, tj.: system SCADA, systemy billingowe, pomiary parametrów jakościowych gazu oraz systemy łączności telemetrycznej i teleinformatycznej.

Taki program został opracowany np. w *Karpackiej Spółce Gazownictwa* w latach 2003-2004. Jego celem było takie przeprowadzenie przebudowy istniejących układów pomiarowych

¹⁷ A.Jarek, Biuro Pomiarów i Łączności, Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. Konferencja „Smart Communications & Technology Forum”, Warszawa, 12.10.2011, organizator CBE Polska: <http://cbepolska.pl/smart-communications-and-technology-forum.html> (dostęp z dnia 15.10.2011).

oraz wdrożenie nowych systemów okołopomiarowych, aby w okresie około 10 lat osiągnąć następujące efekty:

- maksymalnie zmniejszyć pozorne straty gazu w sieci dystrybucyjnej, będące efektem nieprawidłowego, zbyt rzadkiego i niedokładnego pomiaru,
- zwiększyć częstotliwości odczytów układów pomiarowych,
- maksymalnie zautomatyzować procesy odczytowe i przetwarzania danych pomiarowych,
- umożliwić częstsze i dokładniejsze bilansowanie gazu w całym systemie dystrybucyjnym i wyznaczonych strefach dystrybucyjnych,
- umożliwić w przyszłości rozliczanie odbiorców w jednostkach energii,
- poprawić obsługę odbiorców gazu w zakresie odczytów i swobodnego dostępu do informacji o odczytach,
- usprawnić i przyspieszyć proces windykacji, tj. wstrzymania i wznowienia usługi dostawy gazu,
- zwiększyć skuteczność wykrywania nielegalnego poboru gazu i kradzieży gazu,
- przyspieszyć przepływ środków pieniężnych,
- zmniejszyć koszty wykonywanych odczytów,
- umożliwić efektywnie zarządzanie środkami inwestycyjnymi i remontowymi,
- zwiększyć bezpieczeństwo pracy sieci i instalacji gazowych¹⁸⁾.

Modernizacja układów pomiarowych dużego odbioru

W ramach obszaru dużego odbioru celowe jest przeprowadzenie montażu elektronicznych przeliczników przepływu gazu we wszystkich punktach dostaw gazu i w punktach odbioru gazu pracujących na wysokim i średnim ciśnieniu (ok. 1350 punktów pomiarowych), wykonanie w większości z nich telemetrycznego przekazu danych (ponad 1300 punktów pomiarowych) oraz montażu elektronicznych rejestratorów szczytów godzinowych w punktach odbioru gazu pracujących na niskim ciśnieniu (ok. 5700 punktów odbioru gazu) wraz z telemetrycznym przekazem danych (wiadomości SMS z ponad 5500 punktów pomiarowych). Na rysunku przedstawiono elektroniczne przeliczniki przepływu gazu sieciowe i bateryjne. Są to układy pomiarowe na wysokim i średnim ciśnieniu, które:

- współpracują, w zależności od wersji, z gazomierzami: zwężkowymi, turbinowymi, rotorowymi i ultradźwiękowymi,
- w zależności od modelu występują: w wykonaniu iskrobezpiecznym i nieiskrobezpiecznym, z zasilaniem sieciowym (230V AC) lub bateryjnym (wbudowane akumulatory),
- wykonują przeliczanie objętości zliczonego gazu na warunki bazowe ($P = 101,325 \text{ kPa}$; $T = 0^\circ\text{C}$), jego energię, gęstość i ciepło spalania, na podstawie pomiarów przepływu rzeczywistego, ciśnienia, temperatury i składu gazu,
- wypracowują alarmy wraz z parametrami mającymi związek ze zdarzeniem alarmowymi,
- archiwizują wykonane pomiary i wartości wyliczone (z kwantem 12-minutowym), oraz wykryte zdarzenia (w trybie on-line),

¹⁸⁾ http://www.ksgaz.pl/?jsessionid=5A44285CDDA25090014DD-7432C558AB3.pgnigapposd2_1 (dostęp z dnia 15.10.2011).

- wyposażone są w porty komunikacyjne (standardowo – 2 RS232/RS485), z obsługą protokołów GazModem-1 lub GazModem-2 i opcjonalnie protokołu ModBus RTU,
- w wykonaniu rozszerzonym mogą być wyposażone w dodatkowe: wejścia i wyjścia analogowe, wejścia i wyjścia cyfrowe, porty komunikacyjne,
- posiadają wbudowany mechanizm ograniczonego dostępu i ochrony danych zarejestrowanych.



Modele elektronicznych przeliczników przepływu gazu

Źródło: A.Jarek, Biuro Pomiarów i Łączności, Karpacka Spółka Gazownictwa

Natomiast elektroniczne rejestratory szczytów godzinowych to układy pomiarowe na niskim ciśnieniu, które:

- współpracują z gazomierzami miechowymi wyposażonymi w nadajnik impulsów,
- rejestrują objętość gazu wraz z maksymalnym godzinowym poborem gazu,
- posiadają wejście dwustanowe do współpracy ze stykiem kontrolnym gazomierza, co umożliwi wykrycie zakłócenia pracy gazomierza,
- w zależności od wersji wykonania wyposażone są w port komunikacyjny lub wbudowany moduł GSM z zintegrowaną wewnętrzną anteną,
- automatycznie przekazują dane pomiarowe za pomocą sieci GSM (SMS) do serwera centrum zbiorczego,
- umożliwiają konfigurowanie harmonogramu raportowania, tym samym dostosowując charakter odczytów do potrzeb wynikających z obowiązujących taryf oraz indywidualnych wymagań stron rozliczających się,
- posiadają wbudowany mechanizm umożliwiający ograniczenie dostępu do danych zarejestrowanych przez osoby nieupoważnione.



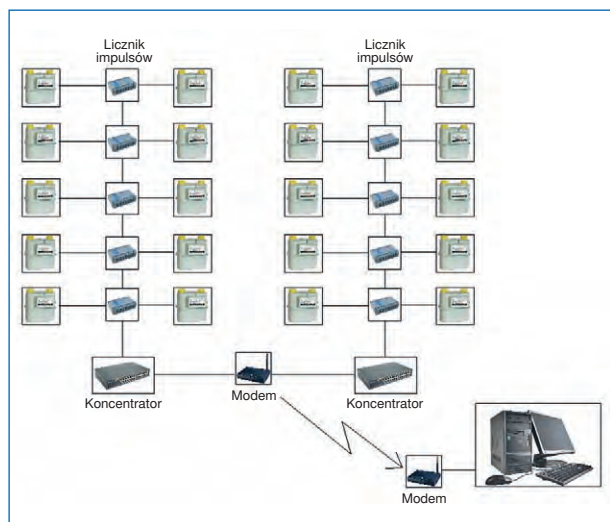
Modele rejestratorów szczytów godzinowych

Źródło: A.Jarek, Biuro Pomiarów i Łączności, Karpacka Spółka Gazownictwa

Obszar małego odbioru

Działania w tym zakresie związane są głównie z poszukiwaniem rozwiązań systemowych umożliwiających zautomatyzowanie odczytów u odbiorców taryf W-1 do W-4, z jednoczesnym zwiększeniem częstotliwości odczytów i obniżeniem kosztów ich realizacji. Obecnie w Polsce testuje się różne rozwiązania. Na uwagę zasługuje wdrożenie pilotażowe systemu

AMR w wersji przewodowego odczytu gazomierzy domowych zainstalowanych u odbiorców taryf W-1 i W-2 w Tarnowskim Towarzystwie Budownictwa Społecznego (TTBS). Od roku 2006 wdrożeniem objęto ok. 500 gazomierzy zamontowanych w budynkach TTBS.



Schemat systemu AMR przewodowego
Źródło: <http://www.tarnowskietbs.pl/aktualnosci.php>

Wśród zalet wdrożonego systemu AMR przewodowego (TTBS) wymienia się:

- bardzo dużą niezawodność pracy systemu,
- możliwość odczytu wskazań gazomierzy wg ustalonego harmonogramu odczytowego lub wręcz w trybie on-line,
- możliwość archiwizacji danych odczytowych z dowolnym kwantem odczytowym,
- możliwość rozbudowy systemu w kierunku systemu AMM (Advanced Metering Management), tj. z komunikacją dwukierunkową,
- system może być wykorzystywany do odczytów urządzeń pomiarowych różnych dostarczanych mediów.

System AMR w wersji radiowej

Po uzyskanych doświadczeniach z wdrożenia systemu AMR w wersji przewodowej trwają poszukiwania doskonalszego systemu zdalnego odczytu gazomierzy:

- o podobnych własnościach, lecz niewymagającego ponoszenia wysokich kosztów montażu instalacji teletechnicznych oraz umożliwiającego zdalny odczyt gazomierzy zamontowanych w budynkach jednorodzinnych rozproszonych na dużym obszarze,
- umożliwiającego jego wdrożenie stopniowo i planowo,
- sprawiającego, aby efekty wdrożeniowe systemowe i finansowe mogłyby być już odczuwalne dla KSG od samego początku wdrożenia,
- umożliwiającego łagodne przejście z obecnego, tradycyjnego sposobu odczytu (inkasenckiego) do nowego, zdalnego i w pełni zautomatyzowanego.

W latach 2007-2008 firma *AIUT sp. z o.o.* przeprowadziła projekt badawczo-rozwojowy oceny przydatności i możliwości eksploatacji w KSG systemu AMR w wersji radiowego odczytu gazomierzy domowych odbiorców taryf W-1 do W-3¹⁹⁾. Projekt objął: 1150 gazomierzy wyposażonych w przystawki radiowe do zdalnego odczytu i 50 specjalistycznych gazomierzy wyposażonych w zdalny odczyt i zdalnie sterowany zawór odcięcia wznowienia dostaw paliwa gazowego. Podczas projektu przetestowano pracę systemu w dwóch wersjach:

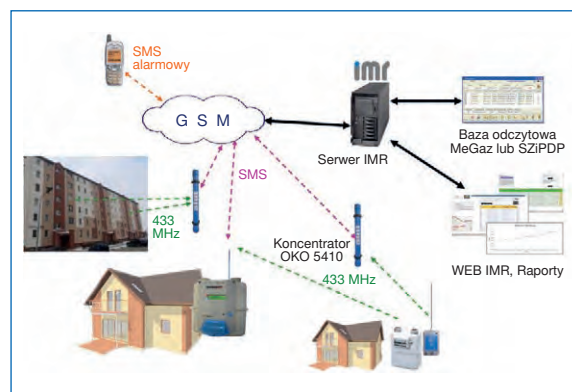
- wersji obchodowej (półautomatycznej),
- wersji stacjonarnej (w pełni automatycznej).

W wersji obchodowej odczyt wykonywany jest automatycznie przez inkasentów przy użyciu mikrokomputerów przenośnych typu PSION lub PDA wyposażonych w przystawki radiowe. Dane odczytowe z urządzeń PSION są szczytowane następnie do systemu bilingowego, gdzie podlegają dalszemu przetwarzaniu.



Schemat systemu obchodowego
Źródło: www.aiut.com.pl

W systemie stacjonarnym odczyt jest automatyczny przy użyciu koncentratorów GSM. Odczyty są automatycznie zbierane w określonych interwałach czasowych przez koncentratory i automatycznie przesyłane siecią GSM (wiadomości SMS lub pakiety GPRS) do systemu bilingowego, gdzie podlegają dalszemu przetwarzaniu.



System stacjonarny z użyciem koncentratorów
Źródło: www.aiut.com.pl

¹⁹⁾ <http://www.aiut.com.pl/stronaA.php?KOD=zesp01&LNG=PL> (dostęp z dnia 15.10.2011).

Znaczenie radiowych przystawek

Firmy produkujące liczniki zużycia mediów wyposażają swoje urządzenia w różne możliwości komunikacyjne. Ma to na celu umożliwienie coraz powszechniej stosowanego zdalnego odczytu liczników oraz poznanie bardziej szczegółowych danych na temat zużycia mediów. Rozwiązania stosowane w warunkach przemysłowych powinny spełniać nie tylko wymagania czasu rzeczywistego, ale również ostre warunki dotyczące bezpieczeństwa transmisji danych. Odbiorca musi mieć pewność, że dane, które do niego docierają są identyczne z danymi, które wysłał nadawca (integralność danych). Cel ten jest osiągalny za pomocą zabezpieczeń nadmiarowych treści pakietu (słowo kontrolne). W przypadku sieci radiowych bardzo istotna jest również poufność transmisji. Transmitowane dane powinny być nieczytelne dla nieupoważnionych stron (osób lub procesów). Realizacja tej kwestii wymaga użycia metod szyfrowania.

Aktualnie zdecydowana większość rozwiązań gazomierzy z funkcją zdalnego odczytu polega na uzupełnieniu tradycyjnego mechanicznego urządzenia pomiarowego o zewnętrzną przystawkę elektroniczną, rejestrującą obroty jednego z elementów liczydła, wykonującą niezbędne przetwarzanie danych pomiarowych i obsługującą moduł komunikacyjny.

Radiowe przystawki do gazomierzy miechowych (rejestratory impulsów):

- przeznaczone są dla gazomierzy miechowych dowolnego typu i producenta,
- zliczają impulsy z gazomierza wyposażonego w nadajnik impulsów,
- podłączane są bezpośrednio do gazomierza i mogą być instalowane wewnątrz szafki gazowej (posiadają znak CE i certyfikat ATEX dla strefy 2),
- wykorzystują do transmisji danych nielicencjonowane pasmo radiowe 433.925 MHz,
- wysyłane dane o stanie gazomierza są w trybie „blind” z częstotliwością konfigurowalną,
- dane pomiarowe wysyłane są w formie kodowanej,
- zasilane są z wewnętrznej baterii litowej umożliwiającej nieprzerwaną ich pracę przez ok. 10 lat,
- w wybranych wersjach mogą rejestrować dane godzinowe wraz z wartościami maksymalnego godzinowego odbioru.



Rejestrator impulsów w gazomierzu miechowym

Źródło: www.atm.biz.pl/Katalog/Gazownictwo/Gazomierze-reduktory/Gazomierze-z-wyposazeniem.html

Z kolei gazomierze z funkcją zdalnego odczytu i z zintegrowanym zaworem zdalnego sterowania zamknięciem i otwarciem przepływu gazu (GALLUS 2002 IMR firmy Itron i BK-G4M OLAN firmy Intergaz):

- mogą posiadać wbudowany moduł radiowy lub GSM, za pomocą którego realizowana jest transmisja dwukierunkowa danych pomiarowych i diagnostycznych,
- generują alarmy w przypadku działań sabotażowych i ingerencji w działanie gazomierza,
- archiwizują dane o stanie liczydła gazomierza,
- optyczny odczyt impulsów sprawia, iż pomiar zużycia gazu jest w pełni odporny na działanie zewnętrznym polem magnetycznym,
- poprzez wbudowany nadajnik/odbiornik radiowy 433 MHz mogą być wykorzystywane jako koncentrator odczytów z innych modułów radiowych,
- posiadają dopuszczenie do pracy w strefach zagrożonych wybuchem (ATEX) oraz znak CE.



Gazomierz serii BK wyposażony w system zdalnego odczytu, transmisji i archiwizacji danych IMR (produkowany przez firmę AIUT)

Źródło: www.intergaz.eu

Podsumowując, zalety testowanego systemu radiowego AMR to:

- oba warianty systemu bazują na tych samych elementach podstawowych, tj. gazomierzach współpracujących z przystawkami radiowymi będącymi rejestratorami impulsów wysyłającymi radiowo odczyty;
- system można wdrażać stopniowo; już sam montaż przystawek radiowych przynosi efekty wdrożeniowe, gdyż mogą one być odczytywane przez inkasentów za pomocą urządzeń PSION z nakładką radiową; wariant obchodowy systemu podczas wdrożenia kompleksowego może być stosowany jako rozwiązanie pośrednie między odczytami tradycyjnymi a odczytami docelowymi w pełni automatycznymi – wariant stacjonarny;
- duży wzrost skuteczności dokonywania odczytów rzeczywistych wynoszący ponad 99,9%;
- niski koszt infrastruktury komunikacyjnej poprzez wykorzystanie częstotliwości radiowych nielicencjonowanych;
- możliwość odczytu wskazań gazomierza wg ustalonego harmonogramu odczytowego (trasy inkasentkie) lub wręcz w trybie on-line w przypadku stosowania wariantu stacjonarnego systemu;
- duża skuteczność systemu w zakresie wykrywania ingerencji osób trzecich w działanie układu pomiarowego;
- poprzez zastosowanie gazomierzy specjalnych z wbudowanym zdalnie sterowanym zaworem znaczne przyspieszenie procesu windykacji z jednoczesnym zminimalizowaniem jej kosztów;

- możliwość rozbudowy systemu w kierunku systemu AMM z komunikacją dwukierunkową poprzez stosowanie bardziej zaawansowanych przystawek radiowych;
- system może być wykorzystywany do odczytów urządzeń pomiarowych różnych dostarczanych mediów.

Z kolei wady zaprezentowanego systemu radiowego AMR to:

- stosunkowo mały radiowy zasięg odczytów – maksymalnie do 100 m, skutkujący niskim wykorzystaniem koncentratorów na obszarach zabudowy jednorodzinnej w wariantcie stacjonarnym systemu; trwają obecnie prace nad zastosowaniem przystawek - retransmiterów (z przemiennikami częstotliwości 433 MHz na 869 MHz; zwiększy to zasięg do ok. 400 metrów);
- system wykorzystuje zamknięte protokoły i oprogramowanie firmy *AIUT*, co obecnie uniemożliwia zastosowanie w systemie urządzeń innych producentów, jednakże - zgodnie z deklaracją producenta - system może wykorzystywać inne protokoły komunikacyjne, jeżeli wyniknie taka potrzeba lub powstanie standard techniczny w sektorze gazowniczym to określający.

W roku 2010 rozpoczęto w ramach systemu AMR w wersji radiowej program instalacji przystawek radiowych z funkcją rejestracji szczytów godzinowych u odbiorców taryfy W-4, u których istnieje podejrzenie przekraczania mocy umownej 10 m³/h oraz w wersji tylko odczytowej u odbiorców taryfy W-3, u których dostęp do gazomierza jest znacznie utrudniony. Wraz z przeprowadzaniem modernizacji układów pomiarowych należy wykonać szereg prac w zakresie modernizacji i stworzenia nowych systemów wspierających wykonywane procesy pomiarowe. Trwają nadal prace nad modułami bilansująco-rozliczeniowy, modułem analityczno-prognostyczny i odbioru danych odczytowych z systemów AMR.

Wnioski i rekomendacje

Problematyka inteligentnego opomiarowania jest promowana przez wiele instytucji i organów administracji publicznej, 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 0,5 mld zł na dopłaty do projektów pilotażowych (w tym dla gazownictwa).

URE przedstawił ostatnio propozycję „Stanowiska Prezesa URE w sprawie niezbędnych wymagań wobec wdrażanych przez OSD inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych z uwzględnieniem funkcji celu oraz proponowanych mechanizmów wsparcia przy postulowanym modelu rynku”²⁰⁾. Jest to bardzo rozbudowany i szczegółowy dokument po raz pierwszy w całościowy sposób obejmujący pogląd Regulatora zarówno na strukturę technologiczną systemu inteligentnego opomiarowania, modelu rynku opomiarowania jak i preferencyjnych zasad regulacyjnych dla inwestycji z tego zakresu. Dokument ten

²⁰⁾ www.ure.gov.pl/portal/pl/424/3926/Stanowisko_regulatora_w_sprawie_niezbędnych_wymagań_wobec_inteligentnych_systemów.html (dostęp z dnia 15.10.2011).

i szczegółowe propozycje rozwiązań dotyczą w większości energetyki, ale co do idei obejmuje również gazownictwo. Projekt będzie przedmiotem dalszych konsultacji²¹⁾.

Przytoczone w ustawodawstwie europejskim (dyrektywach) zagadnienia związane z wdrożeniem inteligentnego opomiarowania są uprawomocnieniem panujących w ostatnich latach w świecie i w Polsce trendów rozwojowych systemów i urządzeń pomiarowych. Nowością wynikającą z dyrektyw jest odmienne od dotychczasowego podejście do efektów i korzyści, jakie powinny wynikać z wdrożenia nowych systemów pomiarowych. Prócz obecnych głównych beneficjentów zyskujących na wdrożeniu tych systemów, jakimi są przedsiębiorstwa energetyczne, dyrektywy określają nowych, tj. odbiorców energii, którzy poprzez dostępność do informacji o swoim zużyciu energii będą mogli ją oszczędzać i optymalnie wykorzystywać.

Uzyskanie korzyści z wdrożenia inteligentnego opomiarowania przez odbiorców energii określone w dyrektywach unijnych jest wprost zależne od korzyści, jakie wcześniej musi uzyskać przedsiębiorstwo energetyczne, które musi konkurować na rynku gospodarczym. Aby wdrożenie inteligentnego opomiarowania w przedsiębiorstwach energetycznych miało sens musi ono przynosić przedsiębiorstwu energetycznemu wymierną korzyść ekonomiczną w zaplanowanym okresie eksploatacji.

Dzięki zastosowaniu nowych technologii odbiorcy będą bardziej otwarci na inicjatywy dotyczące rozwiązań z obszaru zrównoważonej gospodarki energią. Jeśli uda się połączyć wysiłki obu stron, mamy szansę na uczynienie miast bardziej inteligentnymi - przyjaznymi jednocześnie i dla środowiska, i społeczeństwa. Do równowagi między konkurencyjnością i zrównoważonym rozwojem przyczynią się rozwiązania dotyczące m.in. efektywności energetycznej sieci grzewczych, efektywności energetycznej sieci dostarczających energię elektryczną, a także technologie pozyskiwania i wykorzystania zielonej energii oraz inteligentna gospodarka wodna i odpadowa. Wdrożenie smart gridu i smart meteringu na poziomie lokalnym pomoże w wykorzystaniu aktualnie niedostępnych zasobów odnawialnej energii pierwotnej, w tym energetyczne zagospodarowanie odpadów, w efekcie rewolucjonizując cały model.

Legislacja UE w odniesieniu do systemów smart meteringu w gazownictwie nie ma na razie obligatoryjnego charakteru. Dyrektywa Gazowa zawiera jedynie wskazania czy zalecenia. Dodajmy, że dyrektywa ta nie została jeszcze zaimplementowana do polskiego prawodawstwa. Należy jednak oczekiwać, że dodatkowe akty regulacyjne (w dużej części mające charakter techniczny), będąc obecnie przedmiotem dyskusji i uzgodnień w UE, będą pośrednio, ale istotnie i skutecznie wpływać na polskie regulacje.

Nie wydaje się prawdopodobne, aby nasze krajowe rozwiązania w obszarze smart meteringu/smart gridu różniły się istotnie od rozwiązań w innych krajach Unii. Przykładem tego są wprowadzane zapisy odnośnie do częstości odczytów. Dla gazu standardem ma być odczyt co najmniej 1 raz w miesiącu u każdego

²¹⁾ M.Konieczko, Ekspert URE. Konferencja „Smart Communications & Technology Forum”, Warszawa, 12.10.2011, organizator CBE Polska: <http://cbe-polska.pl/smart-communications-and-technology-forum.html> (dostęp z dnia 15.10.2011).

odbiorcy (nawet o niskiej wielkości zużycia) i/lub na żądanie²²⁾. Powodem tego jest chęć spełnienia warunków dyrektyw europejskich zalecających dostarczenie każdemu odbiorcy informacji z taką częstością, która umożliwi mu świadomą kontrolę i wpływ na zużycie nośników energetycznych i innych mediów²³⁾.

Toczy się dyskusja, która z sieci bezprzewodowych małej mocy zostanie zaakceptowana dla Europy w ramach smart metering. Bardzo silnym kandydatem są protokoły IEEE 802.15.4/ZigBee, które stanowią rozwiązanie przemyślane, szeroko udokumentowane, o dużym potencjale i to we wszystkich warstwach specyfikacji. Zapewniają dużą odporność na zakłócenia transmisji, zawierają silne mechanizmy bezpieczeństwa pracy, dają możliwości tworzenia dużych struktur sieciowych z uwzględnieniem zagadnień retransmisji i routingu. Podkreślić należy znaczące wsparcie od producentów (aktualnie bardzo wielu) układów radiowych ZigBee i układów bardziej zaawansowanych typu SoC (ang. System on Chip), zarówno od strony sprzętowej jak i programowej. Minusem może być brak opracowania warstwy aplikacyjnej dla zastosowań pomiarowych, ale nie jest to zbyt złożony i czasochłonny problem.

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, bezpośrednio 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 –

kontakty głosowe. 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 sektora²⁴⁾.

Wydaje się, że docelowa struktura zarówno systemów inteligentnego opomiarowania jak i rynku opomiarowania powinna być przedmiotem dalszych dyskusji. Celowe jest też wdrażanie pilotaży o dużej skali testujących różne warianty rozwiązań.

Jest ważne, aby sektor gazowniczy wypracował własny, najbardziej odpowiadający interesom branży i indywidualnych odbiorców gazu, model inteligentnego opomiarowania i struktury rynku opomiarowania z uwzględnieniem i poszanowaniem działań już realizowanych przez innych uczestników rynku. Decyzje dotyczące rozwoju sieci inteligentnych powinny zostać skorelowane z innymi ważnymi dla sektora elektroenergetycznego decyzjami. W planach i debatach politycznych dotyczących inteligentnych sieci należy uwzględnić skutki cenotwórcze wdrażanych rozwiązań oraz ich wpływ na bezpieczeństwo energetyczne kraju.

LITERATURA

- [1] Appraisal of Costs & Benefits of Smart Meter Roll Out Options. Final Report, Mott MacDonald, BERR, London 2007
- [2] Kubiak Z., Urbaniak A.: Współczesne rozwiązania telemetryczne. *Rynek Energii* 2007, nr 2
- [3] Meter Readout (Radio Meter Reading for Operation in the 868-870 MHz SRD Band). CEN, Brussels 2003
- [4] Dzirba D.: Smart metering w gazownictwie – jaka przyszłość?, Biuro Rozwoju PGNiG SA., 2011
- [5] Polska 2030 – Wyzwania rozwojowe, Zespół Doradców Prezesa RM, lipiec 2009
- [6] 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.)
- [7] Smart metering Implementation Programme: Prospectus - Great Britain, July 2010
- [8] 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
- [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, London, 27-28.01.2011
- [11] Eurogas Distribution Committee, Report on Smart Gas Metering, 2010

²²⁾ 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.

²³⁾ C.T. Szyjko C.T., Uwarunkowania prawne rozwoju rynku gazu w Polsce, [w:] Wiadomości Naftowe i Gazownicze, nr 9(161), Kraków 2011, s. 8-15. ISSN 1505-523X.

²⁴⁾ D. Dzirba, Smart metering w gazownictwie – jaka przyszłość? Przewodniczący Zespołu ds. Inteligentnego Opomiarowania w Gazownictwie IGG, Dyrektor Biura Rozwoju PGNiG SA. 2011.

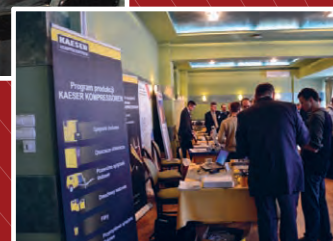
- [12] Standardization mandate to CEN, CENELEC and ETSI in the field of measuring instruments for the development of an open architecture for utility meters involving communication protocols enabling interoperability M/441, Smart meters co-ordination group final report (Version 0.7 – 2009-12-10)
- [13] An ERGEG Public Consultation Paper on Draft Guidelines of Good Practice on Regulatory Aspects of Smart Metering for Electricity and Gas, 2010
- [14] Summary of Member State experiences on cost benefit analysis (CBA) of smart meters 2 February 2011, Raport ERGEG/CEER. Ref: C11-RMC-44-03
- [15] www.ure.gov.pl/portal/pl/424/3926/Stanowisko_regulatora_w_sprawie_niezbednych_wymagan_wobec_inteligentnych_systemow.html (dostęp z dnia 15.10.2011)
- [16] Materiały Konferencji „Zaawansowane systemy pomiarowe - smart metering elektroenergetyce i gazownictwie”, Warszawa, 23-24.03.2010 r. www.ptpiree.pl (dostęp z dnia 15.10.2011).
- [17] Materiały Konferencji „Smart Communications & Technology Forum”, Warszawa, 12.10.2011, organizator *CBE Polska*: <http://cbepolska.pl/smart-communications-and-technology-forum.html> (dostęp z dnia 15.10.2011)
- [18] Szulc Ł.: System monitorowania zużycia mediów w budynku. Praca magisterska. Wydział Informatyki i Zarządzania, Politechnika Poznańska, Poznań 2008
- [19] Szyjko C.T.: Inteligentny budynek przyszłości [w:] *Energia i Budynek* – miesięcznik audytorów energetycznych, 2011, nr 9(52), s.39-42. ISSN 1897-5879
- [20] Szyjko C.T.: Znaczenie smart meteringu oraz smart gridu [w:] *Przegląd Energetyczny* nr 3 (63), Wyd. Izby Gospodarczej Energetyki i Ochrony Środowiska, s. 22-26, ISSN 1641-7992
- [20] Szyjko C.T.: Uwarunkowania prawne rozwoju rynku gazu w Polsce [w:] *Wiadomości Naftowe i Gazownicze* - czasopismo naukowo-techniczne, nr 9(161), Kraków 2011, s. 8-15. ISSN 1505-523X
- [21] Szyjko C.T.: Inteligentna sieć a rozwój funkcji logistyczno-dystrybucyjnej w polskiej energetyce, *Logistyka* - czasopismo Instytutu Logistyki i Magazynowania, nr 4, Poznań 2011, s. 48-49. ISSN 1231-5478
- [22] Szyjko C.T.: Technologie smart w służbie polskiej energetyki [w:] *Czysta Energia*, nr 6(118), Poznań 2011, s. 29-32. ISSN 1643 126X
- [23] Szyjko C.T.: Znaczenie inteligentnego opomiarowania dla sieci przesyłowych [w:] *Wiadomości Naftowe i Gazownicze*, nr 5(157), Kraków 2011, s. 9-14. ISSN 1505-523X
- [24] Ziegler H.: M-BUS WG4. Proposal for a Future 868 MHz Communication Standard. University of Paderborn, 1998
- [25] ZigBee Specification. ZigBee Document 053474r13. ZigBee Standards Organization, 2006



Regionalne Seminaryja / Szkolenia dla Służb Utrzymania Ruchu

29.02.2012 – Wrocław
 18.04.2012 – Katowice
 16.05.2012 – Olsztyn
 20.06.2012 – Kielce
 03.10.2012 – Szczecin
 24.10.2012 – Katowice
 05.12.2012 – Poznań

Ilość miejsc ograniczona



Jeżeli jesteś zainteresowany uczestnictwem w Seminarium, zaprezentowaniem produktu lub nowego rozwiązania napisz do nas: marketing@energoelektronika.pl
 Energoelektronika.pl tel. (+48) 22 70 35 291