http://dx.doi.org/10.18778/7525-938-4

Bożena E. Matusiak

Modele biznesowe na nowym, zintegrowanym rynku energii

40 LAT
WYDAWNICTWA
UNIWERSYTETU
ŁÓDZKIEGO

Bożena E. Matusiak

Modele biznesowe na nowym, zintegrowanym rynku energii

WYDAWNICTWO
UNIWERSYTETU
ŁÓDZKIEGO
ŁÓDŹ 2013

Bożena E. Matusiak – Katedra Informatyki
Wydział Zarządzania, Uniwersytet Łódzki, 90-237 Łódź, ul. Matejki 22/26

RECENZENT
Artur Wilczyński

REDAKTOR WYDAWNICTWA UŁ
Elżbieta Marciszewska-Kowalczyk

SKŁAD I ŁAMANIE
AGENT PR

OKŁADKĘ PROJEKTOWAŁ
Łukasz Orzechowski

© Copyright by Uniwersytet Łódzki, Łódź 2013

Wydane przez Wydawnictwo Uniwersytetu Łódzkiego

Wydanie I. W.06206.13.0.H

ISBN (wersja drukowana) 978-83-7525-938-4
ISBN (ebook) 978-83-7969-151-7

Wydawnictwo Uniwersytetu Łódzkiego

90–131 Łódź, Lindleya 8
www.wydawnictwo.uni.lodz.pl
e-mail: ksiegarnia@uni.lodz.pl
tel. (42) 665 58 63, faks (42) 665 58 62

SPIS TREŚCI

Wykaz używanych skrótów 7

Słowo od autorki 9

1. Wstęp 11
1.1. Wprowadzenie 11
1.2. Cel, zakres oraz teza pracy 19

2. *Smart Grid* na rynku mediów energetycznych 22
2.1. Podstawowe pojęcia i definicje dla nowego rynku 22
2.2. Model rynku a modele biznesowe 30
2.3. Kierunki zmian w zarządzaniu rynkiem energii i przedsiębiorstwami energetycznymi w Polsce 34
2.4. Zmiany liberalizacyjne na rynku energii w Europie i świecie 37
2.5. Inteligentne opomiarowanie na rynku energii elektrycznej 39
2.6. Przemiany na rynku gazu i ciepła w kierunku smart – zagadnienia inteligentnego pomiaru 43
2.7. Bariery liberalizacji rynku gazu 48
2.8. Bariery wdrożenia inteligentnego opomiarowania i SG 53

3. Model organizacyjny rynku energii Polsce 57
3.1. Rynek energii elektrycznej, gazu i ciepła 57
3.2. Najważniejsze założenia dla zintegrowania rynku energii 64
3.3. Nowy zintegrowany model rynku mediów energetycznych w Polsce 68
3.4. Technologie informacyjne (ICT) na zintegrowanym rynku energii 77
3.5. Stan obecny zintegrowanego rynku mediów energetycznych w Polsce a wizja nowego 84
3.6. Energetyka prosumencka 89

4. Rozwój technologii a nowe modele biznesowe – wprowadzenie 98
4.1. Analiza wpływu rozwoju OZE na tworzenie modeli biznesowych zintegrowanego rynku energii 98
4.2. Fotowoltaika na polskim rynku energii 108
4.3. Samochody elektryczne (EV) – magazynowanie energii elektrycznej 110

5. Modele biznesowe na rynku energii 114
5.1. Tworzenie modeli biznesowych 114
5.2. Przykłady modeli biznesowych – niektóre przypadki biznesowe w Europie i świecie 116

5.3. Modele biznesowe dla zastosowania PV w Polsce 120
5.3.1. Zagadnienia wstępne 120
5.3.2. Model biznesowy prosumenta/klienta 123
5.3.3. Model biznesowy przedsiębiorstwa typu ESCO 135
5.3.4. Model biznesowy wytwórcy 145
5.3.5. Model biznesowy agregatora rynku 152
5.3.6. Model biznesowy użytkowników samochodów elektrycznych na rynku energii 161
5.4. Dalsze kierunki rozwoju modeli biznesowych dla PV 170

6. Podsumowanie 176

Załącznik 1 182

Załącznik 2 187

Bibliografia 189

Spis rysunków 205

Spis tabel 206

Od redakcji 207

WYKAZ UŻYWANYCH SKRÓTÓW

2G – second Generation wireless telephone technology
3G – third Generation wireless telephone technology
4G – fourth Generation wireless telephone technology
ADR – Active Demand Response
AMI – Advanced Metering Infrastructure
AMM – Advanced Meter Management
AMR – Automated Meter Reading
BEV – Battery of the Electric Vehicle
BPL – Broadband over Power Line
CCP – Critical Peak Pricing
CCS – Carbon Capture and Storage
DCL – Data Communication Link
DER – Distributed Energy Resources
DG – Dispersed Generation
DR/ADR – Demand Response/Active Demand Response
DS – Dispersed Savings
DSL – Digital Subscriber Lines
DSM – Demand Side Management
DSO – Distribution System Operator
EB – Electric Bicycle
EU ETS – European Union Emission Trade System)
EV – Electric Vehicle(s)
FIT – Feed in Tariff
G2V – Grid to Vehicle
GSG – Gas Smart Grids
HAN – Home Area Network
HEV – Hybrid Electric Vehicles
HFC – Hybrid Fiber-Coaxial
HVAC – Heat, Ventilation, Air Conditioning
ICT – Information and Communication Technologies
IGCC – Integrated Gasification Combined Cycle
IH – Intelligent House
IHD – In Home Display
ISO – Independent System Operator
LAN – Local Area Network
LCOE – Levelised Cost Of Electricity
MDMS – Metering Data Management Systems
MPT – Multiple Prices Tariffs

PHEV – Plug in (Hybrid) Electric Vehicles
PLC – Programmable Logic Controller/ Power Line Communication
PV – Photovoltaic
RTP – Real Time Pricing
SCADA – Supervisory Control and Data Acquisition
SG – Smart Grid(s)
SM – Smart Metering
SOC – State Of Charge
TOU – Tariff Of Use
TPF – Third Party Financing
TSO – Transmission System Operator
V2G – Vehicle to Grid
V2H – Vehicle To Home
VPPs – Virtual Power Plant(s)
WAN – Wide Area Network
WiMax – Worldwide Interoperability for Microwave Access

Słowo od autorki

W Polsce procesy przemian w kierunku budowania nowego, zintegrowanego w działaniu ale też rozproszonego co do włączenia energetyki prosumeckiej rynku energii, zachodzą wyjątkowo opornie i powolnie. Monografia powstawała w okresie 2012–2013 (marzec) i w wielu miejscach znajdują się odwołania do przygotowywanych od kilkudziesięciu miesięcy, polskich projektów ustaw, które mimo wszystko wciąż nie zostały i pewnie nie zostaną szybko wdrożone w życie.

Autorka pisząc rozdziały poświęcone szczególnie modelom biznesowym, dotyczącym włączenia rozproszonej generacji z mikroinstalacji PV, zakładała jak najszybsze wejście w życie dużego trójpaku ustaw, a w tym ustawy o OZE. Niestety, pakiet ten obecnie został zastąpiony obradami nad tzw. małym trójpakiem, wspierającym pośrednio inwestycje w OZE, jednak bez uwzględnienia zdecydowanych i określonych jednoznacznie mechanizmów wspierania sprzedaży uzyskanych nadwyżek energii (taryfy FIT) z instalacji energetyki prosumenckiej. Groźba dużych kar finansowych (ponad 133 tys. euro dziennie) za niedotrzymanie konieczności dostosowania polskiego prawa i wdrożenia w życie dyrektywy 2009/28/WE do grudnia roku 2010 powoduje, że „na szybko" powstaje wersja małego trójpaku ustaw, który nie zapewnia poczucia stabilizacji inwestycyjnej dla przyszłych inwestorów w małe i mikroinstalacje, w tym instalacje PV. Przy czym należy podkreślić, że liczne konsultacje publiczne nad ustawami podstawowymi, wykazały jak wiele kontrowersji wśród energetyków oraz środowisk zawodowo zajmujących się rynkiem energii w Polsce wzbudziły propozycje wsparcia, zawarte w projektach przygotowywanych ustaw.

Do małego trójpaku wprowadzono zapisy definiujące małe i mikroinstalacje oraz dotyczące ograniczenia maksymalnej wielkości wspieranego systemu PV (do 2 MW), który będzie podlegał preferencyjnym wartościom zielonych certyfikatów. Wprowadzono ograniczenia odległościowe dla budowy instalacji PV na gruncie, a także czasowe (wskazano odstęp czasowy dla budowy kolejnych instalacji). Wydłużono okres działania systemu taryfy gwarantowanej (taryfy FIT do 2035 r.) oraz przewidziano dwie aktualizacje stawek wsparcia, przeprowadzanych w ciągu roku (dla taryfy gwarantowanej i dla współczynników korekcyjnych zielonych certyfikatów). Utrzymano propozycje ułatwień i ulg dotyczących opłat przyłączeniowych, zwolnienia właścicieli mikroinstalacji z potrzeby posiadania działalności gospodarczej czy koncesji wraz z zapewnieniem przyłączenia i sprzedaży całej nadwyżki energii z mikroinstalacji do sieci. Wszystkie te zmiany wynikają z potrzeby uściślenia obszaru największego wsparcia z budżetu państwa, skupionego na energetyce prosumenckiej – czyli takiej, której moc maksymalna wynosi 10 kW do – 40 kW.

Wprowadzenie taryfowania FIT oraz zielona certyfikacja jako wsparcie dla powstawania energetyki rozproszonej to zdaniem autorki zbyt mało, by uznać że Polska rzeczywiście buduje długofalową strategię rozwoju nowego rynku energii na lata 2020–2050, przy czym chce długofalowo i systematycznie wspierać energetykę rozproszoną. Przykładem mogą być kraje UE, które są liderami w rozwoju wparcia dla DG (*Dispersed Generation*) i które budują również atrakcyjne systemy bezzwrotnych dotacji (zachęt finansowych) oraz ulg fiskalnych dla energetyki prosumenckiej [porównanie aktualnie działających systemów wsparcia w Europie w: Paska 2013].

NFOS i GW zapowiada możliwość uzyskania dofinansowań na projekty z obszaru energetyki prosumenckiej (program o roboczej nazwie: Prosument[1]) i budownictwa energooszczędnego[2] mimo braku ustawy o OZE.

Mała ustawa o OZE – jeśli wejdzie w życie – nie zapewni inwestorom klarownych bodźców dla planowania inwestycji w PV, które będąc wciąż drogimi, utrzymają swoją niekorzystną cenę technologii ponieważ nie zadziała efekt popytowy na tym rynku.

Oddając tę monografię do druku, autorka wyraża nadzieję, że próba przybliżenia możliwości wdrożenia i opracowania nowych modeli biznesowych wskazanych przez autorkę a wynikających z działań już podejmowanych na rynkach świata, ożywi oddolnie obszar budowanego rynku energii i sprawi że energetyka zawodowa odnajdzie się w działaniach na rozproszonym rynku źródeł wytwórczych przy założeniu że Polska będzie posiadała autentyczną, spójną i długofalową strategię rozwoju w kierunku źródeł odnawialnych energii i budowania inteligentnych sieci energetycznych.

marzec 2013

[1] Program w trakcie opracowywania. Według pierwszej propozycji miałby za zadanie wspierać budowę mikroinstalacji przez osoby fizyczne i umożliwiać otrzymywanie nisko oprocentowanych pożyczek bankowych na projekty instalacji PV dla potrzeb własnych.

[2] Projekt domu energooszczędnego powinien również zakładać zwiększoną samowystarczalność związaną z energią elektryczną i w tym sensie jest powiązany z energetyką prosumencką. Budżet programu wynosi 300 mln zł. Środki pozwolą na realizację ok. 12 tys. domów jednorodzinnych i mieszkań w budynkach wielorodzinnych. Wdrożenie programu przewidziane jest na lata 2013–2018, a wydatkowanie środków z nim związanych – do 31.12.2022 r.

1. WSTĘP

1.1. Wprowadzenie

Termin rynek energii (RE), swoim podstawowym zakresem obejmuje przede wszystkim branże: gazowniczą, ciepłowniczą i elektroenergetykę, które zajmują się wytwarzaniem, dostarczaniem i sprzedażą produktów i usług wynikających z wykorzystania źródeł energii pierwotnej. Takimi źródłami są: węgiel, ropa, gaz, także paliwa, w tym: biogaz, biomasa, wodór oraz odnawialne źródła energii (OZE), tj.: energia wiatru, promieniowania słonecznego, aerotermalna, geotermalna, hydrotermalna, hydroenergia, energia otrzymywana z biomasy, z biogazu, z biogazu rolniczego, fal, prądów i pływów morskich oraz energia otrzymywana z biopłynów (klasyfikacja według projektu ustawy o OZE z 2012 r.).

Pojęcie rynku energii, w swoim szerokim zakresie obejmuje również branżę paliwową oraz energetykę jądrową – te obszary rynku zostały celowo pominięte w podjętych rozważaniach[1].

W Europie i świecie dostrzega się obecnie ścisłe związki oraz niewątpliwe zalety tzw. integracji strategii działań trzech wymienionych podstawowych branż[2], których cechą wspólną jest działanie w sieci i poprzez sieć – przedsiębiorstw energetycznych, sieciowych, średnich i dużych, tzw. systemowych, które ze względów naturalnych, uwarunkowań politycznych i historycznych – jako podmioty gałęzi przemysłu rozwijały się dotąd w Polsce przeważnie oddzielnie i niezależnie. Szczególnie należy tu zaznaczyć, że dotąd rynek tworzyła tzw. wielka (wielkoskalowa) energetyka krajowa (WEK), do której należą wielkie przedsiębiorstwa elektroenergetyczne, gazownicze czy ciepłownicze.

Obecnie zmienia się całkowicie orientacja rozważań dotyczących rynku energii z ogniskową skierowaną na małe, rozproszone, lokalne i dynamiczne działalności i przedsiębiorstwa, które przebudują cały układ organizacyjny rynku od strony klienta. Mają być one partnerami i niezależnymi, niedyskryminowanymi, równoprawnymi uczestnikami RE tworząc, wraz z pozostałymi uczestnikami rynku,

---

[1] Ze względu na zbyt obszerne zagadnienie, rynek paliw nie jest omawiany w niniejszej monografii. Autorka skupia się na omówieniu podstawowego modelu rynku zintegrowanego, bez bezpośredniego uwzględnienia również zależności od branży transportowej, rolnictwa energetycznego czy właśnie branży paliw drugiej generacji itp. Wynika to z przyjęcia perspektywy odbiorcy towarów i usług rynkowych, który najbardziej potrzebuje rozumieć swoje uczestnictwo w chwili obecnej, w obszarze podstawowego rynku energii, jaki tworzy trójkąt: energia elektryczna, gaz i ciepło.

[2] W ujęciu szerokim, również inne branże, takie jak: transport, budownictwo, rolnictwo, gospodarka przestrzenna, ochrona środowiska, gospodarka wodna, wymiana międzynarodowa itd. uznaje się jako branże, które mają wpływ na rozwój sektora energetyki, a więc w jakimś sensie, są z nim związane.

obszar działań dla konsumenta/prosumenta, to jest taki, w którym producenci, dostawcy i handlowcy konkurują ze sobą dla zaspokojenia potrzeb klienta, przy czym klient sam może stać się aktywnym producentem i dostawcą energii do sieci.

Konieczność zmian na RE wprowadzają przede wszystkim Europejska Karta Energetyczna (1991) i rekomendacje dyrektyw[3] i rozporządzeń UE [D1-D14]. Dokumenty te wskazują zakres prac do przeprowadzenia również w kierunku budowy wspólnego, europejskiego i zliberalizowanego rynku energii w Unii Europejskiej.

W Polsce, z punktu widzenia odbiorcy, wymienione wyżej branże RE były tradycyjnie rozłączne. Ze względu na odrębną dystrybucję nośników energii, a także ze względu na prawa własności i rozwijany monopol naturalny, działały odrębnie. Odrębność ta umacniała i rozwijała się przede wszystkim z powodu potrzeby zapewnienia tzw. bezpieczeństwa energetycznego i państwowego w gospodarce nakazowo-regulowanej. Na świecie te trzy główne branże są obecnie często ze sobą konsolidowane, szczególnie w zakresie tzw. strategii rozwoju działań na inteligentnym rynku energii.

Inteligentny rynek energii – to rynek XXI wieku i taki obszar działań podsektorów rynkowych, który cechuje się wysoką efektywnością, optymalizacją potrzeb, wysoko ekologicznym działaniem, integralnością oraz dynamicznym rozwojem a przede wszystkim zastosowaniem nowych technologii w tym technologii informacyjnych i Internetu –niezbędnych do realizacji jego zadań.

Powstaje wiele dużych firm multienergetycznych, państwowych i prywatnych, zajmujących się zarówno produkcją, jak i sprzedażą energii elektrycznej, gazu ziemnego i innych mediów energetycznych, w tym ciepła, jak też świadczeniem usług związanych bezpośrednio i pośrednio z tymi mediami. Powstają również małe i mikro przedsiębiorstwa mieszane, tj. takie, które zajmują się np. branżą elektroenergetyczną na wolnym rynku energii wykorzystując nisze rynkowe dla działań powiązanych z rynkiem gazu i ciepła oraz zastosowań ICT (Information and Communication Technologies), rozwijając całkiem nowe modele biznesowe i budując nowe łańcuchy wartości na rynku energii, wykorzystując efekty wirtualizacji oraz tworząc nowe obszary rozwoju innowacyjnych technologii, w tym technologii informacyjnych.

Ze względu na rozwój idei *Smart Grid* (SG) należy spojrzeć na integrację działań tych trzech najważniejszych sektorów i mediów energetycznych (główne: energia elektryczna, ciepło, gaz) szczególnie uważnie oraz zastanowić się, czy odejście od odrębności tych branż i rynków w Polsce przyniesie wartość dodaną dla rozwoju w dobie nowoczesnej, inteligentnej dystrybucji energii. Należy również podkreślić, że firmy multienergetyczne z założenia nie są i nie mogą być

[3] Dyrektywy Unii Europejskiej stanowią akty prawne o charakterze ustrojowym, na podstawie których państwa członkowskie Unii wprowadzają własne, krajowe regulacje prawne, dotyczące funkcjonowania rynku energii.

monopolami. Chodzi tu raczej o łączenie, konsolidowanie lub tylko poszerzanie obszarów działań (z zachowaniem zasady *unbundlingu*), i rozwój nowych linii biznesowych firm w ramach swoich działalności, a nie o tworzenie integracji własnościowej czy przewagi monopolistycznej.

Przyjęło się wskazywać na rok 1997[4] jako początek okresu promującego potrzebę ochrony środowiska i wzrostu efektywności energetycznej (protokół z Kioto) [Kyoto 1997] w świecie oraz początek rozwoju idei inteligentnych sieci, czyli *Smart Grids* (SG).

Idea SG pierwotnie [por. z: Amin 2005], dotyczyła wyłącznie elektroenergetyki, jednak z czasem zaczęto wprowadzać ją szerzej – obejmując cały rynek energii – wszystkie wymienione branże.

Najprawdopodobniej rozwój tych trzech ważnych obszarów, o których mowa wraz z branżą teleinformatyczną w perspektywie SG doprowadzi do ukształtowania obszaru sektora mediów energetycznych[5], powstania przedsiębiorstw multimedialnych i infrastrukturalnych, gdzie organizacje i instytucje tego sektora nie będą rozdzielały i zawężały, a raczej poszerzały swoje obszary działania i współdziałania, konkurując na jednym wspólnym obszarze rzeczywistego rynku energii (RE), szukając przewagi konkurencyjnej dynamicznie i elastycznie – zależnie od kształtowania się warunków występujących w makro i mikro otoczeniu w polskiej i światowej rzeczywistości.

Sprzyja temu wyczerpywanie się kopalnych zasobów energii pierwotnej oraz ogólnoświatowy trend liberalizacji rynków, czyli uwolnienia od ścisłej regulacji tych obszarów gospodarki i umożliwienia prawom rynkowym kształtowania równowagi rynkowej popytu i podaży. Rozumienie współczesnych możliwości wykorzystania rozwoju informacyjnego i technologicznego (rozwój społeczeństwa wiedzy, społeczeństwa informacyjnego) [np. Mikuła 2006; Papińska 2008; Perechuda 2005] będzie ważnym czynnikiem przyśpieszającym budowę rynku mediów energetycznych i informacyjnych.

Istnieją też zagrożenia, wśród których najważniejsze, związane są z przeprowadzeniem samego procesu transformacji rynków, bezpieczeństwem informacji, bezpieczeństwem energetycznym, jeszcze słabym wypracowaniem zasad działania, regulacji i monitoringu nowych obszarów działań oraz większym ryzykiem nie tylko ekonomicznym i kosztowym, ale także ryzykiem nadużyć, nieuczciwej konkurencji, wykorzystywaniem niedoinformowania i słabej pozycji klienta indywidualnego/gospodarstwa domowego (jako najmniejszego, najsłabszego uczestnika rynku) czy brakiem wyspecyfikowanej kontroli jakości świadczonych usług itp.

---

[4] W rzeczywistości, zmiany w rozumieniu potrzeby przekształceń na rynku energii w kierunku jego liberalizacji rozpoczęły się już od lat 1973–1977 w USA.

[5] UE poprzez swoje prace, dyrektywy i rozporządzenia przygotowuje regulacje dotyczące integracji rynku europejskiego jak oraz rownież w zakresie integracji wewnętrznej mediów: energii elektrycznej, gazu i ciepła.

Polski rynek energii elektrycznej jest rynkiem, na którym zapoczątkowano proces zmian systemowych w latach 1990[6]-2000 i były one efektem niezwykle ważnych zmian zachodzących już wcześniej w świecie (USA – znacząca ustawa PURPA[7], 1978 r.) i w Europie, szczególnie w Wielkiej Brytanii. Energia elektryczna zaczęła być traktowana jako towar rynkowy, przestała być dobrem publicznym. Sektor elektroenergetyczny rozpoczął prace przekształcające i uwalniające konkurencję [Krawiec 2012]. Przemiany jednak następowały i nadal następują niezwykle wolno, nadążnie i mało efektywnie w stosunku do sytuacji w pozostałych krajach Europy.

Obecnie (rok 2012-2013) w Polsce, jest kontynuowany kolejny etap rozwoju rynku związany przede wszystkim z wdrażaniem dyrektywy efektywnościowej oraz wprowadzaniem inteligentnego opomiarowania (*Smart Metering* – SM) – jako pierwszego etapu w kierunku rozwoju SG, a rozwiązania prawne umożliwiają wprowadzenie kolejnych, umiarkowanie korzystnych zmian dla tzw. rozproszonej generacji małych źródeł energetycznych, inteligentnych sieci dystrybucyjnych oraz rozwoju systemu informacji rynkowej. W ostatniej dekadzie, prace w sektorze energetycznym znacznie się zdynamizowały poprzez możliwość dofinansowywania projektów energetycznych zarówno z programów rozwojowych UE, jak i krajowych. Toczą się nieodwołalnie prace w kierunku powstania *Smart Grid*[8] [Wąsowski 2011] oraz harmonizacji prawa dla celów stworzenia europejskiego wspólnego RE.

Polski rynek paliw gazowych (w skrócie: rynek gazu – RG) – to rynek zaniedbany w ostatnim dziesięcioleciu. Ze względu na monopolistyczną pozycję jednego dostawcy gazu oraz ze względu na specyfikę tego produktu (gaz ziemny jest towarem tzw. energii pierwotnej), wymaga innej infrastruktury przesyłowej oraz magazynowej niż energia elektryczna. Jest jednocześnie towarem, którego hurtowa podaż mocno jest zależna od uwarunkowań politycznych. Jednak i ten sektor dostrzegł konieczność wdrażania liberalizacji działań i przemian w kierunku *Smart Grid*, jak i długofalowe korzyści z tego płynące, tym bardziej, że obecnie rynek gazu to rynek również takich produktów jak biogaz i biogaz rolniczy.

Od 2001 roku rozpoczął się w Polsce okres analiz i dogłębnego badania, czy w ogóle liberalizacja tego sektora jest możliwa [Żupnik 2012]. Postawiono pytania zasadnicze: Czy wprowadzenie rynku konkurencyjnego w gazownictwie jest możliwe? W jakim czasie mogłoby to nastąpić? Z jakimi kosztami należy się liczyć oraz kto, kiedy i w jakim zakresie odniesie korzyści z urynkowienia tego sektora? Czy restrukturyzacja i prywatyzacja PGNiG SA – dotychczasowego

---

[6] Powołano PSE SA i też w tym samym roku, poprzez ustawę zlikwidowano Wspólnoty Węgla Kamiennego oraz Wspólnoty Energetyki i Węgla Brunatnego.

[7] Na podstawie opracowania [Wilkosz 2002]

[8] Wytyczne z: Smart Grids European Platform, www.smartgrid.eu oraz www.cordis.europa.eu – „Inteligentna energia (według e-źródła: http://cordis.europa.eu/fetch?CALLER=PL_NEWS_HORIZON2020); [dostęp 10.01.2013]

monopolisty – to główna zmiana, która ma umożliwić powstanie rynku? Czy uwarunkowania polityczne będą sprzyjały czy hamowały rozwój wolnego rynku gazu? Zmiany i propozycje w tzw. nowej ustawie gazowej mają przyczynić się do wprowadzenia zmian w sektorze rynku gazu.

Polski rynek ciepła – jest obszarem rynku mediów energetycznych zdecydowanie najbardziej zaniedbanym i najmniej rokującym na skuteczne, szybkie działania liberalizacyjne – ze względu na jego scentralizowanie i związanie z kosztowną, fizyczną infrastrukturą przesyłową. Zwykle swym zasięgiem obejmuje obszary lokalne, takie jak miasta, gminy, rejony czy dzielnice i w związku z tym ma znaczenie uzupełniające i wspomagające dwie wcześniej wskazane branże. Zasadnicza zmiana w tym sektorze może nastąpić jedynie w momencie znacznego rozwoju technologii i masowego użytkowania mikro i mini źródeł energii odnawialnej dla generacji ciepła/chłodu oraz zintegrowanie tego medium pod względem zarządzania informacją i pomiarem z pozostałymi mediami energetycznymi.

Elektrociepłownie najczęściej w skojarzeniu wytwarzają ciepło oraz energię elektryczną, przesyłając je do odbiorców. Większość przedsiębiorstw ciepłowniczych bazuje dzisiaj na węglu kamiennym i oleju opałowym.

Rynek ciepłowniczy w Polsce jest rynkiem mocno zdekapitalizowanym (ok. 60%)[9] i zdecydowanie zależnym od rozwoju sektora paliw w tym paliw gazowych. Również jest mocno zróżnicowany pod względem organizacyjnym i własnościowym.

Jednakże na poziomie detalicznym – tj. odbiorcy i użytkownika, przemiany związane z integracją mediów obejmą również i ten towar jakim jest ciepło dostarczane do odbiorcy w postaci pary przemysłowej, ciepłej wody i ogrzewania systemowego.

Ogólny stan zaawansowania przemian na rynkach energii w Europie i świecie różni się od sytuacji w Polsce [RAP 2010, RAP 2011, RP 2010]. Kraje, takie jak Niemcy, Norwegia, Dania, Wielka Brytania, Hiszpania czy Włochy i Francja [FENIX], a także USA [Malko USA 2012], Chiny [China 2011] czy Japonia – ze względu na podejmowanie szybkich działań decyzyjnych i inwestycyjnych w ogólnie rozumiany uwolniony rynek energii, wyprzedzają Polskę w realizacji przemian co najmniej o 10 lat [raport CEN 2010].

Przedstawiając powyżej trzy najważniejsze branże rynku energii można zauważyć, że są one skoncentrowane na działalności dużych uczestników jakimi są wytwórcy systemowi, przedsiębiorstwa sieciowe, oraz hurtowe i detaliczne przedsiębiorstwa handlowe, przy czym przedsiębiorstwa te są skonsolidowane pionowo, tworząc duże grupy kapitałowe. Małe aktywności (przedsięwzięcia) jak dotąd nie tworzyły istotnego elementu w równowadze podażowo – popytowej na rynku.

---

[9] Według e-źródła: Energetyka cieplna w liczbach – rok 2008 – Urząd Regulacji Energetyki; www.ure.gov.pl/download/1/2572/Energetyka.pdf [dostęp 02.10.2012].

Uwolniony rynek energii – w swej istocie stawia jednak na niedyskryminacyjny i równoprawny rozwój przede wszystkim małych i rozproszonych uczestników rynku, jakimi będą prosumenci, tj. nowi dostawcy i odbiorcy produktów i usług energetycznych. Zakłada się przy tym, że zmniejszenie dystansu w dostarczaniu towaru (media bliżej użytkownika), ma przede wszystkim istotne znaczenie dla zwiększenia efektywności energetycznej dostarczanych mediów i zmiejszenia kosztów ich przesyłu.

Racjonalizacja działań wskazuje, że efektywniej jest zarządzać zapotrzebowaniem na energię bliżej odbioru niż centralnie. Takie podejście wymaga jednak reorganizacji dotychczasowego układu rynku energii elektrycznej, gazu i ciepła w jeden zintegrowany rynek mediów energetycznych rozwijany w układzie rozproszonym i prawdopodobnie węzłowym przy silnym nasyceniu i wsparciu technologiami informacyjnymi [Geidl 2007]. Ponadto, ze względu na nową rzeczywistość, rynek ten wymusza aktywność opracowywania nowych strategii działań, daje szanse na rozwój i wdrożenie innowacji, w tym nowych modeli biznesowych przede wszystkim dla prosumentów, jak i też dla pozostałych podmiotów nowego rynku i podmiotów innych powiązanych rynków, takich jak np. rynku telekomunikacji[10],budownictwa, transportu, paliw, rolnictwa w tym rolnictwa energetycznego.

Tworzenie zintegrowanego rynku energii jest procesem długotrwałym nawet w rozwiniętych krajach (USA wciąż jest na początku rozwoju SG[11]). To utrudnia odwołanie się do praktycznych doświadczeń innych, a ponadto uniemożliwia przeprowadzenie badań zintegrowanego rynku energii, zarówno w układzie rzeczywistym, jak i modelu, wobec braku parametrów i wartości[12] niezbędnych dla jego wiarygodnego odzwierciedlenia. Reasumując, *Smart Grid* w postaci dojrzałej jeszcze nigdzie w swej istocie nie istnieje. W Europie[13] istnieją jedynie różnorodne rozwiązania pilotażowe dla wdrożenia i rozwoju niektórych aspektów SG.

Opisane powyżej skomplikowane i odmienne charakterystyki branżowych rynków energii oraz brak całościowych zintegrowanych rynków energii w świecie wpłynął na kształt dalszych rozważań ujętych w sześciu rozdziałach rozprawy.

---

[10] Korporacja Google wkracza na rynek energii oferując konsumentom usługi rozliczania mediów energetycznych w chmurze obliczeniowej swoich zasobów oraz pełniąc funkcje sprzedażowe na RE.

[11] Opracowanie stanu rozwoju rynku amerykańskiego np. w: M. Samotyj, *Smart Grid po amerykańsku*, EPRI, http://cse.ibngr.pl/smart-grid-po-amerykansku [dostęp 21.02.2013].

[12] Przypisanie aproksymowanych parametrów symulacyjnych – szczególnie rozważając modele biznesowe – tworzy obszar niewiarygodnych rozwiązań, ze względu na brak odniesienia do rzeczywistości.

[13] Od kilku miesięcy (początek 2012 r.), niektóre miasta i kraje (tak jak np. Berlin w Niemczech, Amsterdam w Holandii czy niektóre miasta w Korei Południowej) ogłaszają, że realizują w wybranych strefach rozwoju technologicznego pełne wdrożenie pierwszych, całościowych realizacji rzeczywistych rozwiązań dla SG – jednak brakuje wyników rzeczywistych obserwacji kompleksowych, zebranych dla potrzeb badań osiągniętych z tych realizacji.

We wprowadzeniu autorka określiła obszary, jakimi zajmuje się w rozprawie oraz zaprezentowała tezę i hipotezy badawcze, których prawdziwość należy zbadać.

W rozdziale drugim został sprecyzowany obszar badawczy poprzez uściślenie pojęć nowego rynku takich jak: sieci inteligentne (*Smart Grid*) i rozwój inteligentnego opomiarowania (*Smart Metering* – SM), obszary rozwoju rynków energii elektrycznej, gazu i ciepła oraz przemiany niezbędne dla ich integracji, w tym istotę przemian liberalizacyjnych w poszczególnych segmentach rynku energii oraz zmiany dotyczące zarządzania rynkiem zintegrowanym.

Zdefiniowano również czym są modele organizacyjne oraz modele biznesowe dla nowego rynku energii.

W rozdziale trzecim autorka przedstawiła obecny, przejściowy model rynków energii elektrycznej, gazu i ciepła oraz model zintegrowanego rynku energii pod kątem przemian liberalizacyjnych i organizacyjnych oraz omówiła przykład modelu biznesowego tzw. energetyki gazowej z wykorzystaniem kogeneracji dla produkcji ciepła, a także ideę energetyki prosumenckiej. Wskazano bariery liberalizacyjne oraz założenia dla powstania rynku mediów energetycznych i rynku prosumenta. Omówiono niezbędne czynniki rozwoju, takie jak: rozwój technologii odnawialnych źródeł energii oraz technologii informacyjnych i Internetu jako szanse i wyzwania technologiczne dla budowy SG.

Poza obszarem rozważań autorka pozostawiła bardzo kontrowersyjny obszar dyskusji ekspertów, dotyczący podstawowego uzasadnienia potrzeby tworzenia SG, a w tym uzasadnienia wysokich kosztów budowania SG i wdrożenia OZE wraz z wdrożeniem SM i AMI zarówno w Polsce, jak i na świecie.

Zwolennicy przemian w kierunku SG twierdzą, że wszystkie poniesione koszty w długim okresie działania SG zwrócą się wielokrotnie przynosząc szereg istotnych jakościowych zmian, obecnie niedocenianych przez krytykujących.

Krytykujący zaś podważają zasadność ponoszenia tak ogromnych kosztów tworzenia nowego rynku (przy czym powstają obszary nowych, tzw. osieroconych kosztów) bez opracowania wspólnej i jednolitej strategii działań, wspieranej odgórnie przez spójną politykę państwa i UE wraz ze wspólnymi, zintegrowanymi działaniami wszystkich podmiotów rynku energii, by racjonalnie wg. czasu i zasobów wprowadzić przemiany w kierunku SG. W tej dziedzinie, według autorki – w Polsce brakuje lidera odpowiedzialnego za opracowanie strategii, prowadzenie prac i konsekwentne opracowywanie prawa, wdrażanie przemian w kierunku nowego rynku energii.

Stąd obawa, że ponoszone wysokie koszty na budowę SM, AMI i SG są w dużej mierze nieracjonalne i nie przynoszą spodziewanych efektów, np. w efekcie końcowym – obniżenia cen za media energetyczne.

Przy omawianiu modeli poszczególnych rynków – jako obszarów budowania relacji między podmiotami oraz realizacji obrotu i handlu podstawowymi towarami – mediami energetycznymi, celowo pominięto omówienie równie ważnych, pozostałych segmentów tych rynków np. dla rynku energii elektrycznej

– segmentu rynku finansowego, giełdowego, w tym praw majątkowych czy zasady budowy i działania rynku dnia następnego – RDN, rynku dnia bieżącego – RDB i rynku bilansującego – RB (segmenty techniczne), w tym zagadnienia powstawania i działania grup bilansujących itp. Wynika to wyłącznie z przyjętego układu pracy oraz z istnienia obszernej literatury przedmiotu[14].

W rozdziale czwartym wskazano, że rozwój technologii OZE tworzy nowy, innowacyjny obszar dla działań w kierunku budowania nowych strategii i modeli biznesowych dla każdego uczestnika rynku, w którym powoływane są również nowe podmioty, takie jak prosument, agregatorzy rynku, czy dostawcy rozwiązań technologicznych dla magazynowania energii. Rozwój innowacyjnych technologii dla zintegrowanego rynku energii poszerza i modyfikuje obszary działań również podmiotów już istniejących na rynku, takich jak dotychczasowi wytwórcy mediów energetycznych.

W rozdziale tym skupiono się na rozwoju fotowoltaiki oraz technologii współtowarzyszącej DS (*Dispersed Savings*), realizowanej za pomocą włączenia samochodów elektrycznych (EVs) do sieci w Polsce. Taki zakres rozdziału wynika z faktu, że Polska jest tuż przed wejściem w życie nowych ustaw, w tym ustawy o OZE, która otwiera drzwi dla inwestycji w fotowoltaikę, szczególnie dla tworzenia tzw. rozproszonej generacji prosumenckiej. Samochody elektryczne są zaś przykładem budowania i rozwoju tzw. rozproszonego, mobilnego systemu magazynowania energii dla sieci – zapewniającego równoważenie niestabilności sieci energetycznych z dużym nasyceniem OZE (w tym PVs).

Rozdział piąty dotyczy propozycji modeli biznesowych dla wdrożenia fotowoltaiki oraz EVs w Polsce na zintegrowanym rynku energii. Autorka ze względu na swoje doświadczenie proponuje i opisuje ogólne rozwiązania i modele dla prosumenta, przedsiębiorstw pośredniczących w rozwoju OZE typu ESCO/HSCO[15], dla dotychczasowych wytwórców, dla agregatorów rynku oraz dla włączenia EVs w rynek zintegrowany.

Rozdział ten nie zawiera szczegółowych wyników symulacji dla poszczególnych rozwiązań ze względu na bardzo szeroką dowolność możliwości przyjętych założeń w chwili obecnej, co czyni takie obliczenia bardzo nierealnymi. Poza tym dokładne kalkulacje biznesowe są cechą charakterystyczną dla budowania biznesplanów i poszczególnych scenariuszy wdrożeń dla konkretnego modelu – czego aktorka w tej pracy i na tym etapie rozwoju rynku energii oraz proponowanych modeli musiała uniknąć, ze względu na wspomniany wcześniej brak rzeczywistego rynku SG.

---

[14] Należy odnieść się do np.: [Weron 2009; Kalinowski 2000], materiały IRiESP itp.

[15] HSCO – *Home Service Company* – przedsiębiorstwa specjalizujące się wyłącznie w instalacjach budynkowych dla włączenia OZE i rozwiązań systemów inteligentnych dla zarządzania zapotrzebowaniem energetycznym prosumenta. ESCO – *Home Saving Company* – przedsiębiorstwa specjalizujące się w uzyskiwaniu oszczędności i efektywności energetycznej poprzez wdrożenia nowych technologii.

Omawiany przykład wdrożenia scenariusza i przypadku biznesowego dla tzw. energetyki gazowej z rozdziału trzeciego jest przypadkiem rzeczywistym, przy opracowaniu którego autorka uczestniczyła w dedykowanym projekcie komercyjnym jak i szczegółowych symulacjach finansowych przypadków scenariuszy wdrożeń dla konkretnego podmiotu rynku w Polsce. Praca taka wymaga wtedy nie tylko wskazania konkretnego modelu biznesowego i jego oceny inwestycyjnej, ale także szczegółowej analizy starych procesów biznesowych działających w przedsiębiorstwie i opracowania całościowej, spójnej strategii nowej linii biznesowej, dla której należy uwzględnić specyficzne parametry i informacje wynikające z charakterystyki konkretnego podmiotu, który realizuje dany przypadek biznesowy.

W podsumowaniu autorka wskazała, że sformułowana teza i hipotezy badawcze zostały dowiedzione oraz opracowała wnioski i sprecyzowała kierunki dalszych prac badawczych.

W całej rozprawie autorka omówiła przede wszystkim zagadnienia dotyczące możliwości zintegrowania rynku energii w Polsce, który ze względów organizacyjnych zrealizuje efekt synergii działań rynkowych dla umiejscowienia prosumenta/klienta na rynku jako pełnoprawnego i najważniejszego podmiotu na tym rynku, przy czym ze względu na obecnie planowane regulacje, ułatwiające rozwój fotowoltaiki w Polsce opracowała również możliwe modele biznesowe dla rozwoju technologii OZE, szczególnie dla PV i DS (realizowane poprzez technologie EVs) na nowym, zintegrowanym rynku energii.

1.2. Cel, zakres oraz teza pracy

Przemiany zachodzące obecnie i będące w niedalekiej perspektywie na rynku energii to przed wszystkim: energetyka prosumencka, rozwój i zastosowanie nowych technologii dla OZE oraz technologii komunikacyjnych wraz z innymi, uzupełniającymi, technologiami innowacyjnymi i rozpoznawanie szans dla nowych modeli biznesowych na konkurencyjnym rynku energii.

Celem niniejszej rozprawy jest opracowanie idei wspólnego rynku mediów energetycznych w znaczeniu integracji działań, czyli wzajemnie przenikających się obszarów działań oraz opracowanie modeli biznesowych w ramach strategii tzw. błękitnego oceanu dla rozwoju nowego, zintegrowanego rynku energii [Chan Kim 2005].

Zakres wykonanych prac nie obejmuje analizy uwarunkowań politycznych, jak również nie obejmuje analizy tymczasowego wpływu kryzysu ekonomicznego na podstawowe cele strategiczne. Kryzys czasem bywa zbawienny i staje się nawet katalizatorem dla przyśpieszenia skutecznych przemian w gospodarce. Może więc być zarówno zagrożeniem, jak i szansą na skokowy rozwój. Autorka skupia się na sytuacji w Polsce, zaś kontekst europejski czy rynku światowego

jest ograniczony do niezbędnego minimum (dla celów tej monografii pominięto równie ważne zagadnienia tworzenia tzw. wspólnego rynku europejskiego, przepustowości transgranicznych czy procesów prywatyzacji przedsiębiorstw). Zdaniem autorki, nie jest konieczne szczegółowe omawianie znanych już projektów nowych ustaw[16], dyrektyw, materiałów technicznych, wszystkich projektów europejskich lub innych opracowań dotyczących omawianej dziedziny, są one jednakże umieszczone w literaturze lub przywołane w przypisach.

Rozprawa jest poświęcona przede wszystkim przedstawieniu bieżącej sytuacji przemian na rynkach energii w Polsce, opisaniu obecnego, organizacyjnego modelu tych rynków poprzez relacje między uczestnikami, oraz przedstawia przyszły model zintegrowanego rynku energii uwzględniający obecne trendy i kierunki przemian.

W pracy znajdują sie najbardziej trafne (zdaniem autorki) i zmodyfikowane przez autorkę definicje podstawowych technologii i elementów rynku energii oraz nowe, związane z rozwojem SG, a także wskazuje się na wyzwania i szanse oraz słabe strony i zagrożenia dla powstawania nowych modeli biznesowych dla energetyki XXI wieku. Zatem dodatkowym celem pracy jest jej wartość informacyjna dla przyszłych, aktywnych konsumentów/prosumentów na rynku mediów energetycznych.

Zasadnicza teza rozprawy jest nastepująca:

Rozwój nowoczesnego społeczeństwa i nowoczesnej, efektywnej gospodarki wymaga m.in. dostępności energii, której nie zapewnią tradycyjne rynki energii elektrycznej, gazu i ciepła. Konieczna jest integracja techniki, organizacji i sposobów zarządzania prowadząca do powstania nowoczesnego, zintegrowanego rynku energii, umożliwiająca efektywne i ekonomicznie uzasadnione użytkowanie energii pozyskiwanej z różnych źródeł, zwłaszcza energii z OZE.

Dowód tej tezy wspomagany będzie przez zbadanie następujących hipotez badawczych:

Hipoteza 1 (H1)

Sieć inteligentna (*Smart Grid*) przyczynia się do szukania i budowania nowych modeli biznesowych, niezbędnych w nowych warunkach zintegrowanego rynku energii dla umocnienia konkurencji i liberalizacji rynku energii.

Hipoteza 2 (H2)

Nowe modele biznesowe – dla prosumentów są możliwością innowacyjną, wynikającą z rozwoju nowych technologii dla rynku energii. Stwarzają rynek konkurencyjny i bardziej racjonalny niż poprzedni poprzez efektywniejsze nowe strategie działań i większą konkurencyjność względem wielkoskalowych korporacyjnych przedsiębiorstw, do tej pory dominujących na tym rynku.

Hipoteza 3 (H3)

Poprzez przygotowane możliwe modele biznesowe, analizę szans i zagrożeń oraz słabych i mocnych stron (SWOT), analizę otoczenia biznesowego,

[16] Mimo że wdrożenie ich nie jest wciąż pewne.

opracowania te zachęcą przyszłych prosumentów i inwestorów do działań inwestycyjnych i przyczynią się do uporządkowania wiedzy potrzebnej do tworzenia nowego, zintegrowanego rynku energii.

Autorka, prowadząc rozmowy z praktykami przekonała się jak bardzo potrzebne są tego typu analizy i badania przy budowaniu nowych modeli biznesowych, wykorzystywanych później w konkretnych przypadkach rozwoju modeli i strategii w praktyce.

2. *SMART GRID* NA RYNKU MEDIÓW ENERGETYCZNYCH

2.1. Podstawowe pojęcia i definicje dla nowego rynku

W literaturze można znaleść wiele definicji nt. Smart Grid, jednak żadna z nich nie ujmuje dostatecznie całościowo istoty tego zjawiska.

Smart Grid w energetyce (inteligentna, sprytna sieć) [Amin 2005] – to interaktywne i automatycznie powiązane ze sobą systemy (fizyczna sieć energetyczna i sieć informacyjna) oraz aplikacje technologii informacyjnych, umożliwiające zarządzanie sieciami przesyłowymi i dystrybucyjnymi za pomocą m.in. punktów pomiarowych i kontrolnych oraz zaawansowanej infrastruktury pomiarowej, rozmieszczonej w wielu węzłach i złączach sieci, tak by z jednej strony zwiększyć niezawodność i efektywność energetyczną sieci, z drugiej zaś posiadać szczegółową wiedzę o stanie sieci poprzez jej monitorowanie, automatyczne naprawianie i właściwe działanie w sytuacji podłączenia różnorodnych źródeł wytwarzania oraz odbiorców uwzględniając również mikroźródła, źródła rozproszone, odnawialne źródła energii, magazyny energii i działalność prosumencką itp. (por.: http://energy.gov/oe/technology-development/smart-grid oraz Zielin Mat Pam 2011).

Ta definicja wydaje się być skupiona na czynniku, jakim jest rozwój technologii informacyjnych (ICT) i innowacyjnej technologii urządzeń dla energetyki, w celu wspomagania zarządzania sieciami i relacjami uczestników rynku energii. Dla pełnego rozumienia terminu należy też dodać, że inteligentne sieci to również zespół wszystkich działań prawno-regulacyjnych, ekonomicznych i społecznych, jak również integracja działań wszystkich uczestników rynku: wytwórców i odbiorców (konsumentów), dostawców usług, prosumentów, mająca na celu zmianę i wypracowanie nowego, optymalnego poziomu zapotrzebowania na energię budując niskoemisyjne i nie awaryjne, efektywne sieci wraz z aktywacją działań tzw.: strony popytowej (*Active Demand Response* – ADR) odbiorcy.

Aktywna strona popytowa – jest tu bardzo ważnym czynnikiem działania inteligentnych sieci. Jak każdy rynek, również rynek energii jest/ma być rynkiem, gdzie odbiorca jest w centrum. Klient jest/będzie najważniejszym elementem łańcucha działań i wartości dla wszystkich innych uczestników rynku.

Świadomy swoich potrzeb i ekonomicznych korzyści, równoprawny uczestnik rynku – klient – może aktywnie i niedyskryminacyjnie współuczestniczyć w tworzeniu profilu zapotrzebowania na rynku energii, jak i jego globalnego stanu poprzez dedykowane programy *Demand Side Management* (DSM – programy zarządzania popytem, np.w: Braithwait 2010) oraz wykorzystując,

uzyskiwane poprzez inteligentny licznik, bodźce cenowe, aktywnie reagować na sygnały rynku.

Jednym z niezbędnych elementów rozwoju rynku inteligentnych sieci, jest wdrożenie zaawansowanej infrastruktury pomiarowej AMI (*Advanced Metering Infrastructure*) wraz z inteligentnymi licznikami pomiaru (SM – *Smart Metering*). Infrastruktura AMI jest niezbędna do realizacji najważniejszych postulatów idei SG, przede wszystkim *Smart Metering* na poziomie systemowym. Docelowo oznacza to również wdrożenie inteligentnych liczników, sterowników i sensorów pomiarowych w sieci i u tych uczestników rynku, którzy podejmują ryzyko wynikające ze zmiennych cen na media energetyczne, ze względów efektywnościowych rozumieją potrzebę ich użycia i wyrażają chęć bycia aktywnym klientem.

Wiedza uczestników rynku o korzyściach płynących z zastosowania SM, podjęcie ryzyka zmiennych w ciągu doby cen jest tutaj kluczowa, chociaż czasem dyskusyjna [M. Mielczarski, Newsletter nr 3/2012, e-źródło]. Dla pełnego włączenia prosumenta do SG potrzebne są również urządzenia i rozwiązania dedykowane dla zarządzania zapotrzebowaniem na poziomie pojedynczego gospodarstwa domowego (infrastruktura HAN).

Smart Grid – według innej definicji to idea działania (zarządzania) rynków energii na sposób „smart", tj. tak, by spełniać następujące wymagania i postulaty dla sieci: dwukierunkowa integracja przepływów w sieci, bezpieczna sieć, spełniająca postulat tzw. *Internet of Things*, zoptymalizowana, opomiarowana, kompatybilna, zintegrowana, ekologiczna i efektywna ekonomicznie oraz samonaprawiająca i samoregulująca się, przy czym umożliwiająca dołączanie różnych źródeł energii [Zielin Mat Pam 2011].

Smart Grid to zarówno dynamiczne, techniczne zarządzanie sieciami przesyłowymi i dystrybucyjnymi za pomocą inteligentnych urządzeń rozmieszczonych we wszystkich węzłach i łączach sieci, które stanowią podstawę istnienia systemu *smart*[1] jak i organizacja i inteligentne zarządzanie procesami rynkowymi w nowy sposób porzez wykorzystanie informacji i technologii ICT na RE.

Smart Grid to również (według amerykańskiego podejścia[2]) rozwinięta i wdrożona sieć i rozwiązania nowych technologii jakimi są zarówno nowoczesne narzędzia i urządzenia dedykowane dla sieci (AMI), jak i obszary rozwoju nowych technologii wraz z systemami zarządzania sieciami dystrybucji jak i informacji, tak by odpowiedzieć na potrzeby energetyczne (popytowe) XXI wieku i wyzwania ekologiczne.

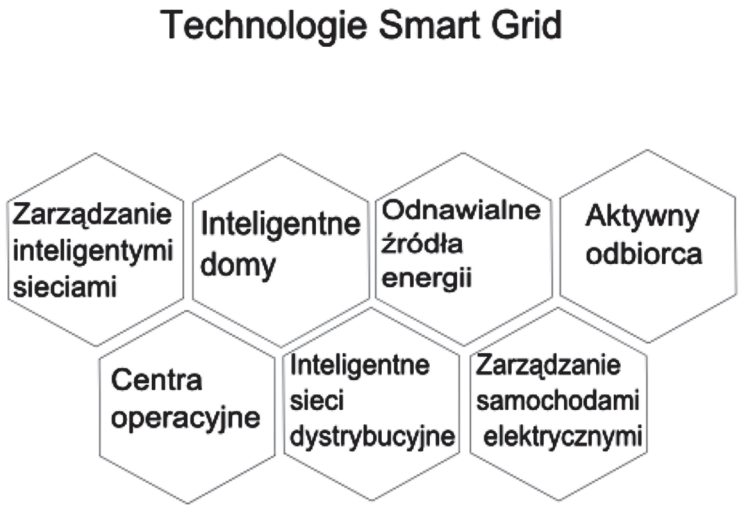
Najważniejszymi elementami nowych obszarów technologicznych decydujących o rozwoju SG są: nowoczesna infrastruktura przesyłowa i dystrybucyjna (wymiar techniczny), rozproszona generacja i dwukierunkowy przepływ

---

[1] Definicja według e-źródła: http://www.spiug.pl/docs/PP_ISE_29_06_11.pdf – projekt programu priorytetowego ISE – inteligentne sieci energetyczne [dostęp 21.11.2012].

[2] Definicja według e-źródła: http://www.smartgrid.gov/the_smart_grid#smart_grid [dostęp 21.11.2012].

w sieci, rozwój technologii odnawialnych źródeł energii, aktywne zaangażowanie konsumenta/prosumenta w działania na rynku oraz także infrastruktura i systemy inteligentnych domów, rozwój inteligentnych regionów i miast, mikrosieci, lokalnych, wirtualnych elektrownii i agregatorów rynku, rozwój technologii magazynowania energii (samochody elektryczne i przydomowe magazyny/zasobniki energii) oraz systemy zarządzania inteligentnymi sieciami dystrybucyjnymi wraz z centrami operacyjnymi i informacyjnymi. Należy również wspomnieć o właściwym modelu rynku – przygotowanym prawnie i organizacyjnie na uaktywnienie zalet i korzyści z wdrożenia wspomnianych tu różnych technologii.



Rysunek 1. Elementy technologiczne *Smart Grid*
Źródło: opracowanie własne na podstawie:
http://www.smartgrid.gov/the_smart_grid#home [dostęp 12.11.2012]

Definicja ta ujmuje najszerzej wszystkie niezbędne elementy, jakie należy uwzględnić w definicji SG. Na rys. 1. przedstawiono najważniejsze obszary technologiczne, których rozwój zależny jest głównie od wdrożenia nowoczesnych technologii przesyłu danych i Internetu.

Według amerykańskiej definicji [np. z: http://www.smartgrid.gov], po wdrożeniu SG należy spodziewać się następujących, najistotniejszych korzyści:

- bardziej efektywny przesył energii,
- szybsze odnawianie sieci po awariach,
- zmniejszenie kosztów zarządzania siecią i cen energii dla klienta,

• zredukowanie szczytów zapotrzebowań na energię i zmiana profilu zużycia energii na bardziej racjonalny i ekonomiczny,

• polepszenie integracji sieci ze źródłami energii odnawialnej,

• polepszenie bezpieczeństwa dostaw energii i informacji o sieci i o jej użytkownikach,

• integracja działań prosumentckich wraz z innymi elementami sieci,

• niższa emisyjność i lepsza ochrona środowiska z jednoczesnym zmniejszeniem krajowej energochłonności[3].

Poniżej zostały omówione wymienione w definicji elementy rozwoju technologicznego.

Infrastruktura przesyłowa – to infrastruktura zmodernizowanej sieci przesyłowej i dystrybucyjnej w kraju. Sieci, szczególnie dystrybucyjne, muszą być zmodernizowane i uzbrojone w nowoczesne, automatyczne sterowniki, przełączniki dla rekonfiguracji, posiadać nowej jakości kable. Wskazana jest wymiana elementów telemechanicznych w stacjach transformatorowych czy też instalacja nowych łączników w liniach sterowanych drogą radiową. Rozwój i modernizacja samych sieci są niezbędne, gdyż w ponad 30% przekroczyły one swoją żywotność techniczną w Polsce.

Dla SG technologie dostępu do informacji (sieć informacyjna) są wartością krytyczną dla ich rozwoju. Protokoły łączności i wymiany danych, dedykowane dla rynku energii otwarte standardy i tzw. rozwiązania dla rozwoju komunikacji na rynku i poprzez Internet – tworzą obszar technologiczny dla realizacji wymagań nowego rynku. Przykładowo, wszelkie dedykowane urządzenia z tzw. sieci domowej (HAN – *Home Area Network*), takie jak liczniki, czujniki, urządzenia sterujące wyposażeniem domu i aplikacje sterowania i zarządzania systemem inteligentnego domu, muszą komunikować się ze sobą poprzez bezpieczne i odporne na cyberatak standardy protokołów komunikacji, przesyłu i wymiany danych, do których należą m.in.: Z-wave, ZigBee, WiMax (*Worldwide Interoperability for Microwave Access*), 2G (*Second Generation Wireless Telephone Technology*), 3G, 4G, DSL (*Digital Subscriber Lines*), HFC (*Hybrid fibre-coaxial)* lub BPL (*Broadband over Power Line*), DCL (*Data Communication Link*), PLC (*Power Line Communication*) i inne. Najbardziej popularna i najtańsza jest technologia bezprzewodowa WiMax [np. Motorola 2010].

Z drugiej strony, dwukierunkowa możliwość przesyłu energii elektrycznej, dedykowane do dwukierunkowego pomiaru liczniki czterokwadrantowe oraz bezpieczne rozwiązania sieciowe dla LAN/WAN (LAN – Local Area Network, WAN-Wide Area Network) tworzą układ siatki połączeń między wszystkimi urządzeniami nowoczesnej inteligentnej sieci typu SG.

---

[3] Obecnie w Polsce na jednostkę produktu PKB zużywa sie 2,3 razy więcej energii niż w innych krajach zachodniej Europy – W. Mielczarski, *Nowoczesna Energetyka*, „Biuletyn SEP Odział Łódzki" 2011, nr 3.

***Smart Metering* (SM) i zaawansowana infrastruktura pomiarowa (AMI)** – jeden z podstawowych elementów SG [Stifter 2010], ściśle związany z technologią zbierania, agregowania i przesyłu informacji pomiarowej, oraz Internetem, jako medium dostępu do informacji o sieci dla każdego uczestnika rynku. Jest to struktura pomiarowa od poszczególnych punktów pomiarowych poprzez inteligentne liczniki w domach i systemy zarządzania danymi pomiarowymi (łącznie z fakturowaniem i analizą zużycia mediów energetycznych, prognozowaniem i optymalizacją zużycia po stronie sprzedawcy), aż do realizacji przesyłu po sieciach połączeniowych – bezprzewodowych i PLC (*Power Line Comunication*) i do niezależnego Operatora Informacji Pomiarowych (OIP – Operator Informacji Pomiarowych) oraz centralnych, bezpiecznych systemów agregacji i integracji danych. [PIIO 2012; PSE 2010; Mro 2009; Raport 2011].

Smart Home (SH) [Niezabitowska 2005; Mikulik 2005; Rosłaniec 2009; Jabłońska 2012], czyli domy wyposażone w domowe systemy zarządzania energią i automatyka domowa czujników wraz z infrastrukturą HAN (*Home Area Network*) – to elementy SG najniższego poziomu, instalowane u klienta/prosumenta. Na SH składają się urządzenia domowe wraz z kontrolerami zużycia medium energetycznego, programatorami reguł oszczędnościowych oraz liczniki energii elektrycznej i czujniki zużycia wody, ciepła i inne, komunikujące się z centralnym systemem zarządzania energią w domu oraz poprzez sieć wymiany i przesyłu informacji z centralnymi systemami zbierania i agregowania danych u agregatora bądź sprzedawcy mediów, które poprzez Internet są do wglądu i natychmiastowej oceny. Podlegają fakturowaniu i rozliczaniu wg rzeczywistych, a nie prognozowanych zużyć i cen [Kato 2011].

Smart Home to również technologie budowy i ocieplenia domu, wytwarzania i magazynowania energii elektrycznej i ciepła dla swoich potrzeb poprzez zastosowanie energii ze źródeł odnawialnych i z odzysku, jak też zastosowanie technologii domów pasywnych (w takich domach potrzeby energetyczne są około ośmiokrotnie mniejsze – standard NF15) i domów zeroenergetycznych plus (domów, które w rozliczeniu rocznym pobierają bardzo niewiele energii a generalnie, w ciągu roku więcej jej produkują niż zużywają[4]).

Odnawialne źródła energii (OZE) – są związane z rozwojem i stosowaniem technologii takich jak: fotowoltaika, farmy wiatrowe, małe instalacje wiatrowe (rozwiązania typu *on/off shore*), pompy ciepła, ogniwa fotowoltaiczne, elektrownie wodne, czy technologie produkcji i wykorzystania biomasy i innych paliw gazowych drugiej generacji [Goutard 2011]. Wraz z rozwojem OZE istotne jest kreowanie innowacyjnych modeli biznesowych dla wykorzystania OZE na rynku energii i mediów energetycznych. Niektóre z technologii tu wymienionych, jak

[4] Według e-źródła: http://www.dominium.pl/artykuly/zobacz/2335/przyszly-rok-to-czas-budownictwa-energooszczednego [dostęp 17.10.2012]. Program dopłat do kredytów do budynków i mieszkań energooszczędnych wchodzi w życie z początkiem 2013 r. Por. też z definicją z art. 2. pkt 2 dyrektywy 2010/31/UE.

np. biomasa, są nieco kontrowersyjne jeśli chodzi o finalne wyliczenia efektywnościowe, biorąc pod uwagę, że np. rośliny wysokoenergetyczne i ich uprawy wymagają w ogólnym bilansie dużych nakładów czasowych, przestrzennych i finansowych do ich przygotowania[5].

Mikrosieć elektroenergetyczna (*Micro Grid*) – jest to system urządzeń wytwórczych, zasobników i odbiorników energii elektrycznej tworzących wspólną sieć, mającą na celu zapewnienie niezawodnej dostawy energii elektrycznej w najbliższym regionie oraz zminimalizowanie kosztów jej pozyskania w inny sposób. Mikrosieć tworzą mikroźródła OZE, jak i źródła konwencjonalne oraz odbiory i zasobniki energii (akumulatory, superkondensatory itp.), które mogą pracować jako jedna całość w niewielkiej odległości od siebie, dostarczając optymalnie energię elektryczną [Chowdhury 2009; Paska 2010; Barri 2010] itp.

Układy sterowania mikrosiecią [Biczel 2012], pozwalają na współpracę z siecią zewnętrzną lub na pracę wyspową. Mikrosieć stanowi najczęściej zamkniętą, sterowalną całość, która zaspokaja lokalne potrzeby. Może być w pewnych warunkach rozumiana przez otoczenie rynkowe jako lokalna wirtualna elektrownia (VPP – *Virtual Power Plant*), pracować wyspowo, bądź w połączeniu z centralnym systemem [por. np. wyniki projektów: MICROGRID, More MICROGRID], [Subirachs 2010], [Barri 2010], [Hatziagyriou 2007]. Mikrosieci budowane obecnie to najczęściej systemy zasilania lokalnego dla osiedli mieszkaniowych i obszarów, dostaczające nie tylko energię elektryczną [Borkowski 2012] ale wszystkie media energetyczne np. dla domów zero plus i całych regionów, które z założenia stawiają na rozwój w kierunku odnawialnych źródeł energii i ograniczenia emisji CO_2 wpisując się w trend życia ekologicznego.

Smart Cities – idea rozwoju energooszczędnych i ekologicznych miast i regionów, w których szczególnie zapotrzebowanie na energię tzw. miejską (dla potrzeb publicznych) jest zaspokajane optymalnie, z wykorzystaniem nowoczesnych technologii, w tym z zastosowaniem OZE, budowaniem mikrosieci, wsparte nowymi modelami biznesowymi i innowacyjnymi rozwiązaniami zarządzania dla zaspokajania publicznych potrzeb energetycznych (oświetlenie ulic, transport publiczny, ogrzewanie publiczne czy ogrzewanie wody, para przemysłowa). Inicjatywa miast w Europie dążących do uzyskania statutu miasta smart czyli miasta zarządzającego energią w sposób zrównoważony skupiona jest np. wokół projektu MODEL[6], który poprzez działania zarówno finansowe jak i organizacyjne jest efektywnym, poleconym sposobem zarządzania i dedykowaną strategią zrównoważonego rozwoju dla regionu [Przewodnik 2010], [Bliek 2011].

---

[5] Przyjmuje się jednak, że czas uzysku jest jednak stosunkowo krótki, w porównaniu z uzyskiem z przyrody złóż węgla kamiennego czy ropy.

[6] MODEL (2008) – Zarządzanie Energią przez władze lokalne; http://www.pnec.org.pl/model_cd/pl/model.html [dostęp 17.10.2012]. Innym, interesującym projektem jest tzw. porozumienie burmistrzów – Covenant of Mayors: www.eumayors.eu.

Prosument – nowy, ważny uczestnik rynku energii, odbiorca (indywidualny odbiorca w obecnej grupie taryfowej G lub mały odbiorca biznesowy) i jednocześnie potencjalny dostawca energii elektrycznej ze względu na swoją działalność wytwórczą z tzw. mini i mikro źródeł energii odnawialnej jak i uczestnik programów aktywnej strony popytowej, dzięki czemu może świadomie reagować na bodźce cenowe i pozacenowe, płynące z rynku energii, na którym się znajduje. Staje się on zatem aktywnym i zaangażowanym uczestnikiem strony popytowej rynku. Jego cechą jest rozproszonie i stosunkowo niewielka produkcja z mikroźródeł do sieci. Funkcja prosumenta to nowa rola na rynku i nowy model biznesowy dla SG [Timmerman 2009].

Inna definicja uwypukla zadanie prosumenta w sieci: prosument to odbiorca, który dysponuje własnym źródłem energii, przeznaczonym w pierwszej kolejności na zaspokajanie własnych potrzeb energetycznych (ograniczenie zapotrzebowania z sieci), ale w przypadku dysponowania nadwyżkami, może także energię dostarczać i sprzedawać do sieci, z własnej inicjatywy lub na żądanie operatora [www.piio.pl].

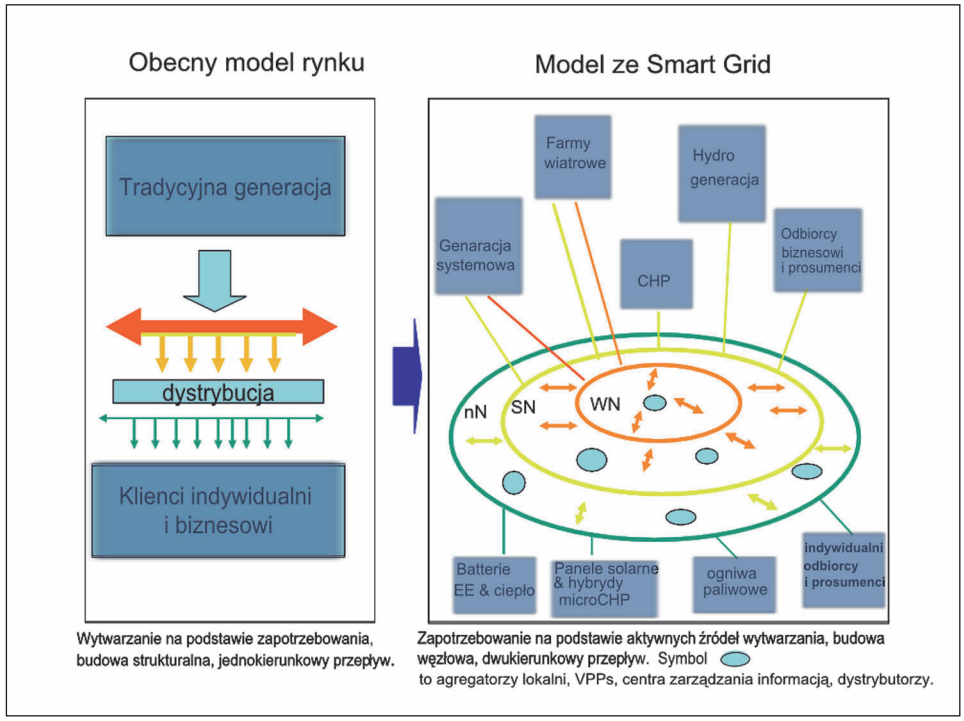
Agregator rynku – to również nowy podmiot i nowa rola na rynku energii i według definicji to pośrednik i usługodawca - najczęściej broker handlowy lub optymalizujący, bilansujący lokalnie zapotrzebowanie i podaż energii z różnych rozproszonych, małych, odnawialnych źródeł energii [według prac projektu: Seesgen d5.2; Agregator 2010].

W szczególnym przypadku może być to funkcja operatora wirtualnej elektrowni, której zadaniem jest optymalizacja popytu i podaży np. w mikrosieci. Jako pośrednik dla celów uczestnictwa rozproszonych prosumentów w giełdzie energii lub na rynku bilansującym, agregator może być ujednoliconym podmiotem występującym jako uczestnik ofert kupna/sprzedaży i jednocześnie usługodawcą rozliczającym na bieżąco każdego klienta przez systemy bilingowe i platformy komunikacyjne. Funkcja agregatora to nowy model biznesowy na rynku SG.

Wirtualna elektrownia to układ wzajemnie powiązanych jednostek wytwórczych generacji rozproszonej [Kucęba 2012; Szymanowski 2006] i innych elementów niezbędnych, takich jak: sieci teleinformatyczne, dedykowany system zarządzania dla wirtualnej jednostki oraz mechanizmy rynkowe, umożliwiające jej funkcjonowanie na rynku. Elektrownia wirtualna jest zamkniętą, sterowalną całością (wirtualną, dynamiczną jednostką), która zaspokaja lokalne potrzeby w mikrosieci lub współpracuje z zewnętrzną siecią elektryczną. Agregator handlowy lub bilansujący może być operatorem technicznym lub techniczno-handlowym takiej wirtualnej elektrowni (VPP) dla bilansowania lokalnych potrzeb, lub dla realizacji usług systemowych. Agregator typu VPP to nowa rola na rynku energii, a jego funkcjonalności to nowy model biznesowy na rynku energii [Paska 2010; Xin 2011; Matusiak 2011].

Centra zarządzania inteligentną siecią – funkcję tę mogą pełnić lokalne centra operacyjne, operatorzy VPP (*Virtual Power Plant*), operator sieci np. przesyłowej czy dystrybucyjnej, czy też operator pomiarów. Gromadzą one w czasie

rzeczywistym dokładne i aktualne dane pomiarowe, zarządzają stanami sieci i monitorują jej pracę, bezpieczeństwo i niezawodność, korzystając z zaawansowanych programów zarządzania sieciami energetycznymi – ogólnie EMS (EMS – *Energy Systems Management*) [ISE 2012].



Rysunek 2. Zmiana zasady organizacji rynku, na podstawie branży elektroenergetycznej
Źródło: opracowanie własne na podstawie [Rendez 2012]

Samochody elektryczne (EVs), hybrydowe, jak i dedykowane magazyny energii – to technologie, które w najbliższych latach mogą usprawnić działanie SG [Schulze 2010; Venayagamoorthy 2011] szczególnie jeśli ma się na myśli potrzeby stabilizowania sieci z rozproszonymi licznymi źródłami odnawialnymi oraz wykorzystywanie tańszej energii w godzinach szczytu [Fan 2011; Jabłońska 2011], a unikanie droższej, poprzez stosowanie zasobników energii. Możliwość rozwoju usług dodatkowych w sieci, spełnianych za pomocą EVs sprawia, że rozwój tej gałęzi technologii jest mocno wspierany przez rynki energii [Sheikhi 2010] i przemysł samochodowy mniej zaś – ze względu na konkurencyjność – przez rynek paliwowy.

Również dedykowane zasobniki ciepła oraz energii elektrycznej pomogą w bilansowaniu zarówno mikrosieci jak i zapotrzebowania w tzw. sąsiedztwie czy

dla pojedynczego domu. Nowe modele biznesowe dla tej technologii są niezwykle atrakcyjne i pożądane przez inwestorów rynku samochodowego i rynku energii.

Wdrażając SG należy podkreślić, że zmieni się podstawowy paradygmat działania sieci – z układu hierarchicznego, jednokierunkowego przepływu informacyjnego i fizycznego w sieci (od wytwórcy do odbiorcy) na dwukierunkowy, węzłowy/mieszany (rys. 2).

Wyjaśniając definicje, na koniec warto wspomnieć że najważniejszymi organizacjami europejskimi i amerykańskimi, które tworzą wytyczne i opracowują szczegółowe standardy dla pracy urządzeń, bez których niemożliwe byłoby racjonalne wdrożenie technologii inteligentnego rynku w Europie i świecie są:

- NIST – National Institute of Standards and Technology, USA,
- IEC – International Electrotechnical Commission, UE,
- ETP – European Technology Platform (od 2005r),
- EEGI – European Electricity Grid Initiative,
- CEN – European Committee for Standardization,
- CENELEC – European Committee for Electrotechnical Standardization,
- ETSI – European Telecommunications Standards Institute,
- EPRI – Electric Power Research Institute, USA,
- Entso-e – European Network of Transmission System Operators for Electricity,
- IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers, USA,
- HomePlug – PowerLine Alliance,
- EEI – Edison Electric Institute,
- UTC – United Telecom Council,
- NERC – North American Reliability Council, USA,
- NAESB – North American Energy Standards Board, USA i wiele innych,

wspierających działania porządkujące i standaryzujące dla *Smart Grids*.

2.2. Model rynku a modele biznesowe

Definiując wspomniane wyżej najważniejsze elementy inteligentnego rynku energii, należy uwzględnić jednak definicję najważniejszą z punktu widzenia rozwoju SG odpowiadającą na pytanie: Jaki model rynku i modele biznesowe mają być realizowane przy pomocy nowych technologii i nowych rozwiązań na rynku energii? Jaki model uwolnionego rynku energii będzie obowiązywał w danym kraju czy regionie, a co za tym idzie, jakie należy przygotować założenia ekonomiczne i ramy prawne, by nie ograniczać, nie przeregulować, a racjonalnie wspierać innowacyjny rozwój modeli biznesu i zrównoważony rozwój gospodarczy?

W tym rozumieniu SG to:

„sieć elektroenergetyczna, która potrafi harmonijnie integrować zachowania i działania wszystkich przyłączonych do niej użytkowników, w tym wytwórców,

odbiorców i tych, którzy pełnią obydwie te role budując wolny rynek – celem zapewnienia zrównoważonego, ekonomicznego i niezawodnego zasilania" (www.piio.pl)

Zatem dobry model rynku (według obszernej literatury na ten temat[7]) określa jednocześnie strategię działania i nakłada założenia, czyli definiuje racjonalne ograniczenia i możliwości rozwoju działań w określonych realiach danego systemu (regulacje prawne i organizacyjne założenia makroekonomiczne). Odzwierciedla strategię rozwoju rynku dla przyszłości i buduje podwaliny dla kolejnych, przyszłych elementów rynku – trudnych do określenia wcześniej[8].

Graficzny model – jest narzędziem, za pomocą którego można opisać system[9] i jego obiekty, relacje, zależności, zachowanie w różnych warunkach, w tym: prawnych, organizacyjnych i ekonomicznych. Opis systemu za pomocą takiego modelu przyjmuje pewne ograniczenia i założenia oraz uproszczenia, najczęściej w celu jego prezentacji, rozumienia zasad funkcjonowania i sprawdzenia jego działania w warunkach laboratoryjnych.

Organizacyjny model rynku danego towaru – to najczęściej uproszczona, graficzna i opisowa, statyczna reprezentacja zależności i związków między uczestnikami rynku oraz opisowa interpretacja zasad jego działania, regulacji prawnych oraz innych ograniczeń (otoczenie) i założeń wyjaśniających cel modelowania i ewentualnie modyfikacji rzeczywistości przez model lub jej tylko częściowe odwzorowanie lub wprowadzenie zmian czyli przemodelowanie (definicja autorki).

Model biznesowy najczęściej dotyczy konkretnego podmiotu gospodarczego i jest to opis graficzny i słowny modelu mikrorynku (tzw. otoczenia biznesu) wraz z informacjami szczegółowymi, takimi jak opis założeń (teoretycznych) umożliwiających mu nowe działania, które kreują wartość dla wszystkich uczestników biznesu, od których jest ona zależna i uzasadniają możliwość tych nowych działań w otoczeniu konkretnego modelu rynku[10]. Model powinien być odpowiedzią na następujące pytania: co podmiot będzie robić, czy będzie to jego przewagą konkurencyjną, jakie zasoby zaangażuje i jaka będzie wartość dodana wdrożonego do realizacji biznesu [Obłój 2002] [Porter 1996].

Modele biznesowe w dobie innowacji działań powstają jako całkiem nowe (nowe ukształtowanie łańcucha wartości, strategie błękitnego oceanu [Chan Kim 2005]), ale najczęściej są udoskonaleniami, rozszerzeniami modeli istniejących

---

[7] Między innymi [Kieżun 2011] oraz według e-źródła: M. Okólski (red.), *Jaki model rynku energii?*, Biblioteka Regulatora 2001, http://www.ure.gov.pl/portal/pl/217/Jaki_model_rynku_energii.html [dostęp 12.02.2013].

[8] Na podstawie np.: D. Begg, S. Fischer, R. Dornbusch, *Mikroekonomia*, Warszawa 2007.

[9] Według podejścia systemowego, omówionego np. w: K. Mreła, *Struktury organizacyjne. Analiza wielowymiarowa*, Warszawa 1983, s. 39.

[10] Należy porównać np. z: J. Magretta, *What Management is? Profile Books*, London 2003, s. 44, oraz J. Magretta, *Why Business Models Matter?* „Harvard Business Review" 2002, May, s. 87–92.

i najczęściej modele biznesowe dotyczą tzw. „ucieczek do przodu" wobec konkurencji i pozostałych uczestników rynku.

Model biznesu determinuje zatem przypadki biznesu (*business model case*) i konkretne procesy biznesowe, jakie w nim należy wyróżnić i zbadać (modelowanie procesów biznesowych i w zależności od potrzeb ich doskonalenie).

Według innej definicji [Tucci 2003] – pełny model biznesu jest systemem składającym się z wzajemnie ze sobą powiązanych elementów, które oddziałują na siebie w czasie działania wdrożonego modelu i są to:

- wartość oferowana klientom przez uczestnika rynku (przedsiębiorstwo, podmiot),
- segment rynku, do którego firma kieruje tę wartość,
- zakres oferty,
- polityka cenowa,
- źródła przychodów,
- niezbędne działania, związane z udostępnieniem oferowanej wartości,
- możliwości organizacyjne, stwarzające podstawę działalności,
- umiejętności i przedsięwzięcia, umożliwiające podtrzymanie wszystkich aspektów przewagi konkurencyjnej,
- działania zapewniające trwałość przewagi konkurencyjnej.

Model biznesowy odnosi się do projektu/sposobu tworzenia nowej wartości i powinien on uchwycić mechanizmy stosowane przez przedsiębiorstwa, aby zachęcić klientów do zapłaty za wartość a w konsekwencji przynosząc zyski firmie [Teece 2010]. Różnice pomiędzy modelem biznesowym a opracowaniem strategii leżą w obrębie trzech obszarów [Chesbrough i Rosenbloom 2002]:

1. Modele biznesowe zaczynają się od tworzenia wartości dla klienta, podczas gdy strategia kładzie większy nacisk na działanie po zdobyciu wartości i trwałości działania biznesu.

2. Finansowanie działania biznesowego może nie być tak widoczne w modelu biznesowym jak powinno być wskazane w opracowanej strategii.

3. Przy tworzeniu modeli biznesowych zakłada się, że wiedza o nich jest ograniczona (dużo niewiadomych jak działać), natomiast strategia zakłada wykonanie ostrożnych analiz opartych na wiarygodnych i dostępnych informacjach gdyż najczęściej strategię wyznacza się dla utryzmania długofalowego działania modelu już funkcjonującego.

Zdaniem autorki najlepsza jest definicja krótka: model biznesu jest uproszczonym, syntetycznym przedstawieniem logiki biznesowej, prowadzącym do opracowania kluczowych procesów biznesowych nowego przedsięwzięcia, odpowiadającym na podstawowe pytania: co klient/rynek potrzebuje, jak można to osiągnąć, z kim ewentualnie współpracować, jakie zasoby zaangażować w konkretnych uwarunkowaniach zewnętrznych danego biznesu, ile można na tym zarobić (jeśli zrobi się symulacje na danych rzeczywistych).

W przypadku rozwoju nowego rynku energii – model rynku opisuje w skrócie: jak uzyskać maksimum korzyści z zaangażowania konkretnej technologii oraz jakie relacje funkcjonują bądź powinny funkcjonować na rynku, dla osiągnięcia zamierzonych celów.

Niniejsza monografia nie skupia się na szczegółowej klasyfikacji modeli i ich podziału na typy, zakres czy przeznaczenie, lecz na podstawie zmian zachodzących na nowym rynku energii prezentuje propozycje nowych modeli biznesowych, które w warunkach polskich, wykorzystując innowacje i technologie OZE, mogą być brane pod uwagę i dotyczą obszaru zintegrowanego rynku mediów energetycznych.

Według najnowszej literatury przedmiotu, dotyczącej tworzenia modeli biznesowych [Osterwalder 2012], zaleca się stosować dziewięć kroków/elementów dla właściwego określenia modelu biznesowego (preferowany jest dynamiczny szablon modelu biznesowego). W praktyce, budując model biznesowy należy krótko określić:

- *segmenty klientów* – grupy klientów i ich podstawowy profil,
- *propozycję wartości* – towar/usługa jaką biznes dostarcza,
- *kanały dystrybucji* – kanały komunikacji z klientem np. systemy ICT takie jak aplikacje internetowe do zarządzania relacjami z klientem czy do zarządzania stanem rozliczeń klienta, czy też dystrybucji samego towaru/usługi,
- *relacje z klientami* – rodzaje relacji z klientami w każdym segmencie,
- *kluczowe zasoby* – zasoby i umiejętności, na których model biznesowy jest zbudowany,
- *kluczowe działania* – najważniejsze czynności i aktywności, które są podejmowane dla wdrożenia modelu biznesowego,
- *sieć partnerów* – partnerzy i dostawcy,
- *strukturę kosztów* – koszty, które są ponoszone, by działać wykorzystując ten model biznesowy (szacunkowe przewidywania – jeśli rozważamy już konkretne przypadki biznesowe),
- *strumienie przychodów* – na czym biznes zarabia (j.w.).

Tak wykonana analiza[11] będzie klarownym sposobem przedstawienia istotnych elementów modelu np. dla inwestora lub współpartnera biznesu i doprowadzi do opracowania konkretnego przypadku biznesowego i scenariusza wdrożeń z przyjętymi założeniami i ograniczeniami.

W niniejszej pracy zastosowano definicję autorki dla opracowania teoretycznych modeli biznesowych, celem wykorzystania innowacyjnych działań na inteligentnym rynku mediów energetycznych, ze szczególnym uwzględnieniem rozwoju fotowoltaiki w Polsce.

---

[11] Według e-źródła: www-07.ibm.com/smb/includes/content/industries/electronics/pdf/Global_CEO_Study_-_Electronics.pdf [dostęp 14.12.2012] – przykład analizy wdrożenia nowego modelu biznesowego w IBM Company.

Z doświadczeń praktycznych autorki[12] wynika, że obecnie niemal wszyscy uczestnicy rynku energii i inwestorzy szukają „dobrych pomysłów" na biznes, jak i gwarancji ich powodzenia, szczególnie w obszarze zastosowań rozproszonych źródeł fotowoltaiki.

Dlatego niniejsza praca ma charakter wprowadzający dla rzeczywistych działań na rynku energii w zakresie tworzenia i rozumienia modeli biznesowych na nowym, zintegrowanym organizacyjnie rynku energii. Tworzy więc punkt odniesienia dla potrzeb rynku zintegrowanego.

2.3. Kierunki zmian w zarządzaniu rynkiem energii i przedsiębiorstwami energetycznymi w Polsce

Na rynku energii, podobnie jak w przemyśle i innych branżach, gospodarka rynkowa wymusza zmiany [ZPP 2011], które przejawiają się w dążeniu do większej efektywności [Krupski 2005; Nazarko 2006]. Konsekwencją wielu lat zaniedbań jest obecny stan amortyzacji kapitału i ogólny stan wzrostu znaczenia zarówno elektroenergetyki, jak i gazownictwa czy ciepłownictwa w Polsce.

Polskie przedsiębiorstwa wskazanych wcześniej branż, muszą na nowo uczyć się działania efektywnego w sytuacji konkurencyjnego rynku energii. Wcześniej skupione były głównie na technicznej stronie działania, związanej z wiedzą inżynierską i specjalistyczną – branżową. Zagadnienia ekonomiczno-efektywnościowe oraz innowacyjne czy środowiskowe nie były najistotniejsze. Od 2007 r., gdy uwolniony został (wprowadzając do realizacji zasadę TPA) rynek energii w Polsce, zmieniły się warunki działania firm, a rozwój nowoczesnej teleinformatyki oraz problematyka ochrony środowiska i konieczność poprawy efektywności energetycznej przyczyniły się do rozwoju idei SG.

Sytuacja jest tym bardziej trudna, że blisko ¾ wszystkich urządzeń wytwórczych i przesyłowych w energetyce ma ponad 20 lat. Zakłada się, że odtworzenie i unowocześnienie parku maszynowego samej branży elektroenergetycznej wymaga ponad 90 mld PLN [Polska 2011]. Jednocześnie, w 2006 r. wskaźnik zwrotu zaangażowania kapitału własnego w przedsięwzięcia modernizacyjno-odtworzeniowe w energetyce wynosił zaledwie 7,9%, było to niecałe 8 groszy zysku netto z każdej wydanej na modernizację aktywów złotówki. W 2010 r. wskaźnik ten wyniósł: 13,35% nominalnie[13].

Realia konkurencyjnego rynku energii jak i wymiar działania na rynku europejskim (rynek polski jest elementem rynku europejskiego, zintegrowanego

[12] Uczestnictwo w projekcie europejskim, dotyczacym budowy nowych modeli biznesowych na RE: (2009-2011) SEESGEN_ICT i w projekcie e-Balance. (IP: 609132), który jest zaplanowany na lata: 2013-2017 oraz ekspertyzy dla zakładów energetycznych w Polsce.

[13] Według e-źródła: http://www.energetyka-paliwa-surowce.pl/Analiza-Finansowa/PGE-Polska-Grupa-Energetyczna-SA/Wskazniki/Rentownosci [dostęp 20.11.2012].

rynku pan-europejskiego [Pan Euro 2006]) sprawiają, że Polska również musi włączać się w realizację strategii rozwoju Unii Europejskiej, która przewiduje: redukcję gazów cieplarnianych o 20% do 2020 roku, zwiększenie do 20% wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych, zwiększenie efektywności energetycznej o 20% oraz stosowanie czystych technologii węglowych. Co prawda dla Polski wskaźnik włączenia OZE do 2020 r. wynosi 15%, lecz jest to niewielka ulga jaką UE przyjęła dla specyfiki ekonomicznej Polski. [Trzeci pakiet energetyczny UE].

Nie ulega wątpliwości, że zarówno proces urynkowienia branż, jak i wyzwania określone przez Komisję Europejską, powodują konieczność identyfikacji czynników kształtujących wartość przedsiębiorstw RE w nowych warunkach.

Wdrażane strategie zarządcze na RE powinny uwzględniać:

- harmonizację swoich celów z europejskimi, narodowymi, regionalnymi, i lokalnymi celami i strategiami w zakresie zrównoważonego rozwoju;
- dostarczać korzyści dla społeczności lokalnych dbając o wysoką jakość i niezawodność usług i produktów energetycznych, maksymalizację wykorzystania zasobów i uwarunkowań lokalnych;
- minimalizować wpływ swojej działalności na środowisko naturalne;
- sprzyjać rozwojowi działalności klienta/prosumenta;
- minimalizować ryzyka działalności i wysokich kosztów.

Żeby móc sprostać nowym oczekiwaniom na RE – w tym – oczekiwaniom klientów jako najważniejszych uczestników rynku – najlepszą metodą wzrostu efektywności przedsiębiorstw RE oraz pozyskania kapitału powinno stać się wdrażanie procesów innowacyjności, w tym innowacyjności operacyjnej polegającej na głębokich zmianach wpływających na istotę funkcjonowania przedsiębiorstwa, których skutki wpływają na wszystkie aspekty jego działania. Dotyczy to zarówno podejścia indywidualnego (przedsiębiorstwo, model biznesowy, nowe, innowacyjne modele i procesy biznesowe[14]), jak i całościowego (model rynku energii). Należy też wdrażać innowacje technologiczne, budować dla nich nowe modele biznesowe i znajdować strategie błękitnego oceanu.

Należy unikać metod typu: podwyżka cen energii – jako najprostsza metoda powiększenia kapitału, a szukać sposobów wynikających z korzystania z nowych technologii, co wymaga jednak zmian innowacyjnych.

Stosowanie metod typu *benchmarking* [Kościelniak 2011] czy umiejętnej integracji rachunku kosztów działań i ekonomicznej wartości dodanej przy innowacyjnym podejściu do opracowywania modeli biznesowych dla swoich działań w nowych warunkach – wydaje się być skutecznym i mądrym zarządzaniem na inteligentnym rynku energii.

Według M. Hammera [HAMM 2004] innowacja operacyjna jest to głęboka zmiana wpływająca na samą istotę funkcjonowania firmy/organizacji. „Innowacje operacyjne oznaczają nowe sposoby realizowania np. zamówień, opracowywania

[14] Por. B. Nogalski, *Modele biznesu jako narzędzia reorientacji strategicznej przedsiębiorstw*, w: [Kieżun 2011], s. 445-76.

nowych produktów, usług, obsługi klientów, pozyskiwania nowych klientów, albo wykonywania przez firmę każdej innej czynności" [por. z DRUCK 2004, Brilman 2002, Szpilt 2005, Paździor 2009].

Aby innowacja operacyjna mogła mieć miejsce należy ją wymyślić i wdrożyć. Na rynku energii jest obecnie czas na opracowanie i wdrożenie istotowo nowego modelu rynku i modelów biznesowych nowych działań ich uczestników, wraz z uwzględnieniem wytycznych wynikających z wyzwań XXI wieku.

Zarówno w elektroenergetyce, jak i w gazownictwie czy ciepłownictwie zdecydowanie brakuje specjalistów: menedżerów od analizy modeli biznesowych i procesów biznesowych oraz specjalistów do spraw rozwoju innowacyjności.

Należy również pamiętać, że są to działania wysokiego ryzyka, szczególnie w dobie ekonomicznego kryzysu, zatem przygotowanie i wiedza: *know how* – szczególnie dla przedsiębiorstw i społeczeństw opartych na wiedzy i innowacji – ma największe znaczenie [Zarz 2003], [Mikuła 2001, 2006].

Ramy strategiczne rozwoju nowego rynku energii wyznaczają organa państwowe, ustawodawcze, w tym też powołany regulator rynku energii – Urząd Regulacji Energetyki (URE) oraz inne organizacje wspierające [Woszczyk 2011], a także eksperckie, np. zajmujące się rozwojem OZE czy wspieraniem rozwoju fotowoltaiki itp. (organizacje: TOE, PIGEO, SEO, IEO[15] KAPE itp., a przede wszystkim od 2008 r.: Polska Rada Koordynacyjna dla OZE).

Najważniejszym dokumentem regulującym i opisującym kształt modelu rynku w Polsce jest *Prawo energetyczne* z roku 1997 z 55 nowelizacjami do roku 2012. Obecne projekty przewidują ustanowienie trzech ustaw odrębnych dla sektora energii elektrycznej, gazu oraz odnawialnych źródeł energii [Projekty 2013]. Wejdą najprawdopodobniej w życie z opóźnieniem. Ministerstwo Gospodarki opracowało także inne ustawy oraz dokumenty i strategie szczegółowe, w tym m.in. dokument o Bezpieczeństwie Energetycznym i Środowisku czy też: Strategię Innowacyjności i Efektywności Gospodarki -Dynamiczna Polska 2020 (SEIG), Strategia Rozwoju Kraju do 2020, Polityka energetyczna Polski do 2030 r. [Strategia 2008], [Strategia 2011] i inne.

Wymienione dokumenty są niestety bardzo zachowawcze i nie uwzględniają potrzeb związanych z rozwojem energetyki prosumenckiej [Popczyk 2011a, b]. Opisują jedynie kształt strategicznego rozwoju dla energetyki systemowej, energetyki wielkiej skali.

Wciąż też nie funkcjonuje zliberalizowany rynek tzw. europejski, mimo że w Europie poszczególne rynki (przede wszystkim Wielka Brytania, Niemcy) mają bardziej zaawansowany stan rozwoju mechanizmów rynkowych.

---

[15] Towarzystwo Obrotu Energią; www.toe.pl
Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej (PIGEO); www.pigeo.org.pl
Stowarzyszenie Energii Odnawialnej; www.seo.org.pl
Instytut Energii Odnawialnej; www. ieo.pl
Krajowa Agencja Poszanowania Energii; www.kape.gov.pl

Wszystkie wspomniane wyżej dokumenty strategiczne tworzą obszar otoczenia makroekonomicznego i kształtują uwarunkowania działań dla startującego, inteligentnego rynku energii [Buchta 2009]. Niestety, wciąż nie ma uregulowań dotyczących istotnej strategii rozwoju inteligentnych sieci w Polsce, co z pewnością znacznie powstrzymuje działania inwestorów w SG na większą skalę.

2.4. Zmiany liberalizacyjne na rynku energii w Europie i świecie

Poniżej (por.: Łucki 2003) przytoczono zestaw najważniejszych, charakterystycznych, przeprowadzonych już istotnych zmian dla procesu liberalizacji energetyki w Europie i świecie. Wyróżnia się następujące zmiany:

1. Pionowy rozdział organizacyjny, prawny i własnościowy podmiotów przez oddzielenie obszarów ich działalności o charakterze technicznym od tych, zajmujących się działalnością handlową i innymi usługami w ramach sektora elektroenergetyki i gazu.

2. Wprowadzenie zmian legislacyjnych umożliwiających kolejne, stopniowe przemiany modelu rynków od 2001 roku do 2009 i dalej. Przemiany te zachodzą wolno, a nawet wstecznie [Popczyk 2002], jednak nieodwracalnie prowadzą do otwarcia rynków.

3. Umożliwienie powstawania nowych modeli biznesowych działania w postaci pojawienia się dużej liczby energetycznych firm marketingowych, multimedialnych usługowych i innych specjalizujących się w handlu hurtowym i detalicznym energią elektryczną oraz gazem ziemnym i ciepłem i wyposażonych w nowe kwalifikacje w zakresie handlu, marketingu i finansów, w tym również w zakresie handlu elektronicznego. Dotyczy to również zmiany orientacji produkcji na proklienckąą, jak i też wytworzenie klimatu wolnej konkurencji, rozwój promocji i informacji o rynku z wykorzystaniem Internetu.

4. Stworzenie konkurencyjnej struktury systemu we wszystkich ogniwach łańcucha technologicznego[16] i handlowego, zapewniającej otwartość i przejrzystość wszelkich działań (wprowadzenie przetargów, obowiązku udostępniania informacji, publikacji cen i taryf, kształtowania kosztów uzasadnionych, swobodny wybór sprzedawcy, partnera handlowego itp.).

5. Wprowadzenie mediów energetycznych na giełdy towarowe (dotyczy to w głównej mierze energii elektrycznej) i objęcie tych mediów różnego rodzajami kontraktami giełdowymi (kontrakty terminowe, opcje, spot, swaps itp.) oraz stworzenie pozagiełdowych centrów handlu energią posługujących się transakcjami typu giełdowego.

[16] Pozostawiając jedynie przesył i dystrybucję energii w obszarze regulacji.

6. Wprowadzenie na rynek giełdowy niezależnego instrumentu jakim jest świadectwo pochodzenia energetycznego i obrót prawami majątkowymi w celu podniesienia konkurencyjności między wytwórcami elektroenergetyki.

7. Odchodzenie od kontraktów długoterminowych z klauzulą „bierz lub płać" na rzecz kontraktów giełdowych ze zmiennymi cenami i różnego rodzaju zabezpieczeniami, funkcjonującymi podobnie jak inne rynki finansowe.

8. Konsolidacja sektora energetycznego i umiarkowana prywatyzacja oraz liczne fuzje firm elektroenergetycznych z gazowymi i cieplnymi oraz wewnątrz sektorów – rozwój *outsourcingu* – głównie w celu redukcji kosztów działalności, konsolidacja działań.

9. Poszerzenie oferty dla odbiorców energii przez wprowadzenie na rynek wielu nowych produktów i usług dodatkowych i systemowych, w tym także licznych produktów i usług o charakterze nieenergetycznym (m.in. usługi informatyczne).

10. Wprowadzenie na rynek energetyczny nieznanych wcześniej energetykom i gazownikom technik marketingowych, takich jak zarządzanie ryzykiem, segmentacja rynku, poprawa jakości obsługi klientów, promocja marki handlowej itp.

11. Wprowadzenie dla wszystkich sektorów odbiorców, pełnej możliwości wyboru dostawcy energii elektrycznej i gazu, powstawania grup bilansujących, przejrzystych reguł działania i informacji o rynku.

12. Powołanie krajowych urzędów regulacji energetyki, mających kierować procesami liberalizacji, strzec interesów wszystkich stron oraz rozstrzygać spory, kontrolować zasad niedyskryminacyjnego i wolnego działania konkurencyjnego.

13. Podjęcie działań na rzecz integracji rynków w ramach Europy (rynek paneuropejski) i wprowadzenie wspólnych rozwiązań określanych w dyrektywach europejskich.

Utworzenie wspólnego, jednolitego europejskiego rynku energii, a w konsekwencji wprowadzenie konkurencji do sektora energetycznego w Europie ma na celu urynkowienie cen energii elektrycznej i gazu ziemnego oraz poprawę efektywności ekonomicznej krajów, przy uwzględnieniu konieczności ochrony środowiska.

Oczywiście ze względu na pakiet 3 x 20% oraz przewidywany kryzys energetyczny[17] i potrzebę ciągłej ochrony środowiska świat szuka rozwiązań, które dziś już umożliwiają rozwój technologii ICT i wysoko zaawansowanych technologii branżowych – by budować inteligentny sektor energii: *Smart Energy*. Idea *smart* obejmuje nie tylko przemiany w branżach technicznych, ale także w instrumentach zarządzania miastami i regionami, w kształtowaniu myśli ekonomicznej, co ma odzwierciedlenie w inicjatywach typu *Smart Cities* [http://www.

[17] Brak wystarczających mocy wytwórczych przewidywany jest około roku 2015 – jeśli nie nastąpią liczne inwestycje odtworzeniowe w elektroenergetyce.

smart-cities.eu], [Karnouskos 2012], [Bliek 2011]. Brakuje jednak doświadczenia we wdrażaniu projektu w skali tak rozproszonej i jednocześnie ogólnoeuropejskiej, stąd często wdrażane są rozproszone działania pilotażowe, badania mniejszej skali dla uzyskania niezbędnej wiedzy i koniecznego doświadczenia.

Należy przy tym pamiętać, że integracja rynków na poziomie europejskim nie oznacza zaniku indywidualnych cech rynków lokalnych. Integracja taka oznacza przyjęcie globalnych wytycznych np. dla kierunków rozwoju, przy zachowaniu indywidualności i rozwiązań regionalnych dla ustanawiania zintegrowanego rynku energii. [Pan Euro2006].

2.5. Inteligentne opomiarowanie na rynku energii elektrycznej

Inteligentny system pomiarowy umożliwia dwukierunkową komunikację w czasie rzeczywistym systemów informatycznych (MDM – *Meter Data Management*) z licznikami i miernikami oraz infrastrukturą inteligentnej sieci (AMI). Pożądane funkcje dla SM zaprezentowano w sposób wyczerpujący w literaturze [URE 2011; www.piio.pl; Billewicz 2012, s. 47-50].

Systemy inteligentnego opomiarowania czy też rozwiązania typu *Automatic Meter Reading* szczególnie na rynku energii elektrycznej, w ostatnich latach stały się niezwykle popularne i rozwijane ze względu na konieczność technologiczną. Stały się również bezdyskusyjne jeśli chodzi o potrzebę dla rozwoju w kierunku SG.

Systemy te odpowiadają za przesył, akwizycję i przetwarzanie ogromnych ilości danych w sieci informacyjnej rynku, bezbłędnie dla każdego pojedyńczego odczytu, w sposób bezpieczny i bezstratny: od licznika odbiorcy do centralnego systemu zarządzania danymi oraz dalej, do każdego uprawnionego uczestnika rynku.

Liderem wdrożeń AMI w Europie są Niemcy, Włochy i Norwegia [Raport 2011; Countries 2011]. Rynek Energii Elektrycznej w Polsce przystąpił do prac nad SG właśnie od opracowania planu wdrożenia[18] SM oraz od oszacowania korzyści i słabych stron oraz kosztów z jakimi inwestorzy (głównie spółki dystrybucyjne, ale ostatecznie klienci) muszą się spotkać [CBA 2011].

W Polsce prognozuje się założyć około 11 mln nowych, tzw. inteligentnych liczników, których koszty w znacznej mierze obciażą użytkownika końcowego i szacowane są od około 400 zł, a w niektórych przypadkach nawet do 1200 zł za punkt pomiarowy. Całość kosztów instalacji oszacowywana jest więc na 8–10 mld zł[19].

---

[18] Studium wdrożenia inteligentnego pomiaru energii w Polsce, Instytut Energetyki Oddział Gdańsk 2010.

[19] Badania firmy Ernst&Young, www.smart-grids.pl. Według innych źródeł wskazywana jest wartość 6 mld zł.

Trwają obecnie w Polsce dwa duże pilotażowe wdrożenia w zakresie AMI i SM: projekt grupy kapitałowej PGE[20] (start projektu w 2012 i czas trwania 2 lata – do wdrożenia 54 tys. liczników na obszarze miast: Łódź i Białystok) [Lubczyński 2010, 2011; PSE 2010] oraz projekt firmy ENERGA – Operator, która zaplanowała prace projektowe na okres: 2011–2017 r. [Energy 2012], wdrażając SM i stosując standardy open metering[21] [OPEN 2010]. Wspomniany projekt dotyczy wymiany liczników wraz z modernizacją sieci średniego i niskiego napięcia. Obecnie sprawdzane są niektóre funkcjonalności, testuje się działanie sieci i analizuje uzyskane, pierwsze wyniki oraz poniesione koszty pierwszego etapu prac, które wyniosły 22 mln zł.

W ramach omawianego projektu: „Inteligentny półwysep", ENERGA – Operator zamierza założyć do roku 2017 ok. 3,1 mln liczników [WIO 2012; Czyżewski 2010; Energy 2012; AMI 2012; Hel Energa 2012]. Inni operatorzy również prowadzą wdrożenia, ale obecnie o mniejszej skali (średnio od 1 tys. do 3 tys. liczników: Enea, Turon, RWE itp. [IEOG 1010]).

Według wskazań Komisji Europejskiej (dokument strategiczny: Energy 2020), do roku 2020 zalecane jest wdrożenie 80% potrzebnego opomiarowania w sieci [Energy 2010].

Wszystkie projekty dla „inteligentnych sieci" w Polsce mogą być dofinansowywane m.in. z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Obecnie przewidziana kwota to 340 mln zł. (na 3 lata) dofinansowań. W roku 2013 ruszą przeznaczone dla operatorów sieci projekty, dla których przygotowana pula dofinansowań to 150 mln zł[22].

Prace przygotowawcze nad wdrożeniem SM i AMI w Polsce rozpoczęły się w 2008 roku, gdy Urząd Regulacji Energetyki zaprezentował studium wykonalności *Smart Meteringu* w Polsce [Mro 2009 –http://www.piio.pl/studium_wdrozenia_smart_meteringu_w_polsce.php]. Studium to zawierało analizę wszystkich aspektów związanych z wdrożeniem inteligentnego opomiarowania, szacowane wtedy koszty, istotne sprawy techniczne, sytuację prawną i społeczno-ekonomiczną. Proponowano zakres prac i harmonogram dla pełnego wdrożenia systemu. Założono w tej analizie, że implementacja całego systemu zajmie w Polsce 10 lat.

---

[20] W GK PGE wdrażany jest także szeroki projekt informatyzacji. Obejmuje on nie tylko same liczniki dla odbiorców taryfy G, ale również wdrożenie systemu przyłączania nowych odbiorców i źródeł wytwórczych sieci: CSORK, system klasy GIS, który służyć będzie do wspomagania kluczowych procesów biznesowych w spółce, dotyczących zarządzania siecią dystrybucyjną i jej rozwojem, jednolity system zarządzania klasy ERP dla wszystkich oddziałów spółki, co usprawni obsługę procesów biznesowych w spółce.

[21] Wynik prac projektowych i rekomendowany przez Komisję Europejską zestaw standardów dla AMI (projekt 7PR Open Public Extended Network Metering (2009–2011)

[22] Pilotaż zakłada wymianę standardowych liczników mediów energetycznych na inteligentne. Poza tym obejmie też sieć telekomunikacyjną dla zapewnienia zdalnego odczytu, rejestracji pomiarów i działań zwrotnych.

W roku 2013 (styczeń), w Polsce jest zainstalowanych 440 tys. liczników na obszarze działania firmy ENERGA Operator (informacja ze strony projektu) i nieliczne pilotażowe instalacje liczników u innych operatorów, szacując wszystkie obecne wdrożenia na około 0,5 mln liczników w projektach pilotażowych.

Dla porównania Włochy (podobnie Norwegia), gdzie w ciągu sześciu lat: 2001-2006 zainstalowano 31 mln liczników, wykonały prawie całe wdrożenie SM, co kosztowało łącznie 2,1 mld euro [Energy 2010]. To pokazuje skalę inwestycji i nakładów finansowych, jakie wymagają projekty SM w Polsce.

W Polsce wdrażany jest również model systemu opomiarowania, który związany jest z powołaniem Niezależnego Operatora Informacji Pomiarowych (OIP) [Mro 2009], [IOM 2010]. Jego miejsce i rolę określa się jako niezależną od innych uczestników rynku. Ma pełnić funkcje usługowe dla wszystkich uczestników zintegrowanego rynku energii i, między innymi, odpowiadać za:

- prowadzenie regulowanej działalności gospodarczej, skoncentrowanej wokół pozyskiwania, przetwarzania i agregowania danych pomiarowych odbiorców końcowych oraz danych ze stacji SN/nN (średnie napięcia/niskie napięcia) i pozostałych uzgodnionych węzłów sieci, pozyskanych od OSD i od OSP i przekazywanie do zainteresowanych i umocowanych prawem lub kontraktami podmiotów na rynku oraz do podmiotów umocowanych umowami wzajemnymi;
- prowadzenie centralnego repozytorium danych pomiarowych rynku energii (MDMS – *Metering Data Management Systems*) i archiwum;
- przetwarzanie danych pomiarowych dla potrzeb podmiotów pozyskujących dane z OIP, np. dane i informacje z rynku, dane statystyczne, ruchowe itp.;
- świadczenie usług w zakresie udostępniania informacji dotyczących rynku energii;
- zapewnienie niezależności przepływu informacji od OSD do sprzedawców przez OIP;
- zapewnienie ujednoliconego kanału i standardów komunikacji, zapewnienie jednego źródła informacji dla sprzedawcy, niezależnie od obszaru działania;
- umożliwienie przekazywania danych odczytowych innych mediów (ciepło/chłód, gaz) na zintegrowanym rynku mediów energetycznych.

Trudno jest oszacować realne koszty wdrożeń SM, AMI w Polsce czy całego docelowego systemu SG i jego realną efektywność. Wyniki te zależne są od ogółu prac standaryzacyjnych, zabezpieczających (także *cyber security*), jak i bieżących cen urządzeń, które, z roku na rok tanieją. Systemy i aplikacje informatyczne wymagają dokładnie opracowanych projektów wdrożeń i przygotowań do pracy w danym otoczeniu rynkowym, stąd nie ma identycznych wdrożeń tego samego systemu. Według obliczeń przygotowanych przez PTPiREE w 2009 roku, według wariantów optymistycznego i pesymistycznego, łączne nakłady na tzw. punkt pomiarowy mogą wynosić od 400 do 520 zł. Przy czym np. system MDMS to koszt około 60 mln zł. [Studium 2010]. Wdrożenie tego systemu realizowane jest z wykorzystaniem m.in. rozwiązań firmy Oracle [IOM 2010].

Wdrożenia AMI w świecie są bardzo zaawansowane [IBM 2010]. Liderami technologicznymi są najczęściej takie marki jak: IBM, Oracle i SAP [SAP 2011], [Best practices SAP 2011], [Działania SAP 2012]. Firmy te odpowiedzialne są za aplikacje (rozwiązania softwarowe) wspierające działania zarządcze na RE, na wszystkich rozważanych poziomach: od systemów i aplikacji OSP, OSD i zarządzania rynkiem bilansującym po aplikacje wspierające zarządzanie agregacją rozproszonego popytu prosumentów. Wśród najważniejszych potrzeb warto wymienić takie jak:

1. Wprowadzenie do identyfikacji specjalnej jednostki grafikowej (JG) odbiorczej aktywnej (dla ADR) i wirtualnej oraz umożliwienie zgłaszania dla takiej jednostki ofert bilansujących redukcji obciążenia.
2. Modyfikacja algorytmów planowania pracy i rozliczeń godzinowych.
3. Zmiany w standardach aplikacji WIRE i SOWE[23].
4. Opracowanie standardów pasywnej akwizycji danych pomiarowych.
5. Opracowanie standardu tzw. adresu elektrycznego.
6. Opracowanie aplikacji bilansowania lokalnego z wykorzystaniem programów DSM/DSR i w tzw. sąsiedztwie.
7. Nowoczesne prognozowanie zapotrzebowania na energię w warunkach dynamicznych źródeł rozproszonych, dla bardzo krótkich okresów.
8. Narzędzia wspierające mobilną komunikację urządzeń, w tym urządzeń u odbiorcy.
9. Opracowanie aplikacji wspomagających pracę systemu opartą na cenach węzłowych lub innych przyjętych algorytmów.
10. Aplikacje integracyjne i rozliczające.
11. Standardy ochrony danych (*cyber security*) i interoperacyjności platform i systemów.
12. Systemy zarządzania dla PEV/PHEV (*Plug in Electric and Hibrid Vehicles*) i punktów ładowania oraz wiele innych.

Powstaje wciąż wiele szczegółowych narzędzi i aplikacji wspierających konkretne zadania optymalizacyjne dla włączania w sieć, zarówno dla farm wiatrowych jak i rozproszonej małej i mikro generacji, czy też rozwiązujących problemy zarządzania na poziomie agregatorów i VPPs. Skromną ich część omawiają wyniki projektów europejskich [ISIM 2011], [OPEN 2010]: EU-DEEP, BUSMOD, ICT4SMARTDG i SEESGEN_ICT[24].

Ogromna liczba światowych badań (uwzględniając zwłaszcza lata 2008–2011) koncentruje się na nowych problemach technicznych, związanych z wdrożeniem

[23] WIRE system wymiany informacji o rynku energii w wersji dla uczestnika rynku – realizuje wymianę danych handlowych i technicznych na potrzeby procesów planistycznych i rozliczeniowych; SOWE system operatywnej współpracy z elektrowniami – wspomaga zarządzanie mocą wytwórczą.

[24] Strony projektów: www.ict4smartdg.eutc.org, http://seesgen-ict.cesiricerca.it [dostęp 03.2013].

OZE i zmianami w kierunku SG i SM, a w tym zagadnienia prognozowania zapotrzebowania i bilansowania [Djapic 2007; Gil 2008; Pindoriya 2008; Amjady 2009; Couto 2009; Elias 2009; Mao 2009; Barbato 2011; Catterson 2011; ETP Smart Grids 2010; Klimowicz 2010; Areekul 2010; Kiani 2011; Lugaric 2011; Morami 2011; Murugesan 2011; Overbeeke 2010; Souryal 2011; Subirachs 2010; Xin 2011; Zajdler 2011; Zarychta 2011; Zastosowania a 2001 – m 2012] i wiele innych.

Wnioski: proces powstawania środowiska informacyjnego i pomiarowego dla nowego RE jest bardzo złożony i kosztowny. Kreuje jednak nową rzeczywistość tzw. e-energii. Dzięki temu możliwe będzie powstawanie całkiem nowych produktów i usług oraz działalności i obszarów na zintegrowanym RE, które do tej pory nie istniały. By sprostać wyzwaniom XXI wieku, przedsiębiorstwa energetyczne muszą przygotować się i aktywnie szukać nowych obszarów działania, nowych produktów i usług oraz nowych funkcjonalności systemów ICT, jakie powinny rozwijać na rynku zintegrowanym mediów energetycznych, opomiarowanym w czasie rzeczywistym.

2.6. Przemiany na rynku gazu i ciepła w kierunku *smart* – zagadnienia inteligentnego pomiaru

Idea *Smart Grid* – inteligentnych sieci na rynku energii elektrycznej spowodowała lawinowe zainteresowanie możliwościami, jakie oferują one nowoczesnym sieciom energetycznym i zmieniła całkowicie sposób myślenia o korzyściach płynących z zastosowania nowoczesnych technologii ICT [Gas Forum 2011]. Jednakże spodziewane korzyści, wynikające z możliwości jakie daje np. inteligentny licznik są szacowane na dużo więcej – zarówno dla samego dostawcy, jak i klienta czy dla spółek obrotu. Rozważa się podobne podejście i zastosowanie tych samych mechanizmów również w gazownictwie czy w ciepłownictwie.

Idea *Gas Smart Grid* (GSG) jest komplementarna w stosunku do SG w elektroenergetyce [Dzirba, Zajdler i inni 2011; Syroka 2010; Przemiany Gaz 2011; Roadmap 2013; Szkutnik 2012; www.piio.pl].

GSG ma być dynamicznym podsystemem rynku energii (siecią gazową) o zmiennej topologii, wyposażonym w systemy opomiarowania i sterowania, zintegrowanym z systemami teleinformatycznymi, które umożliwiają optymalizację jego pracy w czasie rzeczywistym oraz spełnianie – obok podstawowych – funkcji dodatkowych, polegających na łatwym dołączaniu/odłączaniu nowych źródeł gazu, w tym innego niż standardowy gaz ziemny, dwukierunkowy przepływ gazu, magazynowanie gazu, który nie musi być natychmiastowo wykorzystany.

GSG ma umożliwić inteligentny transfer energii i informacji pomiędzy systemami gazowym i elektroenergetycznym i spełniać określone funkcjonalności.

Funkcja akceptacji innego gazu, która związana jest z wprowadzaniem do sieci nowych/innych źródeł w szczególności biometanu, biogazu, wodoru (domieszkowo), gazu łupkowego, (*shale gas*), LNG (*liquid natural gas*), CNG itp.

Nakłada to na GSG nowe potrzeby w zakresie[25]:

- monitorowania składu i jakości gazu w czasie rzeczywistym,
- udoskonalenia narzędzi do analiz symulacyjnych i optymalizacyjnych,
- rozliczeń energetycznych,
- inteligentnych systemów autodiagnostyki gazociągów i infrastruktury.

Funkcja elastyczności rozwiązań wymaga funkcjonalności, takich jak:

- łatwa modyfikacja systemu (sieci gazowej) oraz rozwój systemu sterowania;
- możliwość dołączania/odłączania nowych źródeł gazu o zmiennej wydajności (biogaz, wodór);
- zastosowanie układów pomiarowych i odbiorczych, dostosowanych do bardziej zmiennych warunków;
- monitorowanie systemu w czasie rzeczywistym dla uzyskania maksymalnej efektywności układu;
- wymianę informacji pomiarowych i jej dostępność dla różnych interesariuszy/uczestników rynku;
- i ewentualnie dwukierunkowy (różnokierunkowy) przepływ gazu.

Funkcjonalność inteligentnego wykorzystania gazu zakłada również:

- stosowanie gazowych pomp ciepła (GPC);
- wdrażanie i budowanie kogeneracji (w tym μCHP), trójgeneracji;
- stosowanie ogniw paliwowych;
- stosowanie urządzeń „dual fuel" (gaz/elektryczność);
- rozwój samochodów o napędzie gazowym (NGV – *Natural Gas Vehicles*) i hybrydowym.

Korzyści z rozwoju GSG i w tym SM spodziewane są niemal wyłącznie w dystrybucji i w stosunku do rynku energetyki różnią się rezultatami [Dzirba 2011].

Istnieje konieczność rozwoju całkiem nowych aplikacji i systemów zarządzania rynkiem gazu i, podobnie jak na rynku energii elektrycznej, przekształceń i innowacyjnego rozwoju.

Rozważając przesłanki wprowadzenia AMI w gazownictwie [EDC 2010], [Wdrożenia AMI 2012] należy zaznaczyć, że nie są one oczywiste. Istnieją różnice dotyczące specyfiki samego towaru jakim jest gaz, sposobu jego „wytwarzania" i transportu a także w kwestii ilości odbiorców czyli klientów, dla których „warto" wprowadzać SM na rynku gazu.

Pomiar ilości zamówionego gazu prowadzi się w mierze objętościowej, tj. w m^3 i pomiar ten zależny jest od temperatury oraz ciśnienia otoczenia. Może być także dokonywany w ujęciu energetycznym, czyli przeliczany na kWh,

[25] Wystąpienie D. Dzirba, *Smart Metering w Utilities – inteligentne rozwiązania wspierające sprzedaż mediów*, konferencja z dn. 27.09.2011, Warszawa.

co znacznie ułatwiłoby porównywanie tych dwóch mediów i zasadne jest wprowadzenie takiego przeliczenia w praktyce.

Obecnie tzw. drobny odbiorca końcowy to ogromna większość rynku gazowego (97%), gdzie zużycie gazu średnio waha się od 50 do 200 m^3 na rok przy użytkowaniu np. tylko kuchni gazowej [Dzirba 2011]. Odczyt z licznika u takiego odbiorcy odbywa się obecnie raz bądź dwa razy na rok. Oczywiście odbiorca końcowy może używać gazu do kuchni gazowej, termy gazowej czy też pieca gazowego. Może korzystać z wszystkich wymienionych typów urządzeń bądź tylko dwóch czy jednego. Według takiego kryterium jak liczba używanych typów urządzeń odbiorcy są podzieleni na taryfy opłat.

Odbiorcy przemysłowi, czyli wielcy odbiorcy, mają odczyt comiesięczny. Odczyt odbywa się metodą tradycyjną, tj. poprzez osobistą kontrolę i odczytanie stanu licznika u klienta. Obecnie założone i funkcjonujące liczniki są licznikami liczącymi narastająco objętość gazu zużytego, jest to jedyna informacja jaką można uzyskać do rozliczenia.

Nowoczesne liczniki i system je obsługujący mają zapewnić użytkownikowi zdalne multiusługi dotyczące szerokiego spektrum potrzeb i ich zaspokojenia, takich jak aktualna informacja o cenie w danym okresie, taryfach, ilości zużytego gazu (np. w jednostce kWh), wartości w zł, wartości kalorycznej, czyli jakości gazu. Liczniki te mają zapewnić również interakcję klienta z systemem w kwestii np. dokonywania zapisu danych czy wprowadzania decyzji użytkownika itp. Liczniki bądź też terminale z nimi współpracujące mają być dwukierunkowym kanałem wymiany informacji.

Podejście ekonomiczne dla wdrożenia technologii inteligentnego opomiarowania jest ważnym kryterium decyzyjnym. Obecnie istnieje niepewność co do tego, kto ma ponieść w gazownictwie realne koszty wdrożeń oraz kto i jakie uzyska korzyści z wprowadzonych zmian – to podstawowe pytania ekonomiczne stawiane w gazownictwie.

Urząd Regulacji Energetyki (URE) inicjuje i wspiera działania mające na celu przygotowanie podstaw legislacyjnych i projektów wprowadzenia inteligentnego opomiarowania zarówno w elektroenergetyce, jak i w gazownictwie [Kwiecień 2001], [Kwiecień 2004], [Roadmap 2013]. Działania URE są wynikiem współpracy z europejskimi organizacjami, takimi jak ERGEG czy grup CEN, CENELRC, ETSI[26], by osiągnąć poziom takich krajów jak Norwegia czy Włochy, które są najbardziej dojrzałymi krajami we wprowadzaniu SM w elektroenergetyce.

Ostatnie lata 2010-2011 to zintensyfikowanie prac dla inteligentnego opomiarowania w elektroenergetyce jak i w gazownictwie, gdzie rozpoczęto etap analiz przygotowawczych, by określić zakres i korzyści wprowadzenia *Smart Meteringu* [EBI 2008; Kamrat 2010] także dla rynku gazu.

[26] Światowe organizacje wspierające rozwój *Smart Grid*. Tworzą środowisko stanowiące o standardach i zasadach pracy sieciach SG, szczególnie w elektroenergetyce.

Według pierwszych analiz podstawowymi beneficjentami wdrożenia SM i AMI na rynku gazu będą (zakładając realizację odczytów min 12 razy na rok oraz instalację liczników u wszystkich odbiorców) [Dzirba, Zajdler i inni 2011]:

- drobni odbiorcy – precyzyjna kontrola swojego zużycia gazu, cen, oraz kontrola jakości gazu, (kaloryczności), możliwość natychmiastowej komunikacji ze swoim sprzedawcą, łatwiejsza zmiana sprzedawcy;
- korporacyjni odbiorcy biznesowi – ze względu na duże pobory i rosnące zapotrzebowanie na gaz – mają możliwość precyzyjnej reakcji na parametry jakościowe gazu;
- sprzedawcy/handlowcy – ze względu na swobodę rozliczeń, umowy prepaid, kontakt z klientem, reakcje na sytuacje krytyczne – jak brak regulowania rachunków, budowanie precyzyjnych profili odbiorców itp.;
- spółki dystrybucyjne – możliwości zdalnego zamykania i otwierania zaworów gazowych, reakcje na wszelkiego typu awarie, monitoring techniczny.

Należy wymienić także grupę korzyści nieprzypisanych podmiotowo, ponieważ nie wiadomo jeszcze, jakie nowe usługi pojawią się dzięki zastosowaniu SM i jakie powstaną firmy na rynku mediów energetycznych, zajmujące się dostarczaniem tych nowych usług na bazie inteligentnego opomiarowania (np. OIP). SM może przyczynić się do powstawania nowych modeli biznesowych, które umożliwią nowe wykorzystanie możliwości informacyjnych, budowanych dla inteligentnego rynku energii.

Zakłada się, że większość odbiorców detalicznych na RG będzie mało aktywnie reagować na informacje uzyskane bezpośrednio z licznika gazu. Mimo to, w perspektywie długookresowej i przy deficytach energetycznych, jakie wskazują światowe prognozy, długoterminową korzyścią z SM będzie możliwość bezpośredniej komunikacji z każdym klientem w sposób dużo łatwiejszy, dzięki Internetowi i sieciom bezprzewodowym (w tym aplikacjom klienckim).

Podstawowe pytanie jakie się nasuwa w przypadku sektora gazowniczego to: kto ma ponieść koszty wdrażania AMI i SM, wymiany czy rozbudowy liczników, oraz czy rozwijać projekty takich wdrożeń niezależnie, branżowo czy łączyć się z branżą elektroenergetyczną? W elektroenergetyce koszty takie ponosi w większej mierze dostawca energii elektrycznej. Czy w gazownictwie uzasadnione jest przyjęcie podobnego modelu inwestycyjnego? Ze względu na różnice między sektorem energii elektrycznej i gazu – odpowiedź nie jest oczywista. Racjonalne wydaje się jednak połączenie wysiłków i nakładów dla realizacji wspólnego zadania budowy SG. Obecnie nie istnieją bodźce prawne i ekonomiczne zachęcające do integracji rozważanych rynków.

Według prac europejskich i raportu Eurogas Distribution Commitee [EDC 2010] wskazuje się sześć grup funkcjonalności liczników inteligentnych rozwijanych dla rynku gazu:

1. Zdalny odczyt (*Remote Reading*) dla odbiorców, dostawców i innych uprawnionych podmiotów, a także archiwizacja zagregowanych danych historycznych.

2. Dwukierunkowa komunikacja i wymiana informacji między systemem a odbiorcą (*Two-way communications*).

3. Obsługa rozbudowanego, wielowariantowego systemu dynamicznej taryfikacji i płatności (*Advanced tariffs and payment systems*).

4. Zdalne odcinanie i przywracanie dostaw gazu (*Remote disablement/ enablement*).

5. Pomiar w czasie rzeczywistym oraz współpraca z domową siecią komputerową HAN (*Real-time metering, consumption and billing with provision of information to home area network*).

Reasumując, zdalny odczyt ma dostarczać podmiotom bieżących informacji o aktualnym stanie i wskazaniach licznika i dawać możliwość rozliczenia handlowego w częstszych niż raz na rok okresach rozliczeniowych według rzeczywistych wskazań. Ma umożliwiać dostęp do danych historycznych, zagregowanych i umożliwiających łatwe porównanie zużycia w dowolnych okresach porównawczych, niezależnie od tego jakim kanałem dostępu będzie on realizowany (Internet, panel: In Home Display (IHD), odczyt z gazomierza). Ma dawać możliwość szybkiej reakcji na zmiany parametrów jakościowych gazu, na wszelkie awarie, zdalnego zamykania i otwierania zaworów. Ma umożliwiać współpracę z innymi urządzeniami automatyki domowej, jak np. z termostatami i systemami sterującymi zarządzaniem domem itp. oraz wprowadzać udogodnienia w zarządzaniu zużyciem gazu, takie jak: ustawianie okresowych limitów zużycia (z sygnalizacją przekroczeń), wybór wariantów taryfowych, odczyt aktualnego narastającego wartościowo kosztu zużycia itp.

Według raportu IGG (Izba Gospodarcza Gazownictwa) SM dla gazownictwa rozumiany jest następująco[27] [Dzirba, Zajdler i inni 2011]:

> Systemy inteligentnego opomiarowania (Smart Metering SM) w gazownictwie są systemami zdalnego i automatycznego pozyskiwania i przetwarzania danych pomiarowych spełniającymi co najmniej zbiór funkcjonalności podstawowych. 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.

Funkcjonalność podstawowa to przede wszystkim zdalny odczyt bieżącego wskazania gazomierza i udostępnianie danych.

Funkcjonalność dodatkowa to możliwość zdalnego sterownia i monitorowania stanu gazomierza, współpraca z innymi urządzeniami i systemami HAN i inne, złożone, opcje zarządzania zużyciem gazu.

Rozważając modele wdrożenia SM w gazownictwie, tylko w jednym z wariantów zakłada się współpracę z elektroenergetyką na zasadzie współpartnerstwa i wcale nie wspomina się o współpracy z rynkiem ciepła.

---

[27] Z materiałów konferencyjnych: X edycja seminarium: Teleinformatyka w przedsiębiorstwach sieciowych, Warszawa 2011 organizowane przez: www.cpi.com.pl, materiały konferencyjne.

W zasadzie SM na rynku ciepła samodzielnie nie rozwija się. Jest to związane przede wszystkim z mocno regulowanym w Polsce rynkiem ciepła oraz z jego lokalnym zasięgiem.

Opomiarowanie ciepła jest ogólnie związane z pomiarem czynnika cieplnego, a więc podgrzaniem wody lub produkcją pary przemysłowej. W takim znaczeniu jest możliwe dokonywanie pomiarów ciepła dostarczonego do punktu odbioru. Ciepło odebrane u odbiorcy końcowego opomiarowane jest w tej chwili w sposób niedoskonały. W lokalach mieszkalnych typu wspólnoty mieszkaniowe itp. instalowane są wymienniki ciepła, za pomocą których można w przybliżeniu wykonać pomiar – jednakże pomiar ten nie jest precyzyjny i przerzuca koszty strat przesyłu ciepła na odbiorcę końcowego[28].

Należy pamiętać, że chociaż nie mówi się głośno o inteligentnym rynku ciepła i SM dla ciepła jako takim, to jednak rynek ten rozwija się wraz z rozwojem OZE oraz zintegrowanym odbiorem mediów dla użytkownika końcowego. Następuje istotny rozwój technologii dotyczących nowoczesnych sensorów, czujników, systemów zarządzania ciepłem i stanem nagrzania powietrza w budynkach, pomiaru wilgotności itp., co prowadzi w kierunku rozwoju lokalnego inteligentnego zarzadzania ciepłem, wentylacją [Geidl 2007; Morami 2011] i pomiaru ciepła/chłodu precyzyjniej niż dotychczas w ujednoliconej mierze kWh.

W tym znaczeniu powstawanie mikrosieci, a w tym układów kogeneracji dla produkcji ciepła, jak i energii elektrycznej, magazynowanie ciepła, odzyskiwanie ciepła, zarządzanie ciepłem i pomiar, tworzyć będzie optymalne lokalne rynki, które poprzez włączenie ciepła do wspólnego pomiaru z innymi mediami, uzupełni zarządzanie nowym rynkiem energii.

Patrząc na ciepło od strony sieci systemowych jego cena obecnie wyznaczana jest w sposób regulowany, czyli taryfa zatwierdzana jest przez prezesa URE za każdym razem, gdy zmieniają się koszty uzasadnione wytwarzania ciepła. Obecnie w Polsce, można mówić jedynie o w pełni regulowanym rynku ciepła systemowego i licznych, prywatnych instalacjach cieplnych w indywidualnych odbiorach (m.in. indywidualne systemy grzewcze w budynkach prywatnych).

2.7. Bariery liberalizacji rynku gazu

Zdiagnozowano bariery rozwoju w kierunku liberalizacji rynku gazu w Polsce, do których głównie zalicza się [EBI 2008; Zmiany gaz 2012; Roadmap 2013]:

1. Istnienie długoterminowego kontraktu jamalskiego (obowiązującego minimum do 2022 roku, po renegocjacjach zmniejszenia dostaw gazu), i długofalowych umów z jednym dostawcą ze wschodu. Zagwarantowany system cen typu

[28] W odbiorach hurtowych stosuje się przepływomierze, paromierze i termometry, a samo ciepło mierzy się w GJ, przy czym temperaturę czynnika cieplnego w stopniach Celsjusza.

„bierz lub płać", jak również rozwiązanie sytuacji własnościowej gazociągu (Rosja jest po części właścicielem majątku sieci).

2. Monopolistyczna struktura jednego dostawcy i jednego przedsiębiorstwa obrotu w Polsce. Pozycja monopolisty i zdominowanie rynku w układzie modelu biznesowego z przewagą jednego gracza, co oznacza, że odebranie mu części wpływu na rynek jest niezwykle trudne i może być związane z bardzo długookresowymi zmianami.

3. Bariery techniczne i ograniczenia sieciowe (niedostosowana, nieelastyczna i kosztowna infrastruktura gazownicza, brak opomiarowania, niewystarczający poziom połączeń miedzysystemowych, brak wspierających opomiarowanie on line systemów informatycznych (budowa nowych rozwiązań technologicznych), wspierających prorozwojową funkcjonalność rynkową sektora.

4. Brak dostatecznej liczby magazynów gazu, niezbędnych dla bilansowania potrzeb i zabezpieczenia bezpieczeństwa funkcjonowania rynku[29].

5. Bariery związane z jednolitymi standardami telemetrycznymi i informatycznymi dla sprawnego przekazu danych uczestnikom rynku, brak nowoczesnego systemu wymiany informacji rynkowej z klientem.

6. Brak realnych bodźców ekonomicznych dla tworzenia nowych inwestycji sieciowych, podmiotów konkurujących o prawo do koncesji dostawcy, licznych, prywatnych sieci gazowych itp.

7. Słabe rozwiązania prawne, gdyż nie wskazują i nie umożliwiają sposobów realizacji i pokrycia kosztów zmian rynkowych i liberalizacyjnych.

8. Inteligentne opomiarowanie w gazownictwie – może zautomatyzować odczyt i zarządzanie informacją o zużyciu i zapotrzebowaniu, jednakże nie jest pewne czy obecnie, korzyści sfinansują nakłady poniesione na realizację opomiarowania i kto będzie największym beneficjentem tych zmian.

9. Nie istnieje dojrzały rynek ICT dla rozwiązań gazowych dla klienta, szczególnie dla uwolnionego rynku detalicznego.

10. Tendencja do wzrostu cen gazu na rynku światowym. Mimo niskich cen w USA istnieje ogólna niepewność co do utrzymania stabilności cen w dłuższym horyzoncie czasowym.

11. Raczkuje krajowy rynek giełdowy dla obrotu gazem, który eksperci oceniają jako nieefektywny, nie funkcjonują żadne inne elektroniczne platformy handlu gazem w Polsce itp.

12. Brak uwolnionych cen[30] – determinuje obecny stan rozwoju rynku – jako stan stagnacji. Istnieje propozycja stosowania tzw. cen węzłowych w Polsce (podobna do tej w USA) – ale obecnie daleko jest do rozwiązań praktycznych.

---

[29] Obecnie łączna pojemność polskich magazynów gazu to ok. 2 mld m^3 przy czym np. Niemcy mają 20 mld m^3.

[30] Od 19.02.2013 r. uwolnione zostały ceny dla obrotu gazem. Rozporządzenie Prezesa URE 2/2013: Komunikat w sprawie zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję na obrót paliwami gazowymi z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf w zakresie hurtowego obrotu gazem ziemnym.

Na dzień dzisiejszy liberalizacja rynku gazu w Europie jest na etapie przejściowym, chociaż niektóre kraje są bardzo zaawansowane (np. Wielka Brytania) w obszarze wprowadzenia liberalizacyjnych zmian na swoich rynkach.

Istnieją wspierające programy rozwoju, takie jak: Program uwolnienia gazu w Niemczech (2003–2008), Program uwolnienia gazu w Hiszpanii (2001–2004), Program uwolnienia gazu we Francji (2004–2007), Program uwolnienia gazu na Węgrzech (od 2005 r.), Program uwolnienia gazu w Czechach (od 2007 r.) i obecna propozycja programu w Polsce [Roadmap 2013]. Kwestie wciąż nierozstrzygnięte to:

- gaz ziemny nie tanieje mimo zmian cen światowych,
- uzależnienie ceny gazu od ceny ropy w tzw. okresach 9 miesięcy jest zbyt dużym opóźnieniem reakcji cenowych,
- brakuje prawdziwej konurencji zdywersyfikowanych dostawców,
- branża jest wciąż lokalnie silnie regulowana,
- polityczne uwarunkowania są zbyt trudne do przezwyciężenia,
- istnieją monopole naturalne.

Czy faktycznie realne jest rozerwanie monopolu naturalnego dla gazu?

W branży jest zarówno dużo przeciwników, jak i zwolenników przemian prowadzących ku liberalizacji rynku gazu. W branży energii elektrycznej przemiany są już dużo bardziej zaawansowane, lecz również niedostateczne. Uważa się, że mimo wszystko i w branży gazowej jest możliwa liberalizacja.

Sceptycy mówią o fikcji rynku gazu – z racji sztywności infrastruktury (120 tys km rurociągów, w których fizycznie gaz płynie jednokierunkowo). Wprowadzenie zmian będzie tylko wirtualne i dotyczyć będzie tworzenia nowych, regulowanych nakazowo zasad handlu, ale i tak gaz płynąć będzie w kraju takim jak Polska – głównie z jednej strony: z Rosji.

Istnieją pewne propozycje zmniejszenia zależności Polski od gazu rosyjskiego. Praktyczną gazową samowystarczalność ma zapewnić kilka inwestycji. Są to: połączenie z Niemcami w Lasowie, zaspokajające 10% krajowego zapotrzebowania w 2018 roku, terminal LNG w Świnoujściu (34 %), fizyczny rewers na Jamale I w Mallnow (37%) i interkonektor z Czechami (3%).

Ale też, na rynku gazu pojawi się z pewnością większa liczba usług i pośredników, co spowoduje raczej wzrost ceny końcowej dla odbiorców, manipulacje cenowe oraz stałą zwyżkę cen gazu ze względu na rynek deficytowy podaży.

Wszystko może zmienić wodór, biogazy i gaz łupkowy [por.: Siemek 2011]. Jednak w roku 2012 Komisja Europejska (KE) zakwestionowała np. sposób sprzedaży koncesji na badania i wydobycie gazu z łupków w Polsce, gdyż koncesje takie, zdaniem KE powinny być sprzedawane w drodze przetargu i przy ogólnodostępnym, równoprawnym dostępie podmiotów zainteresowanych. Istnieje zagrożenie, że być może umożliwiło by to wyprzedaż koncesji do rąk zewnętrznych a nie polskich inwestorów.

Zwolennicy wskazują, że, dostęp do gazoportów, możliwość rozwoju skraplania i regazyfikacji i ogólna dynamika zmian na RG bardzo pozytywnie wpłynie na budowanie konkurencji i grę rynkową oferowanych cen gazu i dodatkowych usług. Wpłynie także na rozwój podejścia proklienckiego i największe korzyści przyniesie odbiorcom przemysłowym oraz lokalnie budowanym mikrosieciom w idei SG, gdzie gaz może być tańszym niż węgiel paliwem dla produkcji energii elektrycznej i ciepła, towarem komplementarnym. Warto przytoczyć zdanie naukowców [np. Popczyk 2012], że gaz będzie paliwem tzw. ubezpieczającym rynek energii w najbliższym wieku, a całą nadzieję na tanie źródła energii należy pokładać w technologiach solarnych i wodorowych oraz utylizacji odpadów, biogazowniach czyli w pozostałych technologiach energii odnawialnej.

Co należy zmienić na rynku gazu? Warto wzmocnić wysiłek wykorzystania szans na dywersyfikację źródeł gazu jako paliwa z grupy tzw. technologii ubezpieczających rynek energii i paliwa o niższych parametrach emisji zanieczyszczeń niż węgiel, szczególnie do czasu rozwoju źródeł odnawialnych, rozumianych w szerokim znaczeniu (rozwinięta energetyka prosumencka), co może wpłynąć na ustabilizowanie zapotrzebowania na energię.

Gaz w kogeneracji daje wysoko sprawne instalacje CHP dla produkcji energii elektrycznej i ciepła (sprawność powyżej 60%) – należy to wykorzystać. Należy uwolnić ceny hurtowe gazu – co właśnie uczyniono w lutym 2013 r. i wprowadzić system podobny do systemu USA (istniejące tzw. huby gazowe), korzystnie wpływający na kształtowanie się cen. Nie należy przewidywać całkowitego lub znacznego zmniejszenia zapotrzebowania na gaz ze względu na energetykę tzw. systemową. Technologie takie jak produkcja wodoru mogą zmienić układ i przewagę źródeł pierwotnych dla wytwarzania energii.

Światowa produkcja wodoru wynosi obecnie 46 mln ton rocznie i przewiduje się, że w 2020 r. to paliwo zastąpi około 20% zużycia ropy naftowej na świecie. Wodór jako paliwo oznacza zerową emisję CO_2 i może być pozyskiwany przy zastosowaniu następujących technologii: reforming gazu ziemnego, elektroliza wody, metody biochemiczne, zgazowanie węgla, separacja wodoru z gazów przemysłowych ze szczególnym uwzględnieniem gazu koksowniczego.

Problem wprowadzenia wodoru jako paliwa masowego wymaga rozwiązania problemów magazynowania (duża objętość w formach dostosowanych do metod transportu) i dystrybucji oraz taniego źródła energii do produkcji wodoru (takim źródłem może być energia wiatru lub farmy słoneczne). Według e-źródła: Greenstream.info.pl zamierza się rozwijać produkcję wodoru z wody w Wielkiej Brytanii, a w Afryce Północnej z taniej energii słonecznej, zaś do dystrybucji wykorzystywać istniejące gazociągi (wstrzykiwanie do płynącego tam gazu) i połączenia oceaniczne (transport statkami wodoru przekształconego w kwas mrówkowy).

W Kanadzie do produkcji wodoru planuje się korzystać z taniej energii wodnej, a w Islandii z energii geotermalnej. W Islandii opracowano projekt rządowy przystosowania krajowego systemu energetycznego do korzystania z wodoru.

Wspieranie i rozwój tzw. strony popytowej wodoru będzie polegało na inwestowaniu w przemysł samochodowy i transport publiczny napędzany wodorem oraz w wytwarzanie energii elektrycznej i cieplnej w kogeneracji z wykorzystaniem ogniw paliwowych.

W literaturze wskazywane są możliwe dobre mechanizmy usunięcia barier w postępie liberalizacji rynku gazu, takie jak ([Zmiany gaz 2012; Raport 2010; PUG 2012]):

- Dywersyfikacja[31] i rozbudowa oraz powstawanie własnych, krajowych źródeł gazu jak również biogazu i biogazu rolniczego, produkcja wodoru.
- Gaz z łupków (w okresie max 10 lat – gdy skończy się kontrakt jamalski) – wydobywany realnie już w granicach 5 lat, o ile będzie akceptacja dla tego gazu.
- Opracowanie technologii wydobycia z mikrozłóż (małe złoża gazu) – tj wydobycia przy infrastrukturze tzw. bezpiecznej, odchudzonej i maksymalnie przenośnej.
- Rozwój infrastruktury wydobywczej i przyłączeniowej, budowanie małych sieci lokalnych. Perspektywa mikrosieci przy planowaniu nowych osiedli i rejonów.
- Lokalne inicjatywy gminne ze sprzedażą praw współdzielonej własności co do infrastruktury, tj. tak by istniały prywatne grupy wydobycia lokalnego, w których imieniu np. tzw. agregator zarządza i funkcjonuje na giełdzie.
- Wyodrębnienie kapitałowe wydobycia od obrotu w PGNiG SA – sprzyjać to będzie niezależności kształtowania cen gazu krajowego.
- Rozwój infrastruktury LNG oraz skraplania i regazyfikacji.
- Rozwój gazoportów i nitki gazociągu norweskiego oraz mikrosieci budowanych na wschodzie i zachodzie Polski (Ekoenergiz i Media Odra Warta).
- Renegocjacja starych kontraktów, zmniejszenie importu gazu w perspektywie długoterminowych kontraktów typu: bierz lub płać (*take or pay*).
- Rozerwanie zależności kształtowania ceny w zależności od ceny ropy na rynku światowym i kalkulacja cen według kosztów uzasadnionych, uwolnienie cen gazu.
- Wprowadzenie realnych cen węzłowych.

W USA, istnieją tzw. huby gazowe – (węzły) są to punkty obrotu hurtowego surowcem określane ekonomicznie w zależności od źródła zasilenia (kupna) gazu, połączone ze sobą (za pomocą interkonektorów), dzięki którym mogą kształtować się rynkowe ceny gazu, zależne od warunków przesyłu w danym hubie. Ceny takie są niższe[32] niż ustalane w ramach kontraktów długoterminowych, które często indeksowane są cenami ropy naftowej czy produktów ropopochodnych.

---

[31] Obecnie oprócz PGNiG istnieje 97 firm mających koncesję na obrót gazem. Jednakże przez 2 miesiące działania giełdy gazu w Polsce, dokonano trzech transakcji obrotu gazem na giełdzie (kwiecień 2013). Świadczy to o tym, jak bardzo ostrożnie reaguje rynek na wprowadzone dopiero co zmiany liberalizacyjne.

[32] Wynikają z rzeczywistych cen marginalnych, które kształtują się w danym węźle/hubie.

Obecnie w USA najważniejszym hubem odniesienia dla innych, jest Henry Hub, względem którego ustala się kurs gazu na nowojorskiej giełdzie Nymex.

Istniejące, podobne huby gazowe (fizyczne i wirtualne) w Europie to:

NBP – National Balancing Point (GB), ZEE – Zeebrugge (BE), TTF – Title Transfer Facility (NL), PEG – Point d'Echange deGas (FR), NCG – NetConnect Germany (DE), GSP – Gaspool (DE), GTF – Gas Transfer Facility (DK), NPTF – Nord Pool Transfer Facility (DK), CEGH – Central European GasHub, PSV – Puntodi Scambio Virtuale (IT), CDG – Centro de Gravedad (ES).

Pojawienie się większej liczby podmiotów zainteresowanych zakupem lub sprzedażą gazu rodzi popyt na dedykowane platformy wymiany handlowej oraz usługi okołotransakcyjne, takie jak udostępnianie informacji o partnerach handlowych, rejestrowanie zmian tytułu własności do gazu czy bilansowanie pozycji handlowej. W ten sposób rodzi się konkurencja i wolny rynek. W Polsce brakuje uregulowań prawnych dla uaktywnienia obecnie takiego wolnego rynku gazu i hubu gazowego, aczkolwiek wprowadza się obecnie tzw. wirtualne punkty zasilania w sieci.

Wniosek: zgodne jest zdanie fachowców co do utrzymania wspierania rozwoju kogeneracji jak i unifikacji branż zarówno energii elektrycznej, jak gazowej i cieplnej – ze względu na korzyści uzyskane z efektu synergii. Należy jednak szukać nowych rozwiązań prawnych i innowacyjnych, w tym modeli biznesowych dla wprowadzania nowych rozwiązań w życie. Rynek gazu co do swojej organizacji i zarządzania zasadniczo nie będzie różnić się od rozwiązań proponowanych dla rynku energii elektrycznej.

2.8. Bariery wdrożenia inteligentnego opomiarowania i SG

Komisja Europejska (KE) opracowała listę mandatów wskazujących zakres prac, technicznych rozwiązań, niezbędnych dla rozwoju AMI:

Mandat M441 KE z dnia 12 marca 2009 roku, to zalecenie KE do opracowania standardu przez organizacje takie jak: CEN, CENELEC i ETSI dotyczącego interoperacyjności liczników wody, ciepła, gazu, energii elektrycznej, których celem będzie podniesienie świadomości konsumentów dotyczącej konsumpcji oraz umożliwienie dostosowania ich zapotrzebowania do rynku. Pozostałe ważne mandaty to: mandat KE nr M468 z dnia 29 czerwca 2010 roku dla interoperacyjności dostaw energii elektrycznej dla ładowania pojazdów elektrycznych oraz mandat KE nr M490 z dnia 1 marca 2011 roku dla opracowania zestawu standardów spójnych architektur systemu zintegrowanego zarządzania SM. Dokument określa techniczną architekturę referencyjną, która będzie obejmować funkcjonalne przepływy danych pomiędzy głównym domenami i integrować wiele systemów i podsystemów takiej architektury. [Dzirba, Zajdler i inni 2011],

[CEN 2009], [CBA 2011]. Wymienione mandaty to podstawy dla tworzenia właściwych rozwiązań systemów i aplikacji SG dla jej funkcjonowania.

Natomiast podstawowe trudności związane z barierami wdrożenia SM i rozwiązań AMI zarówno na rynku zintegrowanym, jak i w elektroenergetycznym, który to rynek pierwszy zaczął wdrażać SM są następujące [por. z: URE 2011]:

1. Wymagane są wysokie nakłady inwestycyjne na zbudowanie zintegrowanego systemu informacyjnego i informatycznego zarządzania zbieraniem, przechowywaniem, agregacją i udostępnianiem danych pomiarowych z wszystkich mediów.

2. Skala komplikacji rozwiązań informatycznych przerasta możliwość zbudowania systemu szybko i docelowo, czyli z pełną funkcjonalnością w krótkim czasie. Wymagane są uznane i zatwierdzone standardy techniczne i interoperacyjne [EREG 2010].

3. Rozstrzygnięcie kwestii ochrony danych osobowych oraz uznania danych pomiarowych za szczególne i chronione dane osobowe, profilowe itp.

4. Zapewnienie ochrony odbiorcy (w tym jego danych i informacji o nim) i zapewnienie odbiorcom ich praw na rynku energii [Sankar 2011].

5. Uruchomienie organów kontroli poprawności i prawnych działań nie naruszających zasad konkurencyjności i uprawnień każdego z uczestników.

6. Budowa zabezpieczeń przed cyberatakami i włamaniami, przewidywanie zagrożeń tego typu oraz rozbudowa systemów zabezpieczeń, także przed kolizjami, awariami systemów i blackoutami [NIST 2010], [Zerbst 2010].

7. Zapewnienie skutecznego wykorzystania danych pomiarowych dla podniesienia efektywności energetycznej i budowania inteligentnych sieci.

Jeśli chodzi o zagrożenia dla uczestnika rynków, takiego jak odbiorca to są to:

- możliwość określenia i śledzenia indywidualnych zachowań odbiorców, czyli możliwość pozyskania informacji o urządzeniach zainstalowanych u odbiorcy i sposobie ich wykorzystywania, jak też pozyskanie informacji umożliwiającej cybernetyczny atak i kradzież informacji;
- możliwość reglamentowania określonych działań odbiorcy i dostęp do wrażliwych danych o odbiorcy takich jak: dane identyfikujące odbiorcę, nieuprawniony dostęp do danych identyfikujących odbiorcę, możliwość nieuprawnionego modyfikowania danych odbiorcy i tym podobne związane z cyberbezpieczeństwem.

Głównymi barierami wdrożenia SG w Polsce, oprócz oczywistych barier finansowych (ogromne nakłady inwestycyjne) są przede wszystkim:

- potrzeba wypracowania spójnego otoczenia prawnego dla długofalowego, stabilnego rozwoju w kierunku SG;
- potrzeba rozwoju ICT dla potrzeb rynku energii. Kraje, które będą liderami myśli technicznej z tego obszaru zdobędą przewagę konkurencyjną nad tymi, które jedynie będą dostawcami nośników energii i usług;

• budowanie strategii rozwoju i racjonalnych działań w kierunku przygotowania przyszłego modelu rynku oraz możliwości budowy i wdrożeń nowych modeli biznesowych dla jego uczestników;

• rozpoznanie obszarów i właściwa alokacja korzyści i kosztów pomiędzy przedsiębiorstwa energetyczne i odbiorców końcowych – przyczyni się do szybkości prac wdrożenia SG;

• edukacja zarówno odbiorcy, jak i pozostałych uczestników rynku – jest istotnym czynnikiem postępu.

Wnioski: branża gazowa w Polsce ma dużo mniej zachęt by na szczeblu regulacyjnym wspierać rozwój SM. Jeszcze mniej bodźców ma rynek ciepła. Stąd połączenie funkcjonalne SM energii elektrycznej, gazu i ciepła ma swoje uzasadnienie dla budowania SG. Wspólne korzystanie ze zintegrowanego systemu opomiarowania przyczyniłoby się do integracji funkcjonalnej zarządzania energią na integrowanym rynku energii.

Strukturę wydatków na projekty w kierunku SM i *Smart Grid* w Europie dokładnie zaprezentowano w raporcie: JRC Reference Raport 2011: *Smart Grid projects in Europe: lessons learned and current developments*[33].

Polska, w porównaniu z innymi krajami [SGS 2010], nie dysponuje takimi znacznymi nakładami na rozwój i do roku 2010 były to nakłady nieznaczne. Uruchomiono w Polsce cztery duże projekty – głównie w kierunku SM, których budżet oszacowano łącznie na 0,6 mld euro (www.piio.pl).

Rynek gazu w Polsce rozpoczyna rozwój w kierunku zdecydowanych zmian liberalizacyjnych. Podjęcie działań w kierunku dywersyfikacji i wypracowania nowej metodologii i polityki cenowej (uwolnienia cen gazu) będzie kluczowe dla sukcesu tych przemian. Rynek ten wrażliwy jest na podejmowane decyzje natury politycznej, szczególnie, że Europa, a w tym Polska, w dużym stopniu uzależniona jest od gazu rosyjskiego.

Otwiera się obecnie obszar dla tworzenia nowych modeli biznesowych dla energetyki gazowej (o ile decyzje na tym rynku będą mogły być podejmowane w sposób niepolityczny) i prowadzenia tzw. multimedialnych przedsiębiorstw energetycznych o charakterze usługowo-handlowym (dostawcy usług) oraz dostawczym.

Interesującym obszarem jest tu rozwój kogeneracji ciepła i energii elektrycznej w realizacjach mikro– i małych CHP (*Cogeneration Heat and Power*) jako technologii uzupełniającej przy źródłach OZE.

Projekt badawczy SEESGEN_ICT dostarczył wiedzy o uruchamianych modelach biznesowych (*feasible business case*) z obszaru Europy, a dotyczących np. powstawania takich μCHP i małych CHP [www.seesgen-ict.rse-web.it[34]].

---

[33] Dostępne według e-źródła: http://ses.jrc.ec.europa.eu/sites/ses/files/documents/events/2011_10_ei_ws_croatia/gangale_jrc.pdf, [dostęp 03.02.2013].

[34] Autorka, wraz z zespołem KI UŁ, uczestniczyła w pracach grupy WP2 i WP5 tego projektu (2009–2011).

W Polsce powstają nowe projekty elektrowni i elektrociepłowni gazowych: Stalowa Wola (TAURON i PGNiG, kwota inwestycji: 1,59 mld zł) o mocy 400 MW, Katowice (TAURON) 135 MW i ewentualnie w Kędzierzynie Koźlu (wspólnie z KGHM), Elektrownia Pomorzany (PGE) 270 MW, Elektrownia Grudziądz (ENERGA) 900-1200 MW – w projekcie 2013–2016.

Do roku 2018 GK PGE planuje zrealizować jeszcze kilka inwestycji gazowych elektrowni o łącznej mocy do 1700 MW. Przedsiębiorstwo ENEA również rozważa budowę bloku gazowego w elektrowni Kozienice przy współudziale PGNiG SA, która to spółka aktywnie wchodzi w obszar wytwarzania energii elektrycznej i ciepła.

Zatem przedsiębiorstwa elektroenergetyczne i gazowe przestają tak bardzo obawiać się ceny gazu, która dotąd była w każdych rozmowach inwestycyjnych uważana za najważniejsze ryzyko realizacyjne projektów tego typu. Miejsce energetyki gazowej z punktu widzenia surowca pierwotnego jakim jest gaz i wytwarzania energii elektrycznej jest niezwykle klarowne na najbliższe lata – jako technologii uzupełniającej rozwój OZE i czystych technologii węglowych.

Branża gazowa współtworzy obszar zasobów wytwórczych, inaczej nazwany rynkiem zasobów wytwórczych. Rozwiązania prawne powinny wspierać i umożliwiać taką działalność w sposób priorytetowy.

Nieodwracalnie, zasoby gazu łupkowego[35] oraz nowe technologie spalania, jak np. zgazowanie węgla czy innych paliw (w tym paliw drugiej generacji), w perspektywie 10 lat wzmocnią i zdecydowanie zmienią realia rynku gazu w Polsce.

[35] www.lupkipolskie.pl – oficjalna strona informacyjna o stanie rozwoju wydobycia i włączenia na rynek gazu łupkowego w Polsce.

3. MODEL ORGANIZACYJNY RYNKU ENERGII POLSCE

3.1. Rynek energii elektrycznej, gazu i ciepła

Ustawa *Prawo energetyczne* objęła swym zakresem całościowo wszystkie sektory energetyczne, ustalając wspólne ramy i terminy uwolnienia rynku dla wszystkich uczestników rynku.

Przyjęto założenie, zgodnie z którym prowadzenie działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu, przesyłaniu, dystrybucji lub obrocie energią i paliwami jest ekonomicznie jednorodne" oraz wspólnie definiuje podstawowe zasady liberalizacyjne – jak zasada TPA – swobodnego dostępu do sieci tzw. stronom trzecim, oraz umożliwienie przemian prywatyzacyjnych i unbundlingowych – tj. wydzielenie niezależnych operatorów przesyłu, rozdzielenie przesyłu od dystrybucji oraz wytwarzania od obrotu, następnie obowiązek rozdziału organizacyjnego i prawnego operatorów systemu elektroenergetycznego i gazowego [Biuletyn 4/2012].

W ten sposób wyodrębniony podrynek produktu i wyodrębniony podrynek usług przesyłu oraz dystrybucji miał podlegać odpowiednio: coraz to większemu urynkowieniu wraz z zasadą TPA przy pozostawieniu przedsiębiorstw usług sieciowych w obszarze regulacji. Rozwiązania uwzględnione w ustawie implementowały zalecenia tzw. eurpoejskiego pakietu liberalizacyjnego I, II oraz strategii lizbońskiej[1] z 2000 roku.

Ustawa pierwotnie zakładała pełną kontrolę regulacyjną rynków poczynając od kontroli wejścia na rynek nowego uczestnika rynku (szeroki zakres koncesjonowania), poprzez kontrolę stawek i opłat (taryfy uzgadniane i akceptowane), po możliwość rozstrzygania sporów, ingerencję w planowanie rozwoju czy utrzymywanie zapasów gazu.

Początki przemian w kierunku liberalizacji rynku energii elektrycznej w Polsce były kluczowe i postępowe w latach 1990–2000. Niestety, kolejna dekada, a szczególnie okres konsolidacji pionowej grup kapitałowych, był okresem uwstecznienia zmian w kierunku rozwoju konkurencji i liberalizacji rynku. Mimo uwolnionych cen dla odbiorców biznesowych, zmiany te nie przyniosły obniżenia cen energii elektrycznej a wręcz odwrotnie. Realna konkurencja na rynku wciąż nie istnieje, import i eksport (europejska wymiana transgraniczna) prawie nie istnieje, a obecny, funkcjonujący model rynku wciąż nie jest modelem właściwym i docelowym.

Obecnie, kolejny etap rozwoju liberalizacji rynku energii w Polsce doprowadził do uzasadnienia potrzeby odrębności ustaw dla rynku energii, rynku gazu oraz regulacji dla odnawialnych źródeł energii, idąc w kierunku rozwoju SG i inteligentnego rynku energii wraz z rozwojem tzw. rynku europejskiego,

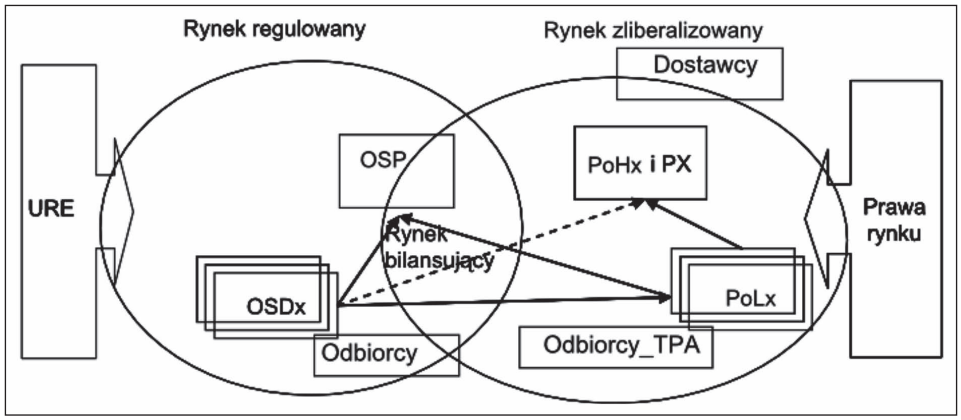
[1] Nowa strategia rozwoju została zapisana w dokumencie „Europa 2020" i jest to dokument strategiczny rozwoju UE na lata 2014-2020.

realizując tym samym wytyczne pakietu klimatycznego (3 x 20) oraz III pakietu liberalizacyjnego.

Na dzień dzisiejszy model organizacyjny rynku energii elektrycznej (EE) w Polsce można graficznie zaprezentować jak na rys. 3. W tabeli 1 opisano relacje między uczestnikami rynku energii elektrycznej według rysunku (rys. 3). Model ten nie uwzględnia rynku handlu prawami do świadectw pochodzenia energii – który to rynek uzupełnia i pełni rolę bodźcową dla rozwoju tzw. kolorowej energii z OZE. Omawiany model na rys. 3 nie uwzględnia również miejsca dla prosumentów. Należy zgodnie z zasadą TPA przyjąć, że klient/prosument i inni pośrednicy badź agregatorzy rynku oraz wytwórcy są uczestnikami/aktorami rynku, dla których docelowo zorganizowano omawiany tutaj model [Huisman 2009].

System świadectw pochodzenia energii elektrycznej (tzw. kolorowych świadectw) został szczegółowo określony w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 roku w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia lub uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła, wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii.

Oprócz ustawy zasadniczej jaką jest *Prawo energetyczne*, niedoskonałą wizję sektora energetycznego uaktualniano w dokumencie Polityki Energetycznej Polski do 2030 roku[2].



Rysunek 3. Podstawowy model rynku energii elektrycznej w Polsce
Handel energią elektryczną i usługami oraz relacje między podmiotami
Źródło: opracowanie własne [Modele 2010]

[2] Według e-źródła: *Polityka energetyczna Polski, Strategia do 2030 roku*, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, dokument opublikowany z dnia 06.08.2010; http://bip.msp.gov.pl/portal/bip/22/4819/Polityka_energetyczna_Polski_do_2030_roku.html[dostęp 10.12.2012].

Przemiany w Europie wytyczają dokumenty takie jak: dyrektywy europejskie czy Mapa Drogowa UE do roku 2050 [ERM 2050], której Polska nie przyjęła do realizacji i przedstawiła zastrzeżenia co do celów i wskaźników, np. redukcji emisji po 2020 roku itp.

Tabela 1. Uczestnicy rynku EE i ich role

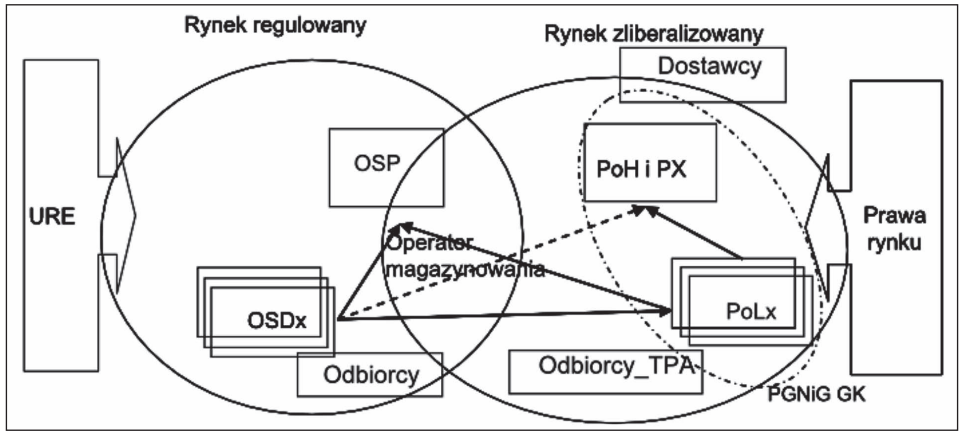
Aktor na rynku energii	Rola
1	2
OSP	Operator systemu przesyłowego oraz operator rynku bilansującego. Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w sieci przesyłowej i sprzedaż usługi zgodnie z taryfą usług przesyłowych. Jako operator rynku bilansującego realizuje sprzedaż usług bilansujących i innych usług systemowych
OSDx	Operatorzy systemów dystrybucyjnych. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w sieci rozdzielczej na obszarze kraju określonym w posiadanej koncesji. Sprzedaż usług dystrybucyjnych, pozwalających na rozdział i dostarczanie odbiorcom energii elektrycznej
OHx/OHTx	Operatorzy handlowo techniczni i operatorzy handlowi (nie uwzględnieni wprost na rysunku). Podmiot(y), który jest dysponentem handlowym i/lub handlowym i technicznym jednostek grafikowych wytwórczych i odbiorczych. Podmiot ten jest odpowiedzialny za tworzenie zbilansowanych handlowo -technicznych grafików pracy jednostek grafikowych wytwórczych i odbiorczych oraz przekazywanie ich do operatora systemu przesyłowego lub właściwego operatora systemu rozdzielczego. OHT jest też stroną rozliczeń na rynku bilansującym. Na rynku bilansującym może działać w imieniu własnym lub w imieniu innych uczestników rynku, grup bilansujących itp.
Przedsiębiorstwa obrotu hurtowego (PO_H)	Przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące działalność polegającą na hurtowym handlu energią elektryczną
Giełda energii i inne platformy obrotu energią PX	Przedsiębiorstwa prowadzące handel towarowy (giełda energii, elektroniczne platformy obrotu i inne – rynek dnia następnego, rynek dnia bieżącego)
Przedsiębiorstwa obrotu lokalnego PO_L	Przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące działalność polegającą na handlu energią elektryczną, obsługujące lokalny rynek energii. Opracowują portfel energii dla odbiorcy końcowego wg źródeł jej pochodzenia (uzyskując certyfikaty pochodzenia energii). Zwykle też uznawane za „dostawcę z urzędu", gdyż przedsiębiorstwa te zobowiązane są do zakupów energii na rzecz i potrzeby odbiorców taryfowych (grupa G)

Tabela 1. (cd.)

1	2
Dostawcy	Dostawcami są wszyscy dostawcy energii elektrycznej podłączeni do systemu KSE: dostawcy systemowi, pełniący usługi systemowe, dostawcy z OZE itp.
Odbiorcy indywidualni i biznesowi uprawnieni do korzystania z zasady TPA	Wszyscy odbiorcy przyłączeni do sieci KSE, w tym odbiorcy taryfowani (grupa G)

Źródło: Opracowanie własne [Modele 2010]. W załączniku 1 znajduje się opis wszystkich relacji między uczestnikami rynku. Uwaga: obecny model rynku jest hierarchiczny, jednokierunkowy: od wytwórcy do odbiorcy.

Podstawowy model organizacyjny rynku gazu prezentuje rys. 4. Rynek ten poprzez ogólne zalecenia jest podobny w swej istocie do omawianego powyżej. Różnice wynikają ze specyfiki rynku gazu oraz z istnienia dotąd jedynego dostawcy gazu jakim jest PGNiG SA. Zmiana ma nastąpić poprzez możliwość rozwoju konkurencji dostawców, giełdy gazu i pełnej współpracy operatorów systemów współpracujących (OSW), pełniących podobne funkcje jak operatorzy systemów dystrybucji (OSDs) [Projekty 2013]. W tab. 2 opisano podstawowe relacje między uczestnikami rynku.



Rysunek 4. Podstawowy model rynku gazu w Polsce
Źródło: opracowanie własne

Tabela 2. Uczestnicy rynku gazu i ich role

Aktor na rynku gazu	Rola
1	2
OSP	Operator systemu przesyłowego. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym gazowym, którego obowiązki określa *Prawo energetyczne*, oraz *Instrukcja ruchu i eksploatacji systemu przesyłowego* (IRiESP). Obowiązek OSP pełni w Polsce spółka OGP GAZ SYSTEM SA. Świadczy usługi przesyłania na rzecz dostawców, odbiorców końcowych oraz przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się sprzedażą i/lub obrotem paliw gazowych. Pełni też funkcje operatora handlowego czyli odpowiada za przyjmowanie i rozliczanie zgłaszanych nominacji/renominacji, zgodnie z zasadami określonymi w IRiESP. Zatem dysponuje paliwem gazowym dostarczanym lub odbieranym jak też pełni funkcje operatora technicznego, odpowiedzialnego za zbilansowanie sieci i magazynowanie w podziemnych magazynach gazu. Operator sieci przesyłowej buduje i ogłasza taryfy za usługę przesyłu (regulacja taryf) opartą na zasadzie kosztów uzasadnionych. W Polsce siecią gazowniczą rozprowadzane są dwa rodzaje gazu, różniące się między sobą składem i parametrami: • gaz wysokometanowy – o nominalnym cieple spalania 34,0 MJ/m sześc.; • gaz zaazotowany – o nominalnym cieple spalania 26,0 MJ/m sześc System sieci gazu wysokometanowego umożliwia odbiór gazu z importu, także ze złóż znajdujących się w południowej części Polski oraz uzyskanego z gazu zaazotowanego, w oddziale w Odolanowie – ze złóż położonych na zachodzie kraju Od 2011 r. wydzielono OSM – operatora systemu magazynowania, który udostępnia pojemności magazynowe podmiotom rynku. W pierwszej kolejności podmiotom obowiązanym do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego wg taryf ustalanych za usługę magazynowania. OSP zostanie również prawnie rozdzielony na ISO i ITO czyli na niezależnego operatora systemu i niezależnego operatora przesyłu
OSDx	Operatorzy systemu dystrybucyjnego – spółki dystrybucyjne. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym gazowym, odpowiadają za bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację i remonty sieci dystrybucyjnej oraz jej niezbędną rozbudowę. Każda ze spółek dystrybucyjnych jako osobny podmiot prawny opracowuje własną taryfę na usługi dystrybucyjne dla odbiorców obsługiwanych na terenie działania danej spółki
Przedsiębiorstwo obrotu hurtowego (PO_H)	Podmiot prowadzący działalność gospodarczą polegającą na handlu paliwem gazowym, niezależnie od innych rodzajów działalności. Obsługuje dużych odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej lub spółki dystrybucyjnej. Tę funkcję pełni PGNiG w segmencie działalności: obrót. Dywersyfikacja powoduje pojawienie się innych firm, oraz nowouruchomionej giełdy gazu – obecnie około 97 firm zajmujących się obrotem gazem

Tabela 2. (cd.)

1	2
Przedsiębiorstwa obrotu lokalnego $PO_L x$	Podmioty prowadzące działalność gospodarczą polegającą na handlu paliwem gazowym, niezależnie od innych rodzajów działalności w obszarze dystrybucji. Obsługują odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej. Wydzielono 6 spółek gazowych ze struktury PGNiG i są to: mazowiecka spółka gazownictwa, wielkopolska, górnośląska, dolnośląska, pomorska oraz karpacka. Obecnie nowe działania PGNiG prowadzą do konsolidacji spółek
Dostawcy	Dostawcą podstawowym na rynku polskim jest spółka PGNiG SA z segmentów wydobycie oraz obrót. Spółka EurRoPol SA odpowiedzialna jest za prowadzenie importu gazu, który w zdecydowanej większości pochodzi z rurociągu Jamał biegnącego z Rosji do Niemiec[1]. Punkty zdawczo odbiorcze dla Polski zlokalizowane są w dwóch miejscach: we Włocławku i w Lwówku Wielkopolskim. W 2010 r. import ogółem (łącznie z LNG) wyniósł 10,1 mld m3 gazu głównie z Rosji i z Niemiec Obecnie (od 2013 r.) poprzez możliwość uzyskiwania koncesji jak i odkupywania gazu od PGNiG na giełdzie towarowej rodzi się możliwość budowania konkurencji dostawców na rynku gazu
Odbiorcy TPA i pozostali	Podmiot dokonujący zakupu paliwa gazowego na własny użytek, korzystający z zasady TPA (OK-TPA) jak i nie korzystający, ale uprawniony do takiego korzystania (OK)

Źródło: opracowanie własne. [por. z: REE model 2009]. W załączniku 1 znajduje się opis wszystkich relacji między uczestnikami obecnego (2012 r.) rynku gazu.

Zapotrzebowanie na rynek gazu w Europie jest obecnie na poziomie ok. 500 mld m^3 rocznie, z czego około 60% to import, w tym ok. 16% do 20% to import LNG (2007 r.). Import suchego gazu pochodzi głównie z Rosji, Norwegii i Algierii. W Polsce zapotrzebowanie roczne obecnie to ok. 15–16 mld m^3 gazu, z czego około 4 mld m^3 to wydobycie ze źródeł własnych. Import z Rosji to około 70% rocznego zapotrzebowania [Wasilewski 2012], [Rychlicki 2010].

Układ rozproszonych i nowych źródeł gazu już teraz – jeszcze bez eksploatacji złóż europejskich z łupków – zmienia się dla Europy. Ze względu na duże wydobycie gazu w USA np. Hiszpania i Wielka Brytania będą już przyjmowały LNG od Amerykanów poprzez swoje rozbudowane gazoporty. Podpisane kontrakty zapewniają przez 20 lat, od 2016 roku, dostawy około 20 mln m^3 gazu skroplonego. To z pewnością zmieni gazowy rynek europejski i wprowadzi rzeczywistą dywersyfikację źródeł. Teoretycznie zatem jest szansa na zmianę układu źródeł, a nawet być może samowystarczalność Europy. Ważne jest jednak, by właśnie ekonomia i cena, a nie zależności polityczne właściwie kształtowały układ rynkowy tego towaru.

Rozważając rynek ciepła – to charakterystyczną cechą systemu ciepłowniczego jest jego rozdrobnienie, co tworzy lokalny charakter rynków ciepłowniczych.

Nadzór URE obejmuje koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze, które nie tworzą jednego rynku w skali kraju – tak jak ma to miejsce w przypadku rynku energii elektrycznej czy rynku gazu – i wynoszą około 50% całej infrastruktury tego sektora (około 500 przedsiębiorstw). Zatem dominującą cechą podmiotów funkcjonujących w obrębie sektora usług ciepłowniczych jest lokalny zasięg ich działalności oraz brak niezależnego operatora przesyłu.

Koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze są w większości przypadków zintegrowane pionowo i zajmują się zarówno wytwarzaniem ciepła, dystrybucją, jak i obrotem (stąd też cena jednoskładnikowa na ciepło). Tak jak w poprzednio omawianych rynkach, regulacjom podlegają usługi dostarczania ciepła systemowego – odrębnym zasadom handlowym podlega obrót ciepłem dla tych przedsiębiorstw, które zajmują się jedynie obrotem.

Na rynku regulowanym, 13% w 2009 r. zajmowało się wytwarzaniem, dystrybucją i obrotem ciepłem, 90% z ogółu świadczyło tylko usługi dystrybucyjne, 10% z ogółu miało koncesje na wytwarzanie, 11% to przedsiębiorstwa dystrybucji i obrotu zaś 66% przedsiębiorstw łączyło wytwarzanie, przesył i dystrybucję[3].

W roku 2009 wytworzono w przedsiębiorstwach koncesjonowanych 423 tys. TJ ciepła. Do sieci trafiło około 60% tej wartości, z czego 50 % podlegało dalszemu obrotowi. Ciepło pochodzi w Polsce najczęściej ze spalania węgla kamiennego (przy czym średni koszt tony węgla wynosił w 2009 r. ok. 279,25 zł), oleju opałowego, kogeneracji z gazem, spalania biomasy, gazu ziemnego i z odzysku. W 2009 roku tylko 20% przedsiębiorstw produkowało ciepło w kogeneracji z gazem lub biogazem.

Niestety, zarówno wybór dostawcy, jak i handel ciepłem na zasadach wolnorynkowych, często nie jest możliwy z racji charakteru samego produktu i infrastruktury przesyłowej. Na dzień dzisiejszy regulator (URE) kontroluje taryfy na przesył i ceny ciepła przemysłowego oraz użytkowego w celu ochrony konsumenta indywidualnego przed nieuzasadnionymi podwyżkami. Ponad ¾ zapotrzebowania na ciepło jest zaspokajanych z tzw. kogeneracji wytwarzania ciepła z energią elektryczną, gdzie źródłem jest olej opałowy lekki lub węgiel kamienny.

Istnieje tendencja spadkowa zapotrzebowania na ciepło wynikająca m.in. z postępującej racjonalizacji jego konsumpcji, ze znacznego ograniczenia produkcji przemysłowej i rezygnacji z energochłonnych technologii oraz poprzez wybór lokalnego sposobu ogrzewania już na etapie decyzji inwestycyjnych nowo powstających obiektów.

W najbliższej przyszłości w sektorze ciepła pozostaną przedsiębiorstwa sieciowe zajmujące się wytwarzaniem, przesyłem i obrotem ciepłem w dużych miastach oraz rozwijać się będą rozproszone, lokalne rynki ciepła w układach mikrosieci i poza nimi, głównie jako zasilanie lokalne. Przede wszystkim rozwijać się

[3] Dane według e-źródła: Energetyka cieplna w liczbach z 2010r., publikacja URE na stronie: www.cire.pl[dostęp 27.10.2012].

będą technologie wytwarzania ciepła stosujące nowoczesne techniki magazynowania i wytwarzania ciepła z ekologicznych i nowoczesnych paliw, takich jak biomasa, gazyfikacja odpadów komunalnych, odpadów po utylizacji ścieków itp.

Wszędzie tam, gdzie sprzyjać będzie im ekonomiczna zasadność rozwijać się powinna tzw. kogeneracja, tj. wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej na bazie paliwa gazowego, ze względu na jej wysoką sprawność energetyczną.

Wniosek: rynek ciepła stanie się rynkiem komplementarnym dla rynków podstawowych: energii elektrycznej i gazu, a właściwie będą to małe lokalne rynki ciepła. Wyjątki będą dotyczyć wyłącznie dużych skupisk urbanistycznych i miast.

3.2. Najważniejsze założenia dla zintegrowania rynku energii

Najważniejsze założenia dla nowego modelu rynku zakładającego integrację sektora elektroenergetyki, gazu oraz ciepła to:

1. Wprowadzenie efektywnych bodźców ekonomicznych i racjonalnych bodźców regulacyjnych dla wszystkich interesariuszy rynków tych trzech sektorów, w tym dla klientów indywidualnych. Oznacza to intensywny rozwój energetyki prosumenckiej.

2. Odbiorca będzie miał aktualną wiedzę (korzystając z inteligentnego opomiarowania swoich mediów energetycznych), jakiej jakości i w jakiej cenie dostarczany jest do niego prąd, gaz oraz ciepło. To oznacza, że zostanie zastosowany wspólny model energetyczny rozliczenia zużycia dostarczanego gazu i ciepła [Dzirba 2011].

3. Przedsiębiorstwa energetyczne, gazownicze i cieplne stracą swój charakter producenta jednego towaru. Staną się multienergetyczne i wielousługowe.

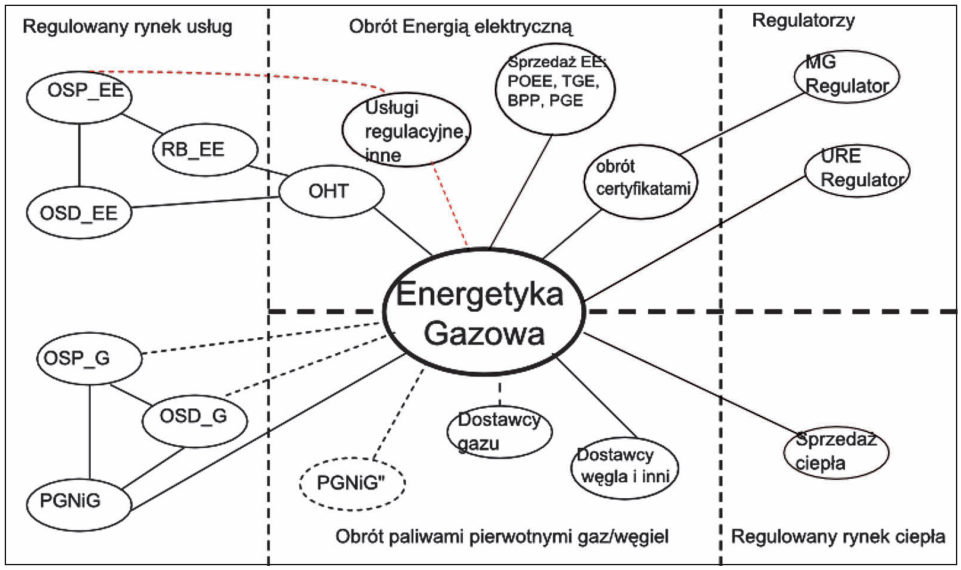
4. Warunki rynkowe umożliwią konkurencję przez cenę i konkurencyjne modele biznesowe nowych usług, związanych z rozwojem innowacyjnych technologii, jakością obsługi klienta oraz rozliczeń i pomiarów.

5. Struktura zużycia gazu będzie bardziej zmienna i komplementarna względem innych nośników energii niż obecnie. Przewiduje się także wzrost zużycia gazu – jeśli gaz stanie się atrakcyjniejszy ekonomicznie. To samo dotyczy energii elektrycznej i ciepła, przy czym zakłada się działania, przede wszystkim w kierunku wzrostu efektywności energetycznej na każdym etapie łańcucha wartości: od producenta po konsumenta oraz zapewnienia bezpieczeństwa dostaw.

6. Precyzyjne i wygodne rozliczanie oraz uzyskiwanie informacji o indywidualnym profilu klienta jest wartością dodaną wprowadzanych zmian – cenną dla klienta, niekoniecznie zaś cenną w tej chwili – bo kosztowną zmianą, finansowaną (inwestycje w SM obciążają dystrybutorów) przez przedsiębiorstwa sieciowe, mimo to korzystną dla długofalowego efektu rozwoju SG.

Ze względu na rozwój technologii pomp ciepła, rekuperacji, nowych technologii doświetlania pomieszczeń, tańszej energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych[4], bądź taniego gazu łupkowego – powstaną zachęty ekonomiczne dla alternatywnych źródeł ciepła – ale rozważane będą najprawdopodobniej komplementarnie do tradycyjnego paliwa – węgla kamiennego i brunatnego na rynku energii elektrycznej i gazu.

Przykładem może tu być rozwój tzw. energetyki gazowej [REE Model 2009], [Kamrat 2010], która ze względu na możliwość tańszego gazu łupkowego, wraz z rozwojem kogeneracji stwarza szanse na zmianę myślenia o odrębności sektorów mediów sieciowych, w tym rynku ciepła.



Rysunek 5. Model rynku dla energetyki gazowej
Objaśnienia: MG – Ministerstwo Gospodarki; OHT – operatorzy handlowi i handlowo– techniczni na rynku energii; RB_EE – rynek bilansujący energii elektrycznej. OSP_EE – operator sieci przesyłowej dla energii elektrycznej, OSP_G – operator sieci przesyłowej dla gazu, OSD_EE i OSD_G – odpowiednio: operator sieci dystrybucyjnej dla energii elektrycznej i dla gazu.
Źródło: opracowanie własne na podstawie [REE Model 2009] oraz raportu wewnętrznego dla potrzeb projektu modernizacji elektrociepłowni X. (Przerywane kreski wskazują funkcjonalności obecnie dopiero uruchamiane)

Na rys 5. przedstawiono graficznie jeden z możliwych model biznesowy połączonych, innowacyjnych działań w zakresie sektorów sieciowych energii elektrycznej i gazu oraz rynku ciepła, w celu realizacji tzw. energetyki gazowej.

[4] Chodzi tutaj o perspektywę najbliższych lat (od 2020 r. i dalej), gdy przede wszystkim technologie wytwórcze, takie jak np. fotowoltaika wyraźnie staniejąą. Rozwinie się budownictwo energooszczędne i technologie ogrzewania i odzyskiwania ciepła.

Z jednej strony, wytwórca energii elektrycznej współpracując, z przedsiębiorstwami sektora gazowego, może rozszerzyć swoją działalność o produkcję ciepła z kogeneracji inwestując w rozwój technologii i rozwiązań modernizacyjnych dla zastosowania gazu ziemnego lub z biomasy. Jednoczesnie też może, poprzez zwiększenie produkcji energii elektrycznej, sprzedawać usługi dodatkowe, regulacyjne dla równoważenia źródeł niestabilnych i udostępniać inne usługi systemowe.

Szczegóły założeń i symulacje podobnego modelu biznesowego jako przypadek biznesowy, zostały opracowane jako trzy porównawcze scenariusze inwestycyjne, oszacowane, wybrane i przygotowane do wdrożenia w centralno-północnym regionie Polski[5].

Ogólna koncepcja tego modelu biznesowego dla energetyki gazowej (CHP1) składa się z następujących elementów [Modele 2010]:

Lokalne, krajowe złoża gazowe, przydatne do minimum 10-15 letniej eksploatacji – jako inwestycje do lokalnego, np. gminnego zagospodarowania. Ewentualnie gaz systemowy, o ile lokalizacja i przyłącza będą możliwe (inwestycje kosztochłonne). Możliwe są też inne źródła OZE, o ile rachunek inwestycyjny wykaże opłacalność ich stosowania.

Małe, lokalne elektrociepłownie (budowane/modernizowane) lokalizowane blisko krajowych złóż gazowych, możliwość generacji wysokosprawnej energii (i ciepła) dla potrzeb lokalnych, z możliwością sprzedaży energii do sieci i usług systemowych (wytwórca wysoko sprawnej produkcji energii w skojarzeniu).

Powołanie przedsiębiorstwa zarządzającego i integrującego usługi handlowe i systemowe – tzw. agregatora rynku – na rzecz zarówno lokalnej elektrociepłowni (CHP1), jak i innych aktywnych lokalnych producentów (rozproszonych lokalnych OZE).

Efektem tak rozumianej działalności byłoby powstanie nowych usług na rynku dla lokalnej gminnej mikrosieci, dostawców OZE i prowadzenia aktywnego biznesu, handlu usługami za pomocą agregatora, którego zadaniem byłoby agregowanie OZE oraz aktywny udział w handlu energią i ciepłem z kogeneracji między lokalną elektrociepłownią a lokalnym przedsiębiorstwem obrotu, odbiorcą pary przemysłowej, giełdą czy rynkiem bilansującym.

Model ten wymaga niewielu zmian rynkowych, takich jak faktyczne uwolnienie cen gazu dla wszystkich odbiorców TPA (możliwość negocacji cen hurtowych) oraz wzmocnienie inicjatyw lokalnych dla współpracy inwestycyjnej między przedsiębiorstwami gazowymia energetycznymi, w celu budowy i modernizacji np. źródeł kogeneracyjnych. Model ten uwzględnia współpracę rynku energii z rynkiem gazu.

Według badań firmy Ramboll Oil & Gas [EBI 2008] w 2008 r. dla EBI[6], w scenariuszu zwiększonego użycia gazu, w tym m.in. biogazu i wodoru, rozwój kogeneracji[7] będzie miał istotne znaczenie dla przyszłości energetyki w okresie 2020-2050.

---

[5] Materiały i wyniki tego projektu objęte są tajemnicą handlową.

[6] Europejski Bank Inwestycyjny, www.eib.org

[7] Szeroko rozumianej, również z wykorzystaniem np. biogazu.

W omawianym modelu można zauważyć wiele niedostatków, wynikających z sytuacji istniejącej obecnie na rynku gazu i energii elektrycznej oraz ciepła w Polsce, chodzi głównie o ocenę ryzyka związanego z działalnością i oszacowaniem kosztów inwestycyjnych oraz przyszłych przychodów z działalności. W rozpatrywanym przypadku biznesowym dla tego modelu rozważono ryzyka związane z:

- brakiem jasnych reguł prawnych i ekonomicznych dla inwestycji w wydobycie krajowego gazu z lokalnych źródeł (jest ich znaczna ilość w Polsce) dla np. prywatnych inwestorów, oraz niepewnością złóż łupkowych;
- średnim ryzykiem cenowym dla cen gazu systemowego;
- słabą synergią działania i współdziałania na rynku gazu, energii elektrycznej oraz ciepła, jako wspólnego rynku energetyki gazowej dziś – dobre uregulowania prawne są trudne z racji monopolizacji rynku gazu w Polsce (proces liberalizacji zachodzi bardzo wolno);
- słabym mechanizmem mobilizowania inwestorów do takich działań ze względu na regulacyjne działania URE, wpływające na poziom cen energii elektrycznej dla odbiorców według taryfy G;
- brakiem dobrych praktyk i ekonomicznych analiz konkretnych przypadków wdrożeń i rozwiązań inwestycyjnych, biznesowo korzystnych dla inwestorów w Polsce;
- istnieniem potrzeby tworzenia nowych narzędzi technologii informacyjnych a w tym rozwoju SM, dla prowadzenia usług w czasie rzeczywistym, rozliczeń i pomiarów dla dedykowanej działalności energetyki gazowej (zakup technologii ICT).

Rola agregatora[8]/brokera [Agregator 2010] (rozszerzona np. o funkcję operatora technicznego i/lub handlowego wirtualnej elektrowni) dla zarządzania lokalnymi zasobami energetycznymi, może być pełniona w różnych rozwiązaniach organizacyjnych dla tego modelu poprzez powoływanie przedsiębiorstw typu *joint venture* lub innych spółek, przedsiębiorstw zrzeszających lokalnych prosumerów OZE, dla ich aktywnego uczestnictwa w rynku. Potrzebne są jednak rozwiązania prawne, organizacyjne, finansowe i również podatkowe, wspierające i zachęcające do realizacji takich innowacji biznesowych.

Korzyści jakich można się spodziewać budując ten konkretny *przypadek biznesowy* to przede wszystkim:

- wysoko sprawna kogeneracja i znacznie większa, efektywniejsza produkcja energii przy zapewnieniu dostaw ciepła w skali lokalnej (które z reguły są ilościowo słabo zmienne);
- możliwość aktywnego uczestnictwa w rynku bilansującym i dostarczaniu usług systemowych, np. usług regulacji szczytowych;
- handel na rynku związany z limitami zanieczyszczeń CO_2;
- produkcja czystej energii;
- rozwój rynku usług dla lokalnych prosumentów;

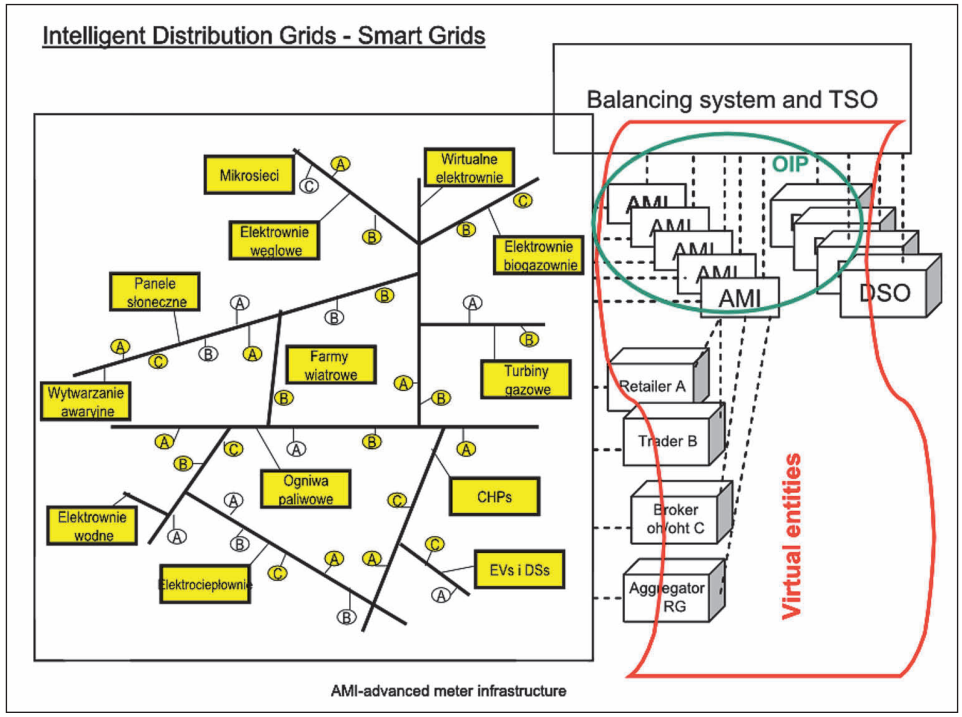
[8] Definicja i znaczenie – opisane w rozdziale definicji i pojęć.

• rozwój gmin, lokalnego rynku pracy i inwestycje w lokalne wydobycie gazu, tam gdzie to możliwe.

Wniosek: możliwe jest rozwijanie modeli biznesowych zintegrowanego rynku mediów na nowy, nieobecny jeszcze na rynku sposób uwzględniając potrzeby i wyzwania ekonomiczne, jakie są wyzwaniami XXI wieku.

3.3. Nowy zintegrowany model rynku mediów energetycznych w Polsce

Przyjęte założenia rozwoju rynku energii do roku 2050 i tzw. miks energetyczny dla Polski ciekawie opracowano w [Popczyk 2012,, 2012a, 2011]. Opracowano założenia makroekonomiczne, jakie należy uwzględnić przy budowaniu nowego rynku energii wraz z wdrożeniem podejścia *Smart Grid* i innowacyjnymi technologiami przyszłości.



Rysunek 6. Koncepcja modelu organizacyjnego, zintegrowanego rynku energii z uwzględnieniem idei SG

Źródło: opracowanie własne na potrzeby artykułu: B.E. Matusiak, *Independent Operator of Measurements as a Virtual Enterprise and Data Repository Management System on the Energy Market*, [IOM 2010], [por.: Klimowicz 2010]

Tabela 3. Uczestnicy nowego, zintegrowanego rynku i ich role

Aktor na rynku energii	Rola
1	2
Podstawowy poziom rynku /odbiór i generacja rozproszona	
Konsument	Uczestnik pasywny. Zakłada się, że takim uczestnikiem może być uczestnik tzw. wrażliwy*lub taki, który nie ma możliwości, lub nie chce uczestniczyć aktywnie w rynku, lub nie zna możliwości programów DSM, bądź występują fizyczne ograniczenia sieciowe dla stosowania DSM, oraz nie chce posiadać inteligentnych liczników opomiarowania mediów. Zakłada się, że o aktywnym uczestnictwie w rynku, każdy decyduje samodzielnie. Mimo wszystko w roku 2050 zakłada się, że tylko około 2% uczestników będzie miało status uczestnika pasywnego
Konsument / prosument	Aktywny uczestnik rynku, który świadomie uczestniczy w rynku za pomocą tzw. aktywnej strony popytowej – programów aktywnego uczestnictwa lub też jest prosumentem – a więc produkuje energię z OZE i staje się aktywnym plus, tj. w bilansie rocznym więcej produkuje niż zużywa. Produkcja energii z OZE jest miksem z różnych rozproszonych źródeł generacji. Konsument może aktywnie zarządzać swoim profilem zapotrzebowania i wykorzystywać wszystkie nowoczesne technologie – również samochód elektryczny np. dla celów bilansowania swoich potrzeb. Wykorzystuje też inne sposoby gromadzenia energii "tańszej i taniej", by w godzinach szczytu bilansować racjonalnie swoje potrzeby (używa zasobniki energii). Konsument może aktywnie bilansować swoje potrzeby również w mikro otoczeniu – uczestnicząc w tzw. mikrosieci lokalnej lub być uczestnikiem tzw. "jednostki generacji" w lokalnej wirtualnej elektrowni. W nowym rynku energii zakłada się, że przepływ energii elektrycznej będzie odbywał się dwukierunkowo: od dostawcy systemowego i od prosumentów. Rozliczenia zapewni zaawansowana infrastruktura domu/obiektu oraz AMI wraz z SM i systemami agregacji danych, bezpieczeństwa rozliczeń. Prosumenci/klienci mogą tworzyć samowystarczalne społeczności energetyczne pod warunkiem posiadania infrastruktury technicznej i inteligentnego zarządzania (aplikacje dedykowane i systemy HAN) zapotrzebowaniem na energię we własnym otoczeniu (budynku). Dotyczy to również ciepła. Lokalny rynek ciepła w kogeneracji lub inne rozwiązania: biogaz, pompy ciepła, tworzyć będą mikro środowisko dla zapewnienia lokalnych potrzeb energetycznych. Jest to obszar możliwości tworzenia wielu nowych modeli biznesowych w zakresie generacji i łączenia obszarów działań dla sektorów gazu, energii elektrycznej i produkcji ciepła oraz pozostałych mediów energetycznych
Mikrosieci	Są to źródła konwencjonalne i mikroźródła OZE oraz odbiory i zasobniki energii, w tym ciepła, które tworzą pewną lokalną całość i mogą pracować razem w niewielkiej odległości od siebie, dostarczając odbiorcom optymalnie energię elektryczną oraz ciepło/chłód i inne media. Są więc fizycznie wydzielonymi obszarami dla bilansowania i optymalizacji. Mikrosieci, ze względu na przesył włączone są do systemu dystrybucji, lub mogą pracować w trybie wyspowym. Mogą być, pod względem potrzeb bilansowania elementem systemu tzw. agregacji i bilansowania zapotrzebowania

Tabela 3. (cd.)

1	2
Agregator(y) rynku – pełniący funkcje zarządcze i rozliczające oraz bilansujące tzw. węzły/obszary w sieci	To uczestnik rynku agregujący aktywnych prosumentów i zarządzający lokalnie bilansowaniem mikrosieci, umożliwiając innym uczestnictwo w rynku bilansującym bądź w TGE. Analogicznie pełni niektóre funkcje podobne do przedsiębiorstw obrotu. Istnieje dzięki rozwojowi technologii ICT, dzięki której dedykowane aplikacje potrafią wspierać funkcje agregacji czy to w mikrosieci, czy też dla potrzeb wirtualnych uczestników (np. dynamiczny zbiór magazynów energii z EVs (samochody elektryczne) w określonym rejonie i czasie, także bilansowanie zapotrzebowania na ciepło itp.). Z punktu widzenia klienta – jest podmiotem rozliczającym go z wszystkich mediów energetycznych i zgodnie z wdrożonymi programami/umowami egzekwuje zachowania klientów, pertraktuje z nimi i zapewnia im jak i sobie działalność dochodową. Jest to nowy aktor i nowy, potencjalny model biznesowy na rynku
Wirtualne elektrownie	Wirtualna elektrownia "zbiera" cząstkowe bilanse lokalne by prezentować na rynku wartość podaży energii elektrycznej, podobnie jak fizyczny podmiot rynku. Są to dynamiczne jednostki – zmienne w przestrzeni i czasie reprezentowane przez wirtualnych operatorów technicznych i bilansująco– handlowych. Może być ich wiele w systemie w danym czasie. Istnieje dzięki rozwojowi technologii ICT, poprzez którą dedykowane aplikacje potrafią zagregować dynamicznych uczestników rynku dla potrzeb realizacji VPP [por.: Kucęba 2011]
Magazyny energii (i samochody elektryczne)	Rozwój obszaru nowych technologii związanych m.in. z EVs wymuszą nowe sposoby uczestniczenia w rynku energii dla stacji doładowań i elementów zasilania w czasie szczytu lub w czasie niedoboru energii. Metody magazynowania energii – chociaż wciąż mało efektywne, są konieczne w dynamicznej sieci. dotyczy to również zasobników dla ciepła. Jest to nowy obszar możliwości i opracowania nowych modeli biznesowych dla realizacji magazynowania energii w sieci na poziomie prosumenckim i całej sieci
Drugi poziom rynku / wielka generacja	
Wytwórcy OZE (farmy wiatrowe i duże farmy fotowoltaiczne lub przedsiębiorstwa z kogeneracją z gazem, biogazem, energią geotermalną, elektrownie wodne itp.)	Duże i średnie instalacje wytwórcze OZE prywatne i budowane przy udziale dużych przedsiębiorstw generacji systemowej. Obszar możliwości tworzenia wielu nowych modeli biznesowych w zakresie generacji i łączenia obszarów działań dla sektorów gazu, energii elektrycznej i produkcji ciepła i innych mediów Ich potrzeby są zapewniane dzięki dedykowanym aplikacjom ICT dla celów prognozowania, zarządzania i rozliczania w różnych modelach biznesu
Wytwórcy systemowi oraz wielkoskalowe magazyny energii	Wytwórcy tacy najczęściej będą produkować energię elektryczną (lub gaz i ciepło) tradycyjnie, jak też za pomocą OZE tworząc miks między OZE a węglem kamiennym czy brunatnym, i czystymi technologiami węglowymi oraz OZE. Jednak ich specyfiką jest integracja posiadanych zasobów i kapitału. Jest to generacja wielkoskalowa, systemowa jak i wielkoskalowe magazyny energii (np. elektrownie szczytowo-pompowe). Przedsiębiorstwa te znajdują również nowe obszary działania jak i nowe usługi świadczone dla klientów na zintegrowanym rynku mediów energetycznych. Jest to nowy obszar dla powstawania modeli biznesowych

Tabela 3. (cd.)

1	2
Trzeci poziom rynku – handel (energia elektryczna, ciepło i gaz) i usługi	
Przedsiębiorstwa obrotu hurtowego (PO_H)	Przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące działalność polegającą na hurtowym handlu energią elektryczną, a także gazem i ciepłem w węzłach (hubach)
Giełda energii i inne platformy obrotu energią PX	Przedsiębiorstwa prowadzące handel towarowy (giełda energii, giełda gazu, elektroniczne platformy obrotu i inne – rynek dnia następnego, rynek dnia bieżącego, rynek bilansujący, rynek świadectw pochodzenia itp.)
Przedsiębiorstwa obrotu lokalnego PO_Ls	Przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące działalność polegającą na handlu energią elektryczną, gazem i ciepłem, obsługujące lokalny rynek energii. Opracowują portfel energii dla odbiorcy końcowego wg źródeł jej pochodzenia (certyfikaty pochodzenia energii). Zwykle też, uznawane za „Dostawcę z urzędu", gdyż przedsiębiorstwa te zobowiązane są do zakupów energii na rzecz i potrzeby również tzw. odbiorców wrażliwych*
Przedsiębiorstwa usługowe, handlowe (tzw. „trzecie", brokerzy handlowi	Wszelkie usługi pośrednictwa handlowego, usług systemowych lub finansowych dla celów obrotu mediami. Dzięki SG – obszar możliwości wspierania rynku poprzez usługi dodatkowe, będące przedmiotem obrotu na rynku Obszar możliwości tworzenia wielu nowych modeli biznesowych w zakresie obrotu i łączenia obszarów działań dla sektorów gazu, energii elektrycznej i produkcji ciepła i teleinformatyki
Lokalne rynki bilansujące	Rynki lokalnego bilansowania handlowego dla sieci systemu gazowego jak i krajowego systemu elektroenergetycznego. Agregatorzy lokalni będą pełnili te funkcje również lokalnie, włączając w to bilansowanie sieci cieplnej. Obszar możliwości tworzenia wielu nowych modeli biznesowych
Obszar regulowany – usługi przesyłowe, dystrybucyjne, informacyjne, bilansujące	
ISO oraz ITOs (OSP) dla energii elektrycznej i gazu, Operator systemu magazynowania gazu, Operator rynku bilansującego EE a także magazynowania	ITOs to niezależni operatorzy systemowi zarządzający sieciami przesyłowymi, odpowiadający za działanie i bezpieczeństwo sieci, którą zarządzają oraz Niezależny Operator Systemu (ISO), który jest operatorem całego systemu przesyłowego zintegrowanego rynku energii, odpowiadający za jego funcje centralne i bezpieczeństwo pracy. Pełnić będzie usługi obecnego OSP i/lub dodatkowe (np. magazynowania energii elektrycznej), wynikające z integracji rynków gazu, ciepła i energii elektrycznej Dodatkowo: operatorzy magazynowania gazu i operatorzy rynku bilansującego energii elektrycznej. Operator magazynowania gazu odpowiedzialny jest za zarządzanie magazynami gazu, zaś operator rynku bilansującego energii elektrycznej za bilansowanie energii elektrycznej w systemie KSE, być może łacznie z funkcją magazynowania energii
DSOx (OSDx) Operatorzy sieci dystrybucji energii elektrycznej i gazu	Operatorzy systemów dystrybucyjnych. Operatorzy OSD, pełniący w systemie funkcje szersze niż obecnie, odpowiadający również za pracę w poszczególnych węzłach sieci (jeśli powstaną wirtualne lub fizyczne huby energetyczne, regiony bilansowania itp.) na ich terenie i rozliczenia przepływów w sieci oraz sprzedaż usług dystrybucyjnych i, pozwalających na rozdział i dostarczanie odbiorcom energii elektrycznej (i gazu). Operatorzy sieci dystrybucyjnej staną się w dużej mierze koordynatorami aktywności energetycznej podmiotów przyłączonych do sieci

Tabela 3. (cd.)

1	2
Centra zarządzania danymi pomiarowymi/ Niezależny Operator Informacji Pomiarowej (OIP)	Podmiot odpowiedzialny za odczyt, przechowywanie i agregację danych pomiarowych (energii elektrycznej, gazu i ciepła) w sposób niezależny i rzetelny dla celów realizacji przesyłu i celów handlowych na rynku energii. Udostępnia on dane innym upoważnionym podmiotom rynku dla rozliczeń i kontroli. Operator odpowiedzialny za odczyt, urządzenia pomiaru, w tym za SM, przechowywanie, bezpieczeństwo danych i udostępnianie autoryzowanym uczestnikom rynku. Jest to nowa rola i nowy model biznesowy działania na rynku

* Odbiorcę tzw. „wrażliwego" definiuje nowa ustawa energetyczna z tzw. trójpaku ustaw przygotowanych do wdrożenia w 2013 r.

Źródło: opracowanie własne.

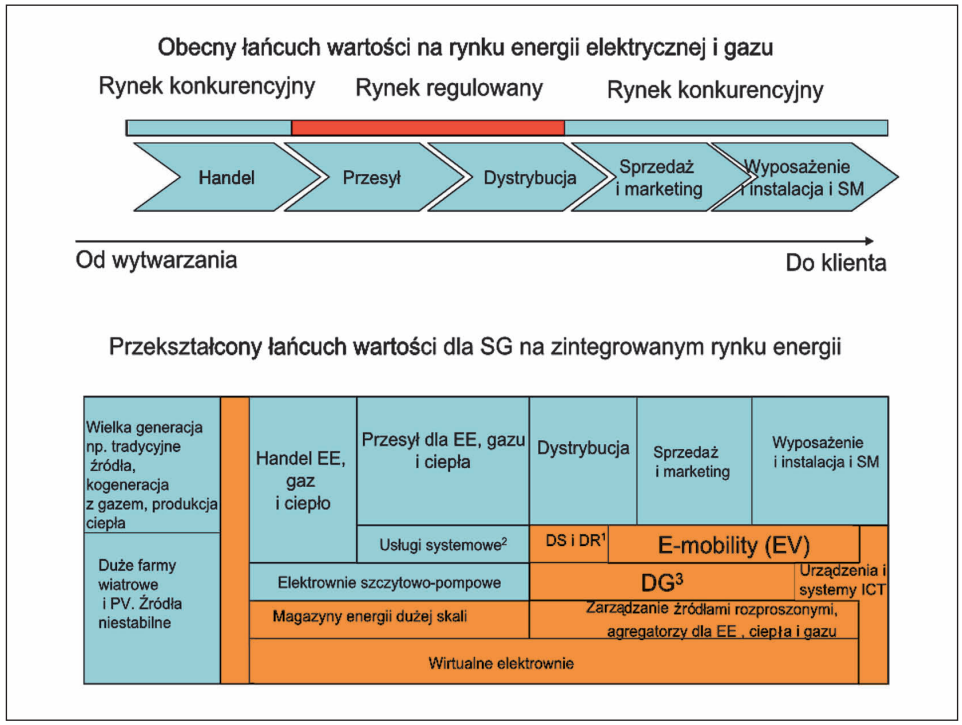
Na rys. 6 przedstawiono graficznie ideę nowego, zintegrowanego rynku energii, uczestników i relacje między nimi z uwzględnieniem idei SG. Należy pamiętać, że element np. *Virtual Entities* – oznacza zarówno wirtualne elektrownie, jak i wirtualny rewers wprowadzany właśnie na rynku gazu. Operatorzy dystrybucji to nie tylko operatorzy energii elektrycznej, ale i równolegle, operatorzy sieci gazowej, a całość nie mogłaby funkcjonować bez zaawansowanych aplikacji ICT i automatyki sieci oraz narzędzi pomiarowych. Zmiana od organizacji rynku strukturalnego (struktura mieszana, węzłowa od wytwórców do odbiorców, ale i od odbiorców do wytwórców) idzie w kierunku budowania obszarów (hubów/węzłów) bilansowania lokalnego, które łączy jedynie centralny szkielet sieci przesyłowych oraz rozbudowana dzięki innowacyjnym technologiom SG, struktura informacyjna (rys. 6) nowego zintegrowanego rynku.

Zmieni się łańcuch wartości na rynku zintegrowanym. Na rys. 7 przedstawiono zmiany, wskazując, że istotą tych zmian jest pojawienie się nowych technologii i nowych obszarów biznesowych na zintegrowanym rynku energii.

Dodatkowo należy rozważyć zasady kształtowania cen energii na rynku energii elektrycznej i gazu oraz ciepła jako ważny element omawianego, organizacyjnego modelu rynku.

Obecnie ceny energii elektrycznej są uwolnione (z wyjątkiem taryfy G), natomiast ceny usług przesyłowych i dystrybucji są regulowane. Na rynku gazu uwolniono ceny hurtowe, dla odbiorców domowych pozostawiając nadal regulowane.

Obowiązujący w Polsce system taryf przesyłowych charakteryzuje się tym, że nie jest regulowany pod względem terytorialnym (tj. cena przesyłu nie zależy od miejsca wytwarzania, odbioru czy też odległości między miejscem wytworzenia a miejscem odbioru). Obowiązuje jeden obszar bilansowania dla całej sieci – rynek bilansujący, opłaty przesyłowe ponoszą wyłącznie odbiorcy i w ramach tych opłat kalkulowane są wszelkie koszty związane z usługami przesyłowymi, jakościowymi i kosztami ograniczeń systemowych.



Rysunek 7. Łańcuchy wartości na rynku energii
Objaśnienia: [1] Dispersed Storage dla energii elektrycznej (EE) i gazu oraz ciepła, Demand Response dla EE i gazu, [2]Usługi systemowe dla rynku EE oraz usługi magazynowania dla gazu, [3]Dispersed Generation dla EE i gazu oraz ciepła.
Źródło: opracowano na podstawie [Rendez 2012]

Taki system nie stymuluje racjonalnych zachowań odbiorców oraz wytwórców energii elektrycznej czy gazu.

W nowym modelu rynku [np. Wilczyński 2011] przewiduje się działanie różnorodnych ofert taryf dla uczestnika końcowego, wynikających z zależności od cen rynkowych i czasu, w którym użytkownik korzysta z energii elektrycznej (taryfa TOU – *time of use*) oraz wprowadzenie urynkowienia cen przesyłu, jak również rynku praw przesyłowych. Powinny obowiązywać tzw. ceny węzłowe przesyłu. System taki funkcjonuje już od dawna w USA i opracowany został na podstawie teorii kosztów krańcowych i opracowanej koncepcji praw przesyłu[9].

[9] Pojęcia: *Financial Transmission Rights* albo TCC – *Transmission Congestion Contracts*; opracowanie na podstawie:

J. Bil, *Ceny węzłowe jako mechanizm zarządzania ograniczeniami w systemie elektroenergetyczny*, „Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki" 2005, nr 6.

R. Korab, *Cenotwórstwo na rynku energii elektrycznej. Ceny węzłowe na rynku energii elektrycznej i energetyka rozproszona*, Politechnika Śląska, prezentacja na konserwatorium: Inteligent-

Efektywny system cen węzłowych wdrożono m.in. w Nowej Zelandii, Chile, niektórych stanach USA oraz Kanadzie.

Cenę węzłową w danym węźle można wyznaczać na podstawie SRMC (*Short Run Marginal Cost* – SRMC[10]). W tej cenie uwzględniane są realne krańcowe koszty wytwarzania energii w źródłach, straty przesyłowe oraz dodatkowe koszty wytwarzania, wynikające z konieczności uwzględniania ograniczeń systemowych przy określonym doborze jednostek wytwórczych. Czyli różnica miedzy węzłami odzwierciedla realne koszty transportu nośnika energii w danym czasie [Andruszkiewicz 2011].

Idea cen węzłowych odzwierciedlona jest także we wprowadzeniu tzw. hubów gazowych i prowadzi do realizacji idei powstawania lokalnych rynków/centrów bilansowania. Takie rynki lokalne dobrze wpisują się w funkcjonowanie SG z rozproszonymi źródłami, w tym OZE i DER (DER – *Distributed Energy Resources*).

Dodatkowo uczestnicy rynku, na którym obowiązują ceny węzłowe mogą ubezpieczać się od ryzyka przyszłych zmian cen w węzłach, nabywając np. instrumenty finansowe w postaci tzw. praw przesyłu na rynku zdolności wytwórczych i przesyłowych.

Przeciwnicy tego systemu przede wszystkim podkreślają, że ceny węzłowe mogą hamować rozwój konkurencji, gdyż czasami ekonomiczie uzasadnione będzie kupienie np. energii elektrycznej droższej, ale z bliższej lokalizacji niż tańszej, ale z lokalizacji o bardzo wysokiej opłacie przesyłowej, co może nie pobudzać konkurencji w danym rejonie.

Zwolennicy uznają jednak, że przerzucanie nieracjonalnie dużych, bo uśredniających dla wszystkich, kosztów zdolności wytwórczych i przesyłowych w sieci na odbiorcę jest socjalizacją kosztów, którą zdecydowanie należy wyeliminować. Prawa ekonomii i optymalizacji kosztów na rynku dają najlepsze mierniki opłacalności.

Dystrybucja i handel na rynku ciepła są realizowane przez przedsiębiorstwa czy to w kogeneracji – jako usługa dodatkowa przy usłudze generacji energii elektrycznej – czy niezależnie, a przesył realizowany jest poprzez kosztowną infrastrukturę cieplną. Komplementarność ciepła względem innych mediów oznacza podobne rozliczenia i pomiar tego towaru oraz towarzyszących usług– tak jak na rynku energii elektrycznej lecz w mniejszej skali, tj. np. bez możliwości obrotu hurtowego na giełdzie towarowej. Jedynie wielkie miasta będą miały rozwinięte rynki dla ciepła.

Ustawa *Prawo energetyczne* zapewnia warunki konkurencji i umożliwia przyłączenie do istniejących sieci ciepłowniczych nowych źródeł ciepła, lokalnych,

---

na energetyka, Gliwice 26 maja 2009 r.; http://www.cire.pl/pliki/1/Konwersatorium_Roman_Korab_26_V_2009.pdf, [dostęp 4.1.2013].

[10] Krótkookresowy koszt krańcowy na rynku energii elektrycznej, jest to minimalny koszt wyprodukowania i przesyłu jednostki energii elektrycznej, przeznaczonej na pokrycie przyrostu zapotrzebowania w ramach istniejących zdolności wytwórczych i przesyłowych systemu.

wytwarzających ciepło ekonomiczniej i taniej, stosujących różne paliwa, w tym paliwa drugiej generacji. Jednak nie obserwuje się, by faktyczne ceny ciepła dla odbiorcy końcowego były mniejsze. Mimo że obowiązuje zasada, w myśl której cena ciepła wytwarzanego w ciepłowniach i elektrociepłowniach musi wynikać z rachunku kosztów przedsiębiorstwa energetycznego i być zatwierdzana przez prezesa URE (koszty muszą być uzasadnione), to ze względu na koszty inwestycyjne, źródła te nie konkurują ze sobą cenowo. Obecnie brakuje skutecznych bodźców regulacyjnych zachęcających do zmniejszenia cen[11].

Ceny ciepła systemowego są wiec regulowane, jednak dąży się do uwolnienia cen i stosowania również certyfikacji dla ciepła tzw. „zielonego".

Rynek gazu po części jest również rynkiem komplementarnym w stosunku do rynku energii elektrycznej, jednak niezależnie od tego, jest również rynkiem samodzielnym dużej skali. Rozproszenie na rynku gazu jest możliwe przez rozwój niezależnych, lokalnych przedsiębiorstw gazowych dla rozwoju handlu gazem lokalnym, łupkowym lub biogazem itp.

Kwestia przyszłych cen gazu ziemnego jest wciąż trudna do rozwiązania, ze względu na pozaekonomiczne aspekty związane z rynkiem gazu, wskazane wcześniej. Uwolnienie cen gazu i wprowadzenie hubów gazowych może przyczynić się do uruchomienia i działania praw rynkowych.

Podsumowując: w modelu nowego zintegrowanego rynku, najistotniejszymi elementami, warunkującymi jego rozwój są:

- dedykowany rozwój ICT, w tym, niezwykle ważnych systemów jak i instalacji domowych dla realizacji inteligentnego zarządzania zapotrzebowaniem na media energetyczne dla pojedynczych budynków, obszarów i regionów miejskich;
- rola aktywnego konsumenta/prosumenta i rozwój energetyki prosumenckiej;
- nowe, dodatkowe usługi rynkowe (oferowane przez podmioty, takie jak: agregatorzy rynku, brokerzy i sprzedawcy oraz usługi związane z magazynami energii i VPPs) a także nowe, liczne oferty produktowe;
- zintegrowane rozliczanie mediów energetycznych (za pomocą jednakowej jednostki miary i jednego usługodawcy rozliczeń);
- zaawansowane zastosowanie technologii dla OZE;
- przekształcenie idei rynku energii z roli rynku podażowego na rolę rynku popytowego;
- wzmocnienie pozycji odbiorcy/prosumenta, który może stać się konkurentem i partnerem dla wielkoskalowej energetyki, a stanie się takim dzięki samowystarczalnemu upozycjonowaniu się na rynku w tzw. rozliczeniu energetycznym Zero plus, oraz np. poprzez rolę agregacji rozproszonych generacji z mikroźródeł i uczestnictwa na giełdzie energii.

[11] Prezes URE w 2013 r. wprowadza nowe zasady opracowania taryf na ciepło, by bardziej zachęcały do inwestycji i konkurencyjności.

W kontekście powyższego zestawienia uczestników rynku (tab. 3) i funkcji jaką mają pełnić, należy zauważyć otwarte możliwości dla innowacyjnych, nowych modeli biznesowych działań (przedsięwzięć), jak i usług sciśle związanych z tworzeniem SG i rozwojem nowych technologii oraz OZE.

Wniosek: *Smart Grid* na obecnym rynku energii (nie tylko w Polsce) jest nowym sposobem organizowania go i zarządzania nim oraz stosowania rozwiniętych technologii ICT, które, wbudowane w rynek, tworzą obszar zarządzania, odzwierciedlony w przestrzeni informacyjnej dla realizacji wybranych strategii zarządzania i wdrażania innowacji poprzez nowe modele biznesowe.

Należy więc zauważyć, że SG jest to budowanie od podstaw czegoś nowego, nieistniejącego wcześniej, niemającego wcześniej wzorców ani też dobrych praktyk. Jedynym wzorcem jest być może rynek teleinformatyki i telefonii komórkowej, ale ze względu na jego jednowymiarowość (usługi komunikacyjne – jeden produkt) jest łatwiejszy w rozumieniu i funkcjonowaniu niż rynek dwuwymiarowy (fizyczny towar – jego produkcja i dostarczenie oraz usługa handlowa i informacyjna – dwa elementy niezależnie „krążące" w sieci przesyłowej/dystrybucyjnej i informacyjnej).

SG to też wyzwanie dla głębokich przemian społecznych: wpisuje się ona w przemiany ostatnich lat – od społeczeństwa przemysłowego, poprzez postindustrialne i informacyjne (internetowe) do społeczeństwa wiedzy, ukierunkowanego na zrównoważony rozwój, wraz z prosumencką ideą stosowania nowych technologii OZE i tzw. Internetu „rzeczy" (czyli wszystkie urządzenia np. domowe użytkownika detalicznego zintegrowane poprzez medium informacyjne – np. Internet). Dlatego niezbędna jest edukacja i informowanie o wszelkich „nowościach" rozwiązań na zintegrowanym rynku energii.

Jednak przekształcenie obecnego rynku energii z dominacją generacji systemowej w rynek prosumencki i bazujący na informacji w czasie rzeczywistym *on-line* i cenach dynamicznych, (dokładne co do rozliczeń i pomiaru) budzi zastrzeżenia i obawy, przede wszystkim ze strony właśnie generacji wielkoskalowej, która przestaje być tak atrakcyjna w stosunku do coraz bardziej konkurencyjnej generacji OZE i generacji prosumenckiej. Okres efektywnych przekształceń wiąże się bowiem z powiększaniem się tzw. *stranded costs* po stronie tradycyjnej generacji. Istnieje wciąż stały opór konkurencyjny, skutkujący wolniejszymi przemianami rynkowymi i coroczną walką o zatwierdzenie podwyżek cen taryf produktów i usług przed prezesem URE. Jest duża obawa przed zmianą związaną z przekształceniem znanych obszarów działania w zupełnie nowe i rozwojem nowych, nieznanych działań biznesowych.

Drugą ważną barierą jest wydajność obecnej sieci co do przyłączenia dużej ilości OZE, szczególnie na poziomie SN (średnie napięcie). Ustawodawca daje podstawy do wątpliwości, czy każdą liczbę inwestycyjnych realizacji nowych źródeł operatorzy sieci dystrybucyjnych będą mogli przyjąć [projekt ustawy PE z 2011], [Kacejko 2012].

Nowe modele biznesowe działań muszą przekonać dużych wytwórców, że ich obszar działania należy przekształcać w pewnej części w nowy (poprzez innowacyjność i technologie OZE, ale też nowe usługi, rozszerzony obszar multienergetycznych usług itp.), szukając nisz innowacyjnych i rozwiązań preferowanych w wielkiej skali, budując mix energetyczny w Polsce zapewniający im miejsce na rynku. Z drugiej strony, nowe modele biznesowe powinny zachęcić drobnych prosumentów do działania na rynku energii, by w sposób aktywny budowali równowagę popytowo-podażową i wzmacniali swoją pozycję na rynku.

Model nowego rynku energii obejmuje nie tylko integrację działań (tzw. *boundling* obszarów biznesowych) rynku gazu, ciepła i energii elektrycznej, ale też zmianę koncepcji działania obszaru odbiorów (obszar największych zmian, również mentalnych), wytwórców, usługodawców, działań handlowych, informacyjnych i innowacyjnych technologii, dając efekt dynamicznego środowiska, mierzonego i opomiarowanego w czasie rzeczywistym i działającego w sposób racjonalny i optymalny.

Szacuje się, że omawiany model najprawdopodobniej zacznie funkcjonować około roku 2020–2025. W tym okresie należy spodziewać się bardzo dynamicznych przemian związanych z dużo tańszymi niż obecnie technologiami OZE, działaniem SG na europejskim rynku energii oraz rozwojem synergetyki [Popczyk 2011b], która zintegruje sektory energetyczne, budownictwo, transport, rolnictwo energetyczne, zacierając granice ich odrębności, tworząc jeden wspólny obszar rozwoju i działań dla zwiększenia efektywności energetycznej i ekologicznej nowoczesnej gospodarki.

3.4. Technologie informacyjne (ICT) na zintegrowanym rynku energii

Docelowy, zintegrowany organizacyjnie system rynków energii ma wyglądać odmiennie niż dotychczas. Założeniem generalnym jest zmiana. Z systemu centralizacji i silnych jednostek wytwórczych (systemowych), rynki przechodzą na rozproszenie, budując inteligentną sieć połączonych, małych, rozproszonych uczestników rynku: węzłów, prosumentów, wytwórców, usługodawców, handlowców, pośredników, operatorów handlowych i rozliczeniowych czy operatorów informacyjnych. Aktywna strona popytowa budowana będzie przez stosowane nowe technologie OZE i programy ich użycia, a wytwórcy systemowi w niewielkim stopniu będą dotychczasowymi wytwórcami stosującymi tradycyjne paliwo węglowe – będą również zajmować się technologią OZE i serwisem oraz prowadzić i budować duże farmy wiatrowe, fotowoltaiczne i biogazowe lub stosować inne technologie produkcji tzw. czystej energii na potrzeby całego systemu. Rozwój technologii magazynowania energii spowoduje znaczną zmianę

w rzeczywistym profilu dziennym i sezonowym zapotrzebowania na energię, dążąc do układu 30-35% z OZE – 65% lub nawet mniej z węgla w roku 2050. Jeśli chodzi o zanieczyszczenia: według dyrektywy, ograniczenie o 80% emisji w porównaniu z rokiem bazowym.

Nieśmiało są sygnalizowane problemy z bilansowaniem zapotrzebowania i zarządzaniem tak bardzo rozproszonym środowiskiem, ale zakładając, że problemy bilansowania przesunięte zostaną docelowo na poziom najbliższy zużyciu, czyli na zarządzanie lokalne, i zakładając również rozwój samowystarczalnych mikrosieci – eksperci twierdzą, że wszystko to przejmą na siebie odpowiednie systemy zarządzania inteligentnymi sieciami SG i przygotowana nowoczesna automatyka – takie przynajmniej ma być jej zadanie. Według wcześniej przytoczonych definicji, SG – to nowa idea sposobu zarządzania sieciami na rynku energii, obejmująca też problematykę zarządzania mikroźródłami, poprzez bilansowanie, inteligentne utrzymanie sieci, *Smart Metering* i zarządzanie popytem po stronie podażowej z dynamicznymi taryfami dla odbiorców końcowych, zarządzanie inteligentnymi urządzeniami domowymi włączonymi do sieci informacyjnej, zarządzanie całymi miastami i ich wysoko efektywnymi energetycznie sposobami zarządzania potrzebami energetycznymi itp. [Rynek 2008; Smartgrid 2010, 2010a; Strategic 2010; ECF 2012; EEA 2010; SDG 2011; Ziel, Mat, Pam 2011].

Najbardziej kontrowersyjne jest oczywiście wdrażanie kosztownych technologii zarówno samych OZE [Strategia 2011], jak i aplikacji i rozwiązań ICT – które jako niezbędne, z punktu widzenia SG decydują o całości funkcjonowania rynków [Opole 2011]. Istnieje poważna obawa, że import technologii i rozwiązań ICT może być zbyt drogi dla Polski, a szybkie przemiany spowodują pojawienie się nowej konkurencji np. w postaci firm informatycznych handlujących energią (np. firma Google), jak też zapaść polskiego przemysłu, bardzo uzależnionego od technologii węglowych.

Ze względu na obszary inwestycyjne należy wyróżnić potrzebne grupy rozwiązań ICT:

1. Rozwiązania inteligentnego domu i aplikacje sterujące oraz urządzenia włączane w sieć domową – jako podstawowe dla rozwoju energetyki prosumenckiej.
2. Zarządzanie domem i bilansem energetycznym domu korzystającego z mikroźródeł indywidualnych, rozproszonych lecz zintegrowanych za pomocą agregatora oraz należących do zasilania z lokalnych mikrosieci.
3. Infrastruktura pomiarowa i komunikacyjna – rozwiązania dotyczące rozliczeń z dostawcą i handlowcem oraz komunikacja mobilna, wraz z technologiami internetowymi dla wymiany, agregacji i przepływu informacji na każdym poziomie sieci (od pojedynczego odbioru po OIP).
4. Urządzenia i automatyka zarządzająca poszczególnymi mikroźródłami lub farmami na poziomie przyłączenia i diagnostyki stanu po utrzymanie pracy i reakcje na bieżące stany sieci.

5. Inteligentne urządzenia i automatyka zarządzająca stanem i przepływem w sieciach przesyłowych i dystrybucyjnych.

6. Systemy do kompensacji i odbioru energii/przejścia na sieć prądu stałego na poziomie niskiego napięcia.

7. Systemy i urządzenia niezbędne dla realizacji funkcji operatora informacji pomiarowych i platformy integracji informacji o rynku (rys. 8).

8. Kompatybilna integracja i synchronizacja z systemami dużych wytwórców systemowych i systemów oraz platform typu SCADA czy systemów obsługi rynków giełdowych, platform handlowych i innych dotychczasowych systemów i środowisk informatycznych (*interoperability*).

9. Zaawansowane systemy bezpieczeństwa, niezbędne na każdym poziomie przetwarzania i przesyłu informacji oraz zapisów cyfrowych danych o kliencie czy stanie zużycia/zakupu energii.

10. Zaawansowane systemy dot. budowania prognoz (od mikrokrótkich do długofalowych i dynamicznie uaktualnianych) zapotrzebowania energii elektrycznej, gazu oraz ciepła w układzie ultrakrótkofalowym.

11. Uwzględnienie specyfiki rynku gazu, energii elektrycznej i ciepła, ale też problemów, wynikających z integracji rynków mediów energetycznych w rozwiązaniach ICT.

12. Aplikacje i systemy zarządzania EVs i integracji z siecią.

13. Aplikacje i systemy zarządzania magazynowaniem energii, rozliczaniem magazynowania gazu i tym podobne w powiązaniu z innymi systemami zarządzania rozpływami (w tym zarządzanie wirtualnymi punktami) w sieci.

14. Opracowanie nowych algorytmów i sposobów rozliczeń, jak i nowych procesów biznesowych w poszczególnych modelach biznesowych na poziomie poszczególnych przedsiębiorstw czy uczestników rynków (np. wynikających tylko ze stosowania dynamicznych taryf, programów DSM i sterowania urządzeniami włączonymi do sieci poprzez Inernet).

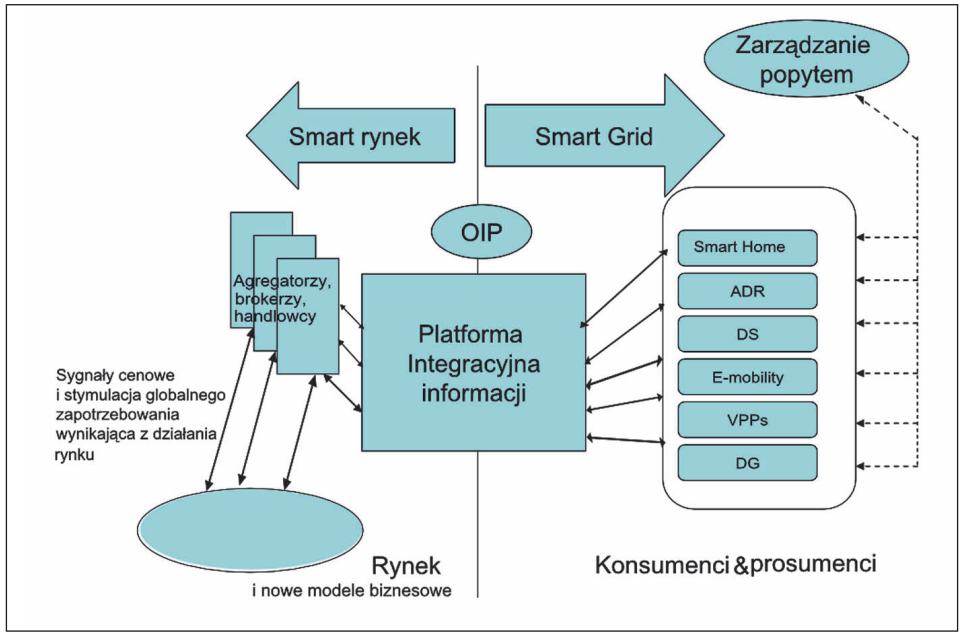
15. Aplikacje i systemy dla funkcjonowania paneuropejskiego rynku energii i przepływów transgranicznych.

W wymienionych punktach ujęto jedynie podstawowy podział na obszary, które wymagają zbudowania niemal od nowa rozwiązań – aplikacji i systemów niezbędnych dla pracy, przyjmując ideę SG.

W realizacji zadań dotyczących rozwoju informatyki dla SG zakłada się skalowalność i interoperacyjność systemów, tj. sieć będzie miała za zadanie dowolnie się konfigurować z elementów (systemów) rozproszonych i spełniać swoje zadania globalne, np. bilansowania [proposal projektu e-Balance 2013, ID: 609132, npubl.].

Obecnie w Polsce programy pilotażowe sprawdzają realizacje pilotów dotyczących mikrosieci z inteligentnymi licznikami, ze zdalnym odczytem i dwukierunkowym przepływem oraz komunikacją z MDMS (*Meter Data Management Systems*) – systemem centralnej bazy danych pomiarowych z liczników. Według

dyrektywy 2009/72/WE należy uruchomić w Europie 80% inteligentnych liczników do 2020 roku (w USA założono poziom 75% do 2017 r.). Oznacza to ogromny wysiłek inwestycyjny dla dystrybutorów, a jest to dopiero początkowy etap drogi ku SG.

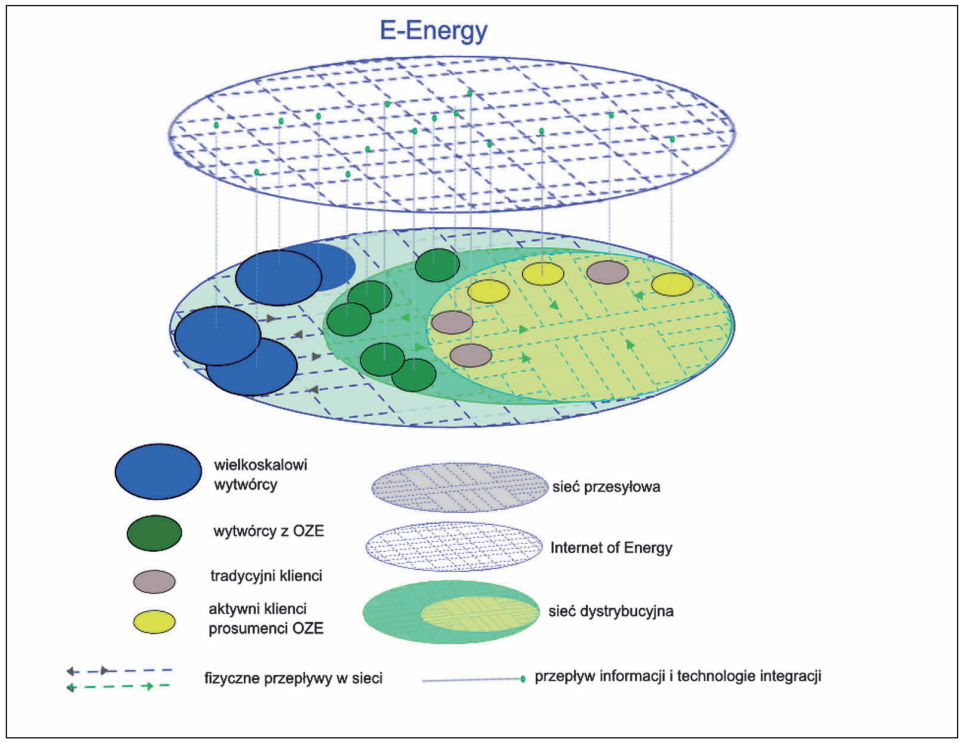


Rysunek 8. Operator informacji pomiarowej (OIP) i platforma integracyjna informacji o rynku (model)
Obszar konsumenci&prosumenci – to obszar rynku obecnie nieistniejący i będący w budowie.
Obszar: rynek – to ogólnie rozumiany obszar systemowy oraz generowane w nim parametry płynące od różnych podmiotów rynku stymulujące pracę innych uczestników i agregatorów.
Źródło: opracowanie własne

Technologie informacyjne mają za zadanie zbudować *grid above the network* – informacyjną infrastrukturę powiązań i relacji, odzwierciedlającą zasady i funkcje działania sieci fizycznej w przestrzeni informacyjnej. Jest to jeden z ważniejszych etapów prac informatycznych dla nowego rynku energii (rys. 9).

Problematyka ICT dla rynku energii elektrycznej jest bardzo szeroka – od opracowania standardów komunikacyjnych dla opomiarowania i protokołów komunikacyjnych: (np. *Open Meter*, *Z-wave*, czy *Zigbee* itp.) [Janikowski 2002; Suszkiewicz 2004; Jorgensen 2005; Kassel 2006; CEN 2009; OPEN 2010; IEC 2010; Motorola 2010; Marge 2010; NIST 2010; NIST 2010; Raport CEN 2010; OPEN 2010; Patel 2011; Uslar 2010; Jones 2010; Feuerhahn 2011; Kaestle 2011; Yusa 2011] i opracowania modelu wymiany danych (np. CIM – *Common Information Model* – opracowany przez oganizację: Distributed

Management Task Force – DMTF [www.dmtf.org], eBix model: e-business Information Exchange model [wyniki projektu FENIX] itp) poprzez systemy realizowane w chmurze obliczeniowej [Murugesan 2011] i zatosowanie mobilnych aplikacji, inteligentnych agentów [np. Saleem 2010] czy opracowanie sposobów ochrony i bezpieczeństwa danych osobowych w systemach rynku energii [ICT 2009], [NIST 2010a].



Rysunek 9. Internet of Energy – sieć informacyjna o rynku E-Energy
Źródło: opracowanie własne na podstawie http://www.iese.fraunhofer.de/content/dam/iese/en/mediacenter/documents/BDI_initiative_IoE_us-IdE-Broschuere_tcm27-45653.pdf [dostęp 13.01.2013]

Najważniejszą cechą sieci typu *smart* jest właśnie to, że składać się będą z dwóch równoległych warstw: warstwy fizycznej realizacji produkcji, przesyłu i odbioru energii elektrycznej oraz z warstwy komunikacyjno-informacyjnej RE, która będzie logicznym i informacyjnym odzwierciedleniem działania warstwy fizycznej.

Wartwa komunikacyjna dla RE powinna posiadać następujące cechy:

- praca sieci w czasie rzeczywistym – z reakcjami przepływu informacji minimalnymi od 2 min do 15min;

• szeroka przepustowość i agregacja ogromnej ilości szczegółowych danych, dwukierunkowość wymiany informacji dla masowego odbiorcy energii;

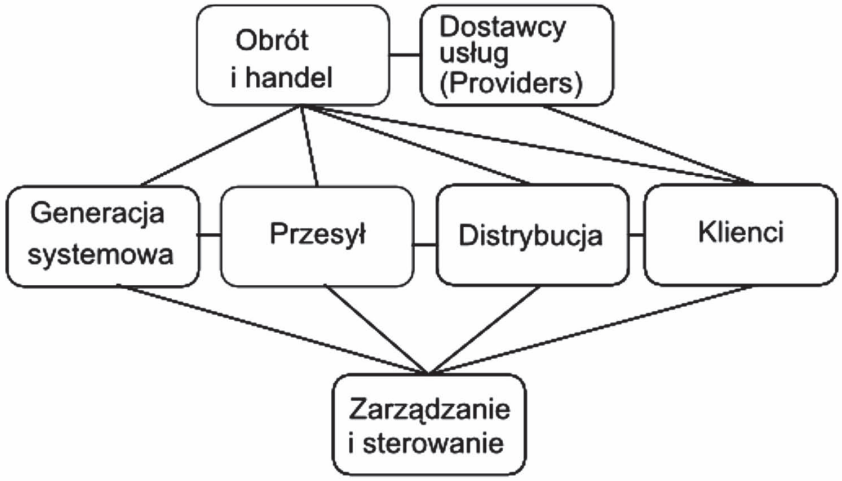
• inteligentne *on-line* rozwiązania narzędzi wspierających – jak np. związane z prognozowaniem, billingowaniem, archiwizacją, podejmowaniem decyzji itp.;

• skalowalność rozwiązań i ich *interoperability* z wszystkimi obecnymi systemami zarządzania rynkiem energii, jak i z przyszłymi, budowanymi dla tzw. inteligentnych domów czy mikrosieci [NIST 2010], [Vankayala 2008];

• jednolite standardy wymiany informacji;

• bezpieczeństwo cybernetyczne systemu informacji i ochrona danych osobowych i rynkowych.

Według opracowanego przez NIST modelu (rys. 10) systemu informacyjnego dla SG, struktura ta obejmuje podstawowe elementy przepływu fizycznego: od generacji do użytkownika końcowego oraz interakcje informacyjne: dotyczące rozliczeń na rynkach, powiązania z agregatorami oraz odwzorowanie operacji fizycznych.



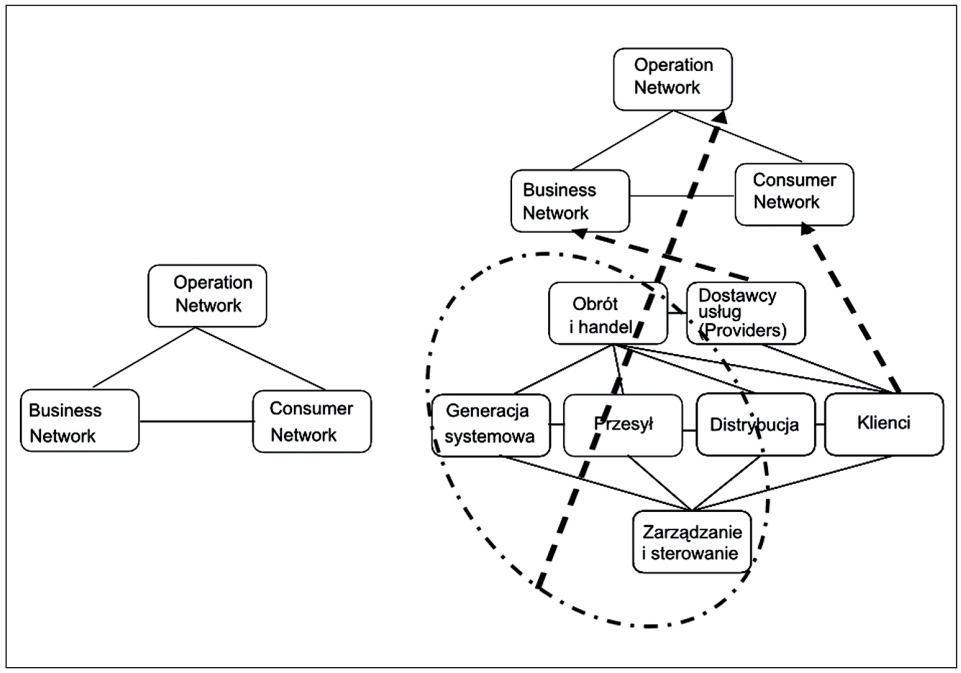
Rysunek 10. Model informacyjny SG według NIST
Źródło: opracowanie na podstawie [Miles 2011; NIST 2010; Hao 2011]

Według technicznego modelu zaproponowanego przez m.in. Milesa [2011] należy jedynie wyróżnić trzy istotne węzły komunikacyjne modelu informacyjnego dla SG: (rys. 11) i są to: węzeł tzw. sieci operacyjnej – *operation network*, który odnosi się do sieci i zarządzania wytwarzaniem energii elektrycznej, przesyłania i dystrybucji, zazwyczaj automatyki technologii związanych z systemami

SCADA, *Wide Area Monitoring Systems* i systemów dużej skali EMS (*Energy Management Systems*).

Następnie węzeł modeli logiki biznesowej – *business network*, który odnosi się do sieci i urządzeń komunikacji stosowanych przez uczestników rynku energii elektrycznej. Chodzi tu o m.in. urządzenia pomiarowe, ale także regulacje rządowe odzwierciedlone w sposobie rozliczeń i pomiarów dla koordynacji realizacji handlu. Inaczej mówiąc – jest tam odzwierciedlenie logiki biznesowej działania rynku energii i jego wszystkich uczestników tzw. aktywnych (producenci, operatorzy, pośrednicy, handlowcy itp).

Trzeci węzeł: *consumer network* odpowiada za obsługę komunikacji dla odbiorców energii elektrycznej i usług. Zawiera HAN i wszelkie urządzenia komunikacyjne jako część zaawansowanej infrastruktury pomiarowej (AMI).



Rysunek 11. Zintegrowany model informacyjny SG
Relacja obu omawianych modeli względem siebie
Źródło: opracowanie według [Miles 2011]

Zaletami uproszczonego modelu informacyjnego dla SG jest ujednolicenie bram (*gateways*) komunikacyjnych między węzłami – dzięki czemu łatwiej budować i planować systemy ochrony i bezpieczeństwa dla informacji i danych, oraz jednolite interfejsy oparte na dedykowanych standardach wymiany danych

między węzłami. Model ten nie odbiega od modelu NIST, a jedynie ujednolica i grupuje elementy rynku pod względem podobnych funkcji pełnionych w sieci, przy czym łatwiej wyróżnić elementy podobne i niezbędne od strony technicznej realizacji połączeń dla przepływu informacji oraz te, związane z dynamicznymi zmianami logiki biznesowej rynków i konsumentów.

Podsumowując, szczegółowe badania i problematyka ICT dla SG są tematem wielu artykułów i publikacji tworząc obszerną literaturę przedmiotu. Od tych bowiem rozwiązań zależy w dużej mierze powodzenie przemian na inteligentnym rynku energii (np.: [ICT 2012; ICT tools 2011; ICT4SmartDG 2004; Nazarko 1999; Seesgen d5.2; Wen 2011; Kim 2011; Raport ICT 2009; Raport 2011; Roadmap 2010; Zastosowania a-m, 2002-2012; Świrski 2011] i wiele innych).

Budowany, informacyjny (wirtualny informacyjnie) rynek elektroenergetyczny (wirtualni bo dynamiczni odbiorcy, wirtualne elektrownie) [Rynek 2008; Matusiak 2011; Ziel, Mat, Pam 2011] stosować będzie strukturę modelu podobnego do Internetu, wykorzystując jego zdolności informacyjne i handlowe oraz dynamiczne uczestnictwo w rynku.

Zaistnieje konieczność szerokiego zastosowania nowych sposobów dwustronnego przesyłania sygnałów pomiędzy odbiorcami i rynkiem, cyfrowych urządzeń do sterowania i zabezpieczenia sieci elektroenergetycznych oraz nowoczesnych narzędzi informatycznych, opisanych szczegółowo w literaturze (np.: [Kassel 2006; Raport ICT 2009; WEF 2010; DoE 2009; HP 2010; IBM 2010; SAP 2011]).

Wniosek: nie ulega jednak kwestii fakt, że zbudowana ponad fizyczną siecią, sieć informacyjna rynku będzie odwzorowywać i gromadzić wszystkie procesy zachodzące fizycznie w obszarze wirtualnych rozliczeń, obliczeń i odczytów, zgodnie z opracowanymi modelami i procesami biznesowymi. Ze względu na cechy, jakie zacznie posiadać to odwzorowanie, będzie ono wirtualną (dynamiczną) siecią informacyjną dla zintegrowanych procesów i działań, i w tym znaczeniu będzie tworzyć wirtualny, a więc dynamiczny rynek energii [Matusiak 2011].

3.5. Stan obecny zintegrowanego rynku mediów energetycznych w Polsce a wizja nowego

Obecnie nie istnieje zintegrowany rynek mediów energetycznych. Istnieją zaś odrębne rynki energii elektrycznej i gazu oraz ciepła. Każdy z nich, z punktu widzenia klienta/konsumenta – jest innym i niezależnym rynkiem, w którym klient niemający licznika inteligentnego, uczestniczy biernie, tj. płaci za zużycia zgodnie z prognozą zużycia danego medium, w rozliczeniach półrocznych lub rocznych. Obecna możliwość korzystania z zasady TPA umożliwia klientowi szybką i bezproblemową zmianę dostawcy (także więc i zawarcie nowej umowy). W praktyce dotyczy to właściwie energii elektrycznej. Do pozostałych rynków

klient jest przywiązany ze względu na brak innych, alternatywnych dostawców i handlowców[12] umożliwiających ich wybór.

Dodatkowo istnieje różnica metryczna zużycia towaru jakim jest energia elektryczna, ciepło oraz gaz[13]. Pomiar ilości zamówionego gazu prowadzi się w mierze objętościowej, tj. w m^3 i pomiar ten zależny jest od temperatury oraz ciśnienia otoczenia. Może być także dokonywany w ujęciu energetycznym, czyli przeliczany na kWh, co znacznie ułatwiłoby porównywanie tych dwóch mediów. To samo dotyczy przeliczania ciepła czy podgrzania wody według miary 1 kWh.

Zatem media te nie są w prosty sposób porównywalne względem siebie, są więc słabo komplementarne w użyciu.

Idea zintegrowanego rynku mediów – to zmiana zarówno po stronie dostawców, którzy mogą być dostawcami multienergetycznymi, jak i po stronie klienta – to m.in. idea tzw. jednego „okienka/jednego portalu klienckiego dla odbiorcy – dla rozliczenia się za jednostki zużycia każdej 1 kWh za medium energetyczne oraz możliwość kontroli i monitorowania swojego zużycia *on-line* poprzez serwisy i systemy zarządzające profilem klienta. Taka oddolna rewolucja „ciągnie" za sobą konieczność zmian idących w górę, aż do odzwierciedlenia integracji działań wspomnianych trzech rynków w obszarze zbudowania jednego, zintegrowanego rynku mediów energetycznych.

Gaz – jako towar różni się zdecydowanie od energii elektrycznej i ciepła. Tabela 4 prezentuje najważniejsze różnice, ważne z punktu widzenia wdrożenia i rozwoju SM i SG dla rynku gazu i energii elektrycznej ([Dzirba 2011] oraz informacje z: www.piio.pl):

Tabela 4. Podobieństwa i różnice między elektroenergetyką i sektorem gazowniczym z punktu widzenia rozwoju SG

Cechy	Elektroenergetyka	Gazownictwo
1	2	3
Liczba odbiorców indywidualnych (gospodarstw domowych)	ponad 16 mln odbiorców, zużycie roczne to około 1/3 całego zapotrzebowania rocznego; średnie roczne zużycie pojedynczego odbiorcy: 1–3 MWh	> 6,7 mln i jest to 98% odbioru na poziomie 28% zapotrzebowania na gaz, (duzi odbiorcy to 2% i zużywają łącznie 58% gazu); reszta to potrzeby własne i bilansowe oraz straty; średnie roczne zużycie pojedynczego odbiorcy: 50–200 m^3

[12] Na rynku detalicznym gazu funkcjonuje pewna liczba podmiotów, których całkowity udział wynosi ok. 2%. Przedsiębiorstwa te prowadzą działalność polegającą na odsprzedaży odbiorcy gazu ziemnego, nabywanego od PGNiG S.A.

[13] Obecnie zużycie gazu na fakturach rozliczane jest wg zużycia za 1 m3, energia elektryczna zaś według zużycia za 1 kWh, odczyt zapotrzebowania na ciepło wskazywany jest w GJ, a ciepła woda według m3 jej zużycia i ogrzania.

Tabela 4. (cd.)

1	2	3
Zapotrzebowanie roczne całkowite	ok. 160 TWh	ok. 14 mln m^3 (w tym ok. 4 mln wydobycie własne). W 2019 r. przewiduje się potrzeby na poziomie 18,5 mln m^3
Liczba i różnorodność urządzeń wykorzystujących dany nośnik u odbiorcy	duża	niewielka, (najczęściej piec, terma i płyta gazowa)
Zróżnicowanie zużycia wśród różnych grup odbiorców indywidualnych (teraz i w przyszłości)	małe/są możliwości zwiększenia	duże/duże
Wpływ wyłączenia odbiorników na system w krótkim horyzoncie czasowym	duży	brak takiego wpływu
Możliwość magazynowania na dużą skalę (cechy akumulacyjne systemu teraz i w przyszłości)	mała/znaczna gdy pojawią się rozwiązania akumulacyjne w samochodach elektrycznych	jest i jest koniecznie niezbędna (ok. 1,6 mln m^3 obecnych pojemności magazynowych.)
Możliwość wprowadzenia zmiennych dynamicznych taryf	duża	obecnie mała
Wpływ na zużycie czynników niezależnych, takich jak np. pogoda	duży wpływ na pobór u odbiorcy	mały/średni
Możliwość zmiany przyzwyczajeń klientów co do pory i wielkości wykorzystania	jest znaczny opór	znikoma*
Możliwość zdalnego wyłączenia odbioru (przy odpowiednim wyposażeniu licznika)	tak	tak
Możliwość zdalnego włączenia odbioru (przy odpowiednim wyposażeniu licznika)	tak	brak/będzie
Dostępność wykorzystania w liczniku stałego źródła zasilania	tak	brak/będzie
Problem iskrobezpieczeństwa w licznikach	brak	jest zagrożenie
Praca licznika w warunkach zewnętrznych np. bardzo niskie temperatury	bez zakłóceń	tak

* Może się zmienić przy nastawieniu użytkownika na dywersyfikację swoich odbiorów tj. reakcje typu: wymiana kuchni gazowej na gazowo-elektryczną, piece gazowe w uzupełnieniu z pompami ciepła itp.

Źródło opracowanie według: [Dzirba 2011].

Rozważając cechę dostępności towaru, infrastruktura gazowa (sieć rurociągów oraz problemy własnościowe terenów) jest nieelastyczna i kosztochłonna.

Gaz jest towarem wysoce niebezpiecznym, wybuchowym, zatem wszelkie urządzenia pomiarowe i inne muszą być bardzo bezpieczne, a liczniki beziskrowe (własne zasilanie bateryjne). Praktycy, znający rynek gazu obawiają się, że rozwój w kierunku *smart* w sektorze gazu i wprowadzenie inteligentnego opomiarowania być może jest mało opłacalny i nie przyniesie istotnych, bezpośrednich ekonomicznych korzyści dla OSDx związanych np. z lepszym bilansowaniem systemu, czy ograniczeniem strat przesyłowych, technicznych czy handlowych, z pewnością jednak podniesie jakość usług dla odbiorcy.

Wydaje się, że również trudno mówić o systemach DSM, czyli systemach krótkoterminowego i dynamicznego zarządzania popytem gazowym w gospodarstwach domowych, chociaż zapewne dywersyfikacja możliwości wyboru źródła (gaz czy energia elektryczna – kuchnia gazowa czy ceramiczna, ogrzewanie gazowe, inne ekologiczne, kolektory) w gospodarstwach domowych dla zużycia energii będzie miała duże znaczenie. Tak się wydaje obecnie. Jednakże można też rozważyć coraz bardziej możliwy wariant ekspansywnego rozwoju obu sektorów zdynamizowanych poprzez integrację swoich funkcjonalności. Zatem cechy obecnie wymieniane jako utrudniające traktowanie sektora gazowego podobnie jak sektora elektroenergetyki, nie są cechami wykluczającymi wprowadzanie zmian w kierunku integracji funkcjonalnej.

Rozważając odbiorcę indywidualnego, jeszcze bardziej nieelastyczna jest infrastruktura i dywersyfikacja źródeł ciepła dla pojedynczego domu czy mieszkania. Odbiorca jest sztywno związany z lokalnym dostawcą lub sposobem dostarczania ciepła, a mierniki ciepła (paromierze, przepływomierze i tzw. podzielniki ciepła) nie są przystosowane do przeliczania zużycia na 1kWh dla odbiorcy końcowego.

Rozważając modelowy dom pasywny lub tzw. zero plus[14], gdzie roczne zużycie jest oczekiwane na poziomie 15 kWh (lub 40 kWh) należy już na etapie budowy rozważać przemyślaną dywersyfikację możliwości co do potrzeb i zastosowania odpowiednich źródeł mediów (w tym ewentualnie gazu, energii elektrycznej, ciepła do podgrzania wody i ogrzewania całego domu także wentylacji, rekuperacji, izolacji domu itp.).

---

[14] Dofinansowaniem będą objęte budynki, które zapewniają zużycie energii na poziomie 15 kWh/m^2 i 40 kWh/m^2. Im większa energooszczędność tym większa dopłata.Realizacja budowy budynku domu „zero plus" daje gwarancję uzyskania bezzwrotnego dofinansowania NFOŚiGW, przy budowie takiego domu w wysokości 50 tys. zł lub 30 tys. zł., a w przypadku zakupu mieszkania w budynku wielorodzinnym energooszczędnym albo pasywnym – odpowiednio 16 i 11 tys. zł. Narodowy Fundusz oferuje te pieniądze poprzez pokrycie części kredytu bankowego wziętego na budowę domu. Według badań w 2013 r. zainteresowanych programem jest jedna czwarta planujących budowę domu.

Wyzwania stawiane takim projektom[15] dla celów zintegrowania mediów energetycznych to:

- wyzwania projektowe, co do dywersyfikacji wykorzystania źródeł energii;
- wyzwania sprzętowe (urządzenia wyposażenia najnowszej generacji, inteligentne z możliwością sterowania ich pracą), inwestycje w rekuperatory, ogniwa paliwowe, w kolektory słoneczne, ogniwa fotowoltaiczne, rozwiązania efektywne energetycznie poprzez stosowanie materiałów budowlanych o wysokiej efektywności cieplnej (np. belki sufitowe grzewczo-chłodzace pompy ciepła) itp.;
- wyposażenie sprzętowe, pomiarowe (mierniki i liczniki) i systemy zarządzania inteligentnym domem;
- wyposażenie akumulacyjne i infrastruktura dla samochodów elektrycznych;
- integralność i kompatybilność protokołów wymiany danych dwukierunkowych;
- centralny system komunikacji i wymiany danych pomiarowych;
- portal kliencki dla komunikacji konsumenta z dystrybutorami lub agregatorem usług i dostępu do mediów przez Internet.

Budowa lokalnej mikrosieci ze źródłami OZE (i magazynami energii) lub mikrosieci wirtualnej (określone potrzeby spełnia agregator/usługodawca bilansowania lokalnego) zaplanowanej dla konkretnej infrastruktury budowlanej i okolicy, uwzględniającej położenie geograficzne, ekonomiczne i socjologiczne to najbardziej pożądany wariant rozwoju dla ekologicznej energetyki prosumenckiej.

Tak zaplanowany obszar ekonomiczny, rozliczany według ustalonych zasad, co do bilansowania lokalnego i programów dedykowanych dla bilansowania centralnego sieci elektroenergetycznej czy sieci gazowej jest równoprawnym uczestnikiem całej multisieci.

Sieć krajowa pełni rolę centralnego szkieletu, bufora zabezpieczającego deficyty (uługi sieciowe dla wszystkich uczestników rynku), zapewnia jakość całości i bezpieczeństwo energetyczne kraju oraz zapewnia dostawy, w przypadku niezbilansowania lokalnych węzłów oraz usługi dla przemysłu, odbiorców wrażliwych i biernych odbiorców, niekorzystających z ADR (*Active Demand Response*).

Podobnie jak mikrosieci należy rozumieć również lokalną minisieć budowaną dla miast i regionów gospodarczych, a nawet tzw. sąsiedztwa (*smart community*, *smart cities*, *smart regions*[16], *smart neighbourhoods*[17]), gdzie publiczne

---

[15] Obecnie, często stanowi to ponad 23% całego kosztu budowy domu. Porównaj: wyniki projektu „Bioenergia dla Regionu – Zintegrowany Program Rozwoju Doktorantów", opracowanie: „Dom 2020"; strona projektu: http://www.bioenergiadlaregionu.eu

[16] www. energymodel.eu. Jeden z przykładów inicjatyw, realizacja projektu: „Management of Domains Related to Energy in Local Authorities" („Zarządzanie energią przez władze lokalne" – MODEL) współfinansowanego przez program Inteligentna Energia Europa. Zachęca on miasta i gminy, aby stały się MODELami/wzorami dla mieszkańców i innych lokalnych podmiotów w dziedzinie racjonalnego wykorzystania energii. Inicjatywa Smart, w której udział obecnie bierze 48 miast partnerskich (2011 r.).

[17] Projekt NOBEL: Zarządzanie energią w obszarze sąsiedzkim, strona projektu: www.ict_nobel.eu

potrzeby energetyczne tych obiektów są racjonalizowane poprzez stosowanie rozwiązań zrównoważonego zarządzania energetycznego oraz metod, takich jak: uzyskiwanie ciepła z odzysku, z oczyszczalni ścieków i kanalizacji, stosowanie rekuperatorów, uzyskiwanie biomasy i gazu do spalania w silnikach samochodów komunikacji publicznej, czy uzyskiwanie energii elektrycznej do oświetlania miast i ulic, z budowanych dla tych celów farm wiatrowych lub solarnych, wraz ze stosowaniem nowych technologii magazynowania energii czy odzyskiwanie energii z systemu wodociągów i przesyłu sprężonego gazu w systemie gazowym itp. Konieczne bilansowanie potrzeb na poziomie regionu [niepublikowane materiały projektu e-Balance 2013] – będzie możliwe przy stosowaniu nowoczesnych rozwiązań ICT definiujących układy dynamicznych, wirtualnych elektrowni dla miast i regionów w czasie rzeczywistym, używając wspólnej, ujednoliconej miary kWh dla wszystkich mediów energetycznych.

Wniosek: w Polsce przemiany w kierunku zintegrowanego rynku energii i osiągnięcia jego pełnego rozwoju, są na etapie początkowym, przygotowawczym. Istnieje znaczny opór konwencjonalnej energetyki systemowej przed zmianami, których istotą będzie rozdrobnienie i zmniejszenie rynku systemowego, lub też – jeśli rozwiną się strategie działań w kierunku tworzenia nowych obszarów biznesu – wypracowanie nowej pozycji podmiotów energetyki systemowej na zintegrowanym rynku energii.

3.6. Energetyka prosumencka

Wymagane zmiany na rynku energii (RE) mają charakter głęboko strukturalny i odnoszą się do najistotniejszych jego elementów:

• wprowadzenia mechanizmów rynkowych (budowanie konkurencji) jako wynik liberalizacji rynków w poszczególnych krajach Europy i w świecie, przy czym dąży się do powstania jednego, globalnego rynku europejskiego;

• intensyfikacji rozwoju innowacyjnych technologii, w tym technologii związanych z nowym spojrzeniem na zacieranie się różnic (konwergencji) i odrębności między sektorami gospodarki, i na nośniki energii i na ich wykorzystanie oraz na odnawialne źródła energii (OZE) – szczególnie ze względu na potrzebę polepszenia efektywności energetycznej gospodarek oraz ochronę środowiska (emisja CO_2);

• budowy *Smart Grid* (SG), jako nie tylko nowoczesnej technologii dla modernizacji sieci, ale również nowego sposobu zarządzania informacją i energią na zintegrowanym rynku e– energii;

• zmiany podstawowego paradygmatu w systemie: odejście od hierarchicznej struktury i sterowania, w kierunku struktury rozproszonej i rozdrobnionej;

• nowej organizacji układu podmiotów na rynku, rozwoju nowej ekonomiki (rynek konkurencji, innego cenotwórstwa i innego finansowania inwestycji na rynku itp.);

• tworzenia nowych modeli biznesowych oraz identyfikacji możliwości nowych, różnorodnych, zintegrowanych usług na rynku.

Tu należy przypomnieć, że pojęcie zintegrowanego rynku energii odnosi się, w szerokim znaczeniu, do integracji i przenikania funkcjonalności oraz działań podmiotów tego rynku. Jest wyraźna potrzeba tworzenia zintegrowanych przedsiębiorstw multienergetycznych na poziomie lokalnym (obejmujących w podstawowym znaczeniu media energetyczne, takie jak paliwa: gaz ziemny, również LNG, CNG, biogaz oraz energia elektryczna, ciepło, ale też utylizacja odpadów i ścieków, ciepło odzyskane, chłód), dostarczających nie tylko media dla odbiorcy/klienta, ale też szeroko rozumiane nowe usługi energetyczne. Konieczne jest zwrócenie uwagi na bardzo ważny rynek ciepła i rynek gminnych usług technologicznych (infrastruktura), ochronę środowiska czy usługi informacyjne o rynku i kompleksowe usługi dla inteligentnych i energooszczędnych domów (budowa sieci HAN).

Jest teraz właściwy moment, by tę integralność rozumieć i realizować jako tzw. synergetykę. Wynika ona z osiągnięcia większego poziomu dojrzałości rynku energii i lepszego rozumienia jego powiązań z wszystkimi innymi sektorami gospodarki (budownictwo, transport, przemysł, rolnictwo, przemysł wydobywczy itp.) rozwijając się przede wszystkim na poziomie gminnym, regionalnym.

O energetyce prosumenckiej czy też obywatelskiej mówi się już bardzo głośno, przy czym w Polsce, takim wizjonerem przemian w tym kierunku jest Prof. Jan Popczyk z Politechniki Śląskiej.

Można określić energetykę prosumencką jako uzasadnioną ekonomicznie potrzebę przesunięcia obszaru wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, jak najbliżej miejsca jej odbioru, oraz dostarczania innych mediów, nośników energii i usług, w sposób jak najbardziej opłacalny.

Podstawowa odpowiedź na pytanie, dlaczego rozwój energetyki prosumenckiej to słuszne podejście – jest taka: rynek energii jest dla odbiorcy i dla realizacji jego potrzeb w ekonomiczny sposób, a nie jak dotąd: odbiorca był biernym użytkownikiem końcowym w realizacji potrzeby funkcjonowania elektroenergetyki. Organizacja i wydolność całego sektora energetycznego, nie była dotąd wypadkową potrzeb odbiorcy, a raczej potrzeb wytwórców i pozostałych uczestników całego systemu KSE.

Chodzi tu więc o realizację niemal rewolucyjnego podejścia i potrzebę włączenia do sieci małych i rozproszonych DER (rozproszone źródła energii, rozproszona generacja, rozproszone magazynowanie energii: *Dispersed Energy Resorce*), zmniejszenie dominacji wielkich wytwórców, wprowadzenie prawdziwej konkurencji w obszarze wytwarzania, handlu oraz prowadzenia rozliczeń, co doprowadzi do wzmocnienia pozycji klienta.

Należy też zauważyć, że przemiany dokonujące się na rynkach, takich jak niemiecki czy angielski – dotyczą niemal od początku przede wszystkim głębokich przemian w obszarze wytwórczym energii elektrycznej i pozostałych mediów. Obecnie, po 20 latach trwania zmian w kierunku nowego rynku energii, Niemcy łącznie ze źródeł DER produkują rocznie około 120 TWh energii elektrycznej (dane z 2012 r.).

Jakie są faktyczne potrzeby odbiorcy na RE:

1. Łatwy dostęp do energii i dostęp do wszelkich usług multimedialnych, zagwarantowany i ekonomicznie opłacalny.

2. Odbiorca, mając do wyboru innowacyjne technologie nowoczesnej gospodarki, jak też technologie OZE, różne nośniki energii, szybkie i różnorodne kanały komunikacji i nowe możliwości finansowania, chce z nich korzystać w celu realizacji swoich potrzeb, przy minimalizacji kosztów, ponadto chce zapewnić sobie komfort życia, bezpieczeństwo, jakość i elastyczność i wygodę dostępu do mediów energetycznych.

Nowa organizacja rynku energii polega na tym, że system przesyłu i dystrybucji, jako układ związany z dostarczeniem energii i realizacji usług systemowych, związany też mocno z ograniczeniami przepustowości w sieci pozostaje jako rynek regulowany, tak wszystko poza nim, cała logika biznesowa związana przede wszystkim z wytwarzaniem, obrotem, handlem i prowadzeniem rozliczeń należy do obszaru konkurencji i rynku realizowanego wyłącznie z perspektywy odbiorcy.

Z jednej strony – taka organizacja– jest formalnie wdrażana na rynkach energii elektrycznej i gazu i można powiedzieć, że od co najmniej kilku lat funkcjonuje w Polsce – zaś z drugiej strony – oprócz uwolnienia cen (jeszcze bez taryfy G) i swobodnego wyboru dostawcy – w kraju, nadal budowana jest silna, skonsolidowana struktura dużych wytwórców, których zadaniem jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii całemu systemowi, bez względu na straty w przesyle (docelowo obarczające kosztami odbiorcę). W związku z tym istnieją wysokie opłaty przesyłowe, ciągła troska o utrzymanie rezerwy mocy w systemie i groźba blackoutu z powodu braku nowych mocy wytwórczych.

Należy przy tym podkreślić, że nie chodzi tutaj o likwidację energetyki systemowej na korzyść jedynie idei prosumenckiej, a raczej przesunięcie części jej obszaru w ręce prosumentów, tam gdzie to możliwe i ekonomicznie racjonalne oraz poszukiwanie przez liczne, przekształcone przedsiębiorstwa multienergetyczne, nowych obszarów biznesowych dla realizacji różnorakich usług dodatkowych.

Zasady działania racjonalnego wykazują, że obecna sytuacja na RE nie jest wynikiem działania racjonalnego, ale wynika ze starego sposobu myślenia o nowym rynku.

Tymczasem obserwując inne obszary biznesowe i gospodarcze można zauważyć że rozwój ery informacji, wpływa istotnie na przybliżenie usług dla i do

klienta, dzięki czemu następuje podniesienie jakości oraz obniżenie kosztów działania dostawców usług. Rozwija się swoisty *outsourcing* usług, które przejmuje sam klient w takich obszarach jak[18]: bankowość, handel, transport oraz Internet.

Według definicji: prosumpcja[19]: to przeniesienie części logiki biznesowej własnej działalności do obszaru działań klienta, dając mu możliwość samoobsługi i tworząc takie usługi jak

- *home banking* i samoobsługa konta bankowego;
- samoobsługa w sklepach;
- samoobsługa w magazynach typu Ikea;
- rezerwacja lotów i hoteli;
- sprzedaż biletów kolejowych;
- kasy samoobsługowe;
- uczestnictwo w przestawieniach teatralnych na zasadzie „reality show";
- komentowanie i tagowanie treści oraz tworzenie nowej treści w internecie;
- otwarte oprogramowanie i jego rozbudowa;
- aktywne uczestnictwo w testowaniu produktów itp.

Zmiana paradygmatu rynku polega zatem na odwróceniu jego perspektywy z ujęcia systemowego: od wytwórcy do odbiorcy, na spojrzenie rozproszone i od odbiorcy do wytwórcy. Wsparcie rozwoju energetyki prosumenckiej jest szansą na uzyskanie polepszenia efektywności energetycznej i skuteczności ochrony środowiska.

Energetyka prosumencka to więc m.in. rozproszona mała generacja, rozwijana lokalnie, jak najbliżej odbiorcy, aktywizująca go do najważniejszego zadania: zapewnienia własnych potrzeb energetycznych.

Prosument jak zdefiniowano w rozdziale 2.1, to aktywny odbiorca na rynku energii oraz producent (jeśli produkuje np. energię elektryczną z własnej instalacji do sieci). Z racji jego słabej pozycji w układzie nowej organizacji rynku energii, potrzebne są działania dla wzmocnienia budowania jego roli. Prosument potrzebuje istnienia i działania lokalnych przedsiębiorstw multienergetycznych, oferujących usługi z obszaru instalacji technologii i wykorzystania mediów oraz ich suplementacji.

Prosumenta należy pobudzać do aktywnego zachowania na rynku i włączenia go w aktywną stronę popytową działań, poprzez rozwój jego świadomości, zasobów wiedzy i bodźców ekonomicznych. Najbardziej skuteczne są bodźce finansowe, wynikające z właściwego prawa i organizacji rynku, oraz łagodniejszy, uproszczony system podatków.

Dla przykładu W okresie od 1998 roku przez pierwszych 10 lat po wprowadzeniu właściwych regulacji liberalizacyjnych i wspierających rozwój OZE

---

[18] Por. z: D.Tapscott, *The Digital Economy* (New York 1997 r.) – pierwszy wprowadził pojęcie „prosument" do literatury i dotyczyło to zastosowań Internetu dla ułatwienia dostępności do medium oraz aktywizacji działań użytkownika Internetu dla tworzenia jego treści.

[19] Według: [Tapscott 2006]

w Niemczech zainstalowano około 80 000 małych i mikroinstalacji OZE. Po 2008 roku, dalej bardzo intensywnie rozwija się mała energetyka rozproszona (instalacje do 10 kW mocy). Łącznie, do chwili obecnej zainstalowano już ponad 30 GW mocy z instalacji tylko fotowoltaiki. (według portalu gramwzielone.pl – stan na koniec 2012 r.) a w samym tylko roku 2012 zanotowano największy przyrost, bo o około 7,6 GW uzyskanej mocy. Konsekwencją wprowadzonego właściwego prawa jest rozwój konkurencji, co przyczynia się do spadku cen energii i cen instalacji PV. Od 2001 roku Niemcy są wielkim eksporterem modułów fotowoltaicznych[20] i falowników w Europie. Podstawowym czynnikiem, który doprowadził do sukcesu w tym kraju, było stworzenie wspartego prawnie, ekonomicznie opłacalnego finansowania OZE przez przemysł energetyczny. W roku 2000 przyjęto w Niemczech ustawę o wspieraniu energetyki odnawialnej *Erneuerbare-Energien-Gesetz* (EEG). Wprowadzono wtedy taryfę FIT na poziomie od 0,57 do 0,47 euro za 1 kWh oddaną do sieci z instalacji fotowoltaicznej. Stawka ta jest zmniejszana o 5%, w każdym kolejnym roku wsparcia ze względu na przewidywany spadek kosztów produkcji tych systemów.

Niemiecki system wsparcia OZE wzmacnia bezpieczeństwo inwestycyjne inwestorów OZE, ustala zasady budowania zróżnicowanych względem wyboru technologii OZE cen, które są zachęcające dla producentów OZE oraz przemysłu energetycznego, zmniejsza biurokratyzację oraz administrację systemu kontroli i regulacji. Istnieje też, wypracowana poprzez wcześniejszą edukację, akceptacja społeczna i polityczna zachodzących przemian.

Dla potrzeb tworzenia rynku prosumenta, może być również konieczny nowy podmiot rynku typu lokalny agregator rynku, którego zadaniem jest agregowanie i bilansowanie energii lokalnie na obszarze, na którym działa. Może on być pośrednikiem pomiędzy pojedynczym prosumentem a siecią – pod względem handlowym, rozliczeniowym i prowadzenia usług pomocniczych (*auxilliary services*), w tym usług bilansowania mediów energetycznych. Może też wspierać grupy prosumentów (osiedla, regiony, miasta) dla potrzeb wewnętrznego bilansowania produkcji i potrzeb z OZE.

Prosument, zgodnie z opisanymi modelami biznesowymi (omówionymi w punkcie 5.3.2), w najprostszym modelu, przede wszystkim podejmuje ryzyko finansowe/inwestycyjne i odpowiedzialność za własne działanie na rzecz wytworzenia i magazynowania energii elektrycznej i ciepła, przede wszystkim dla siebie (lub obszaru: regionu, gminy, sąsiedztwa). Inwestuje w instalacje i rozwiązania nowych technologii w sposób przemyślany i wygodny dla swoich potrzeb – budując mikrosieć odbiorczą i instalacje, często komplementarne względem siebie – korzystając z usług przedsiębiorstw typu ESCO dla zapewnienia serwisu lub sprawnego finansowania kredytu itp.

Należy przy tym pamiętać, że inwestycje typu mikroinstalacje wytwarzania energii elektrycznej, są często jedynie elementem złożonego projektu

[20] Niezależnie od konkurencji chińskich paneli.

inwestycyjnego (np. dla modernizacji pojedynczego budynku mieszkalnego czy też całego osiedla lub gminy) i obejmuje również inne elementy – takie jak budowa energooszczędnego osiedla z wykorzystaniem systemów inteligentnego domu, czy włączenie użytkowania samochodów elektrycznych (EVs) do obszaru zarządzania mediami energetycznymi (energia elektryczna, gaz, także paliwa transportowe – biorąc pod uwagę prosumentów działających w regionach, miastach i gminach), czy też rozwiązanie problemu ekonomicznego i ekologicznie efektywniejszego ogrzewania np. z kogeneracji i modernizacja budynków i pomieszczeń w kierunku energooszczędności.

Projekt inwestycyjny mikroinstalacji nie jest projektem tak dużym i tak kosztownym jak systemowa elektrownia czy elektrociepłownia. Mikroinstalacja PV na dachu zamyka się w kwotach od 7 do 20 tys zł (szacunkowo według cen na koniec 2012 r.) i czas jej budowy wynosi do kilku miesięcy, w zależności od jej wielkości i potrzeb prosumenta. Uzyskanie finansowania takiej inwestycji nie sprawia tak wielu problemów jak uzyskanie miliardów na budowę dużych obiektów wytwórczych.

Stąd problemem jest nie tyle samofinansowanie się projektów prosumenckich lecz popularyzacja poszczególnych technologii, modeli biznesowych, wsparcie prawne, i zachęta dla banków do przygotowania odpowiednich produktów kredytowych, dla małych projektów inwestycyjnych oraz wiedza i ekonomiczny rachunek, wskazujący na opłacalność podjętych działań. W początkowym okresie niezbędne też będzie wsparcie finansowe (dotacje, umorzenia) ze strony państwa.

W realizacji tzw. prosumenckiego łańcucha wartości można rozważać poszczególne komponenty technologiczne, by przeprowadzać odpowiednie obliczenia opłacalności, uwzględniając również koszty uniknięte, związane z emisją zanieczyszczeń i ewentualnymi karami.

Można wyróżnić segmenty rynku prosumenckiego według podmiotów [Popczyk 2011b] i zaproponować komponenty technologiczne współdziałające z energetyką prosumencką (tab 5) takie jak:

- bloki combi na gaz ziemny do 400 MW (duże instalacje dla gmin, regionów);
- duże farmy wiatrowe (z turbinami o mocy 2,5 MW każda), w różnych wielkościach farm (oraz wielkoskalowe magazyny energii);
- małe elektrociepłownie z instalacjami bloków combi na gaz ziemny (do 50 MW i do 10 MW);
- małe źródła kogeneracyjne i trójgeneracyjne do 100 kW.
- biogazownie do 10 kW.
- układy hybrydowe dla mikroinstalacji (mikrowiatrak, PV i akumulator np. 16 kWh[21]);
- mikroinstalacje PV (np. do 4,5 kW i do 10 kW) i kolektory solarne;

[21] Mikrowiatrak (5 kW), którego w Polsce cena szacowana jest na ok. 4000 zł./kW, oraz kompletna instalacja PV (5 kW). Przykładowo: zestaw fotowoltaiczny firmy ET Solar, cena zestawu do 20 tys zł. Łączne koszty instalacji wraz z innymi niezbędnymi urządzeniami (mikrowiatrak oraz akumulatory) mogą wynieść do 150 tys zł (dane na podstawie cen z 2012 r.).

• niezależne zasobniki energii i EV dla potrzeb indywidualnych (np. akumulatory 16 kWh lub 24 kWh, ogniwa paliwowe).

Tabela 5. Segmenty rynku prosumenckiego według podmiotów i propozycje zastosowania technologii OZE

Pojedyncze instalacje indywidualne:	Indywidualni mali prosumenci – właściciele domów wolnostojących (to około 10 tys. nowych domów rocznie oraz 6 mln do modernizacji)	Mikroinstalacje PV oraz mikro CHP, układy hybrydowe (możliwy mikrowiatrak, akumulator i instalacja PV) i EV, kolektory słoneczne, pompy ciepła
	Wspólnoty mieszkaniowe – mieszkańcy budynków wielorodzinnych (ok. 120 tys wspólnot, w tym regiony agregacji)	Małe instalacje PV na dachach oraz mikro CHP, układy hybrydowe i EV, kolektory słoneczne, pompy ciepła, średniej mocy do 100 kW
	Budynki użyteczności publicznej (szkoły, szpitale, banki, urzędy miast i gmin itp.)	Podobnie jak wspólnoty, dedykowane układy mikrosieci
	Gospodarstwa rolne i budynki rolne	Podobnie jak wspólnoty ale też biogazownie i wykorzystywanie biogazu rolniczego
Sieciowe instalacje prosumenckie:	Spółdzielnie mieszkaniowe i osiedla	Podobnie jak wspólnoty mieszkaniowe
	Regiony, w tym rolne, wsie oraz osady i kolonie	Biogazownie, instalacje PV i farmy wiatrowe różnych wielkości mocy, kogeneracja, bloki combi na gaz ziemny itp. średniej mocy
	Gminy	Podobnie jak regiony a dodatkowo biogaz i paliwa transportowe nowej generacji
	Miasta smart, (około 400 miast, w tym zarządzanie transportem publicznym i oświetleniem)	Podobnie jak gminy
Przemysłowe instalacje prosumenckie:	Małe i średnie przedsiębiorstwa (1,6 mln przedsiębiorstw małych i średnich)	Np. bloki combi na gaz ziemny do 10 MW każdy, i/lub PV instalacje na dachach i wolnostojące do 10 kW i do 100 kW, kolektory słoneczne pompy ciepła, rekuperacja, farmy wiatrowe średniej mocy
	Transport kolejowy (to 3,5% krajowego zużycia energii elektrycznej)	Farmy wiatrowe i instalacje PV
	Autogeneracja w przemyśle, wielkie energochłonne gałęzie przemysłu (50% krajowego zużycia energii elektrycznej)	Farmy wiatrowe i instalacje PV większej mocy, kogeneracja, trigeneracja

Źródło: opracowanie własne na podstawie [Popczyk 2011b] oraz *Generacja rozproszona w nowoczesnej polityce energetycznej*, Warszawa 2012, materiały NFOŚiGW, e-źródło: http://www.nfosigw.gov.pl/publikacje/opracowania-tematyczne/, [dostęp 02.04.2013].

Przykładowo:

Obecne wykorzystanie energii elektrycznej w domu jednorodzinnym (150 m^2) wynosi:

- roczne zużycie: 3400 kWh
- średnie dobowe zużycie: około 9 kWh
- maksymalne dobowe zużycie: 18 kWh
- minimalne dobowe zużycie: 5,5 kWh

Źródła odbiorów w domu to: oświetlenie, lodówka, sprzęt TV, komputer(y), czajnik elektryczny, piekarnik/mikrofala, pralka, zmywarka, także samochód i koszty jego eksploatacji oraz ogrzewanie. Tylko na zakup samej energii elektrycznej (zakładając ogrzewanie węglowe) potrzebne jest około 2000 zł rocznie.

Rozważając instalację PV[22] (5 kW+ wbudowany akumulator), jej nominalny koszt zakupu wynosi szacunkowo (zawyżając ze względu na dodatkowe urządzenia i przekształtniki oraz serwis) około 20–40 tys zł. Roczna produkcja energii elektrycznej wynosiłaby około 4 MWh. Zatem, zakładając zgrubne obliczenia, minimalnie około 3,5 MWh wyprodukowanej w roku energii elektrycznej można sprzedać do sieci w taryfie FIT. Zatem w ciągu 25 lat będzie to około 87 MWh. Proste oszacowanie tylko kosztów unikniętych wskazuje na realną możliwość zmniejszenia kosztów zapotrzebowania na energię elektryczną w rozważanym okresie 25 lat i zwrocie inwestycji w okresie do 11 i mniej lat [Popczyk 2011b].

Istnieje więc ogromny potencjał mocy instalacji prosumenckich – wskazuje na to oszacowanie liczb obiektów i właścicieli obiektów/budynków, które mogą stać się celem autogeneracji prosumenckiej. Niezbędne są dedykowane instalacje dla realizacji potrzeb opomiarowania w obszarze autogeneracji i sterowania urządzeniami każdego prosumenta.

Należy zauważyć, że przemysłowa generacja rozproszona[23] stosująca w większości technologie kogeneracyjne, ma swoje niezaprzeczalne zalety. Umożliwia

---

[22] Komponenty zestawu PV to: panele polikrystaliczne np. ET SOLAR 235 Wp – (4 sztuki to ok. 1 kW), inwerter TN 3000, regulator ładowania Tristar 45 A oraz akumulatory żelowe 200 Ah – 2 sztuki.[http://www.etsolar.com]. Pojedynczy zestaw jest w stanie w ciągu roku wyprodukować energię 855 kWh. 1 W mocy w przeliczeniu kosztuje 3,20 zł. Całość, wraz z instalacją i pozostałymi komponentami zestawu kosztuje w przybliżeniu od 11 tys. zł. do 17 tys. zł. Większe zestawy: do 4–5 kW mocy kosztują łącznie mniej – ok. 20 tys. zł. do 25 tys zł. i przeciętnie można uzyskać około 3,2–4 MWh.

Inwerter, w systemie steruje zasilaniem tak, aby w pierwszej kolejności wykorzystywana była energia produkowana przez panele fotowoltaiczne, później ta zmagazynowana w akumulatorach, a w przypadku braku energii z paneli (np. noc) i rozładowania akumulatorów – ta z sieci. Inwerter przełączy się na odbiór z sieci automatycznie. Inwerter przełączy z powrotem na zasilanie z paneli, gdy akumulatory zostaną doładowane do odpowiedniego poziomu. Przełączenie następuje bez ingerencji użytkownika i też żadne urządzenie nie wyłączy się z powodu tych przełączeń. Stan pracy inwertera jest sygnalizowany poprzez *interface* komunikacyjny (panel wyświetlacza).

[23] Wytwarzanie prosumenckie w przemyśle.

produkcję energii elektrycznej (również energii cieplnej i chłodu), w miejscu jej znacznego zużycia.

Podsumowując, zacierać się będzie odrębność sektorów ściśle należących do rynku energii, jak też tych powiązanych: budownictwo (budownictwo energooszczędne i pasywne), transport (samochody elektryczne i transport publiczny), paliwa (w tym paliwa nowej generacji), rolnictwo (rolnictwo energetyczne). Korzyści zmian w kierunku energetyki prosumenckiej są następujące:

- rozwój integralnej, lokalnej polityki energetycznej i infrastruktury (nacisk na decyzyjnośc gmin i regionów);
- poprawa parametrów jakościowych dostępu do mediów energetycznych;
- tworzenie i rozwój lokalnych rynków energii, rozwój gmin, regionów, inteligentnych miast i lokalnej infrastruktury energetycznej;
- aktywny udział odbiorcy w rynku energii;
- wpływ na rozwój nowoczesnego, proekologicznego sektora transportowego (nowoczesna kolej, pojazdy hybrydowe, elektryczne) i budownictwa energooszczędnego;
- realizacja celów polityki 3 x 20 oraz pozostałych dyrektyw energetycznych i środowiskowych;
- wzrost znaczenia współpracy nauki z gospodarką i techniką dla realizacji zmian w na rynku energii.

Obecne można wskazać na istniejące bariery dla realizacji energetyki prosumenckiej w Polsce, najważniejsze to:

- niedojrzałość technologii OZE objawiająca się wysokimi kosztami dostępu;
- uzależnienie od technologii rozwijanych za granicą i kupowanych dla instalowania w Polsce – w tym także technologii ICT dedykowanych dla RE;
- niechęć do zmian ze strony silnych uczestników dotychczasowego rynku energii;
- brak szczegółowych umocowań prawnych i bodźców regulujących np. powstawanie lokalnych, gminnych rynków energii zintegrowanych mediów;
- niedostateczna edukacja i współpraca biznesu z nauką oraz niska świadomość konieczności omawianych zmian wśród społeczeństwa;
- poważne opóźnienia we wdrażaniu trójpaku ustaw i szczegółowych rozporządzeń im towarzyszących.

Najważniejsza rekomendacja dla rozwoju zintegrowanego rynku energii w Polsce jest taka: należy przygotować proste i skuteczne regulacje dla wzmocnienia konkurencji poprzez rozwój rozproszonej energetyki prosumenckiej, oraz wzmocnić rozwój świadomości korzyści wśród społeczeństwa wiedzy XXI wieku. Można wzmocnić regulacje ogólne, taryfami FIT, ulgami w podatkach – w odpisie amortyzacyjnym, w podatku dochodowym, lub udogodnieniach w postaci dofinansowań, uzyskiwanych bez nadmiernej biurokracji.

4. ROZWÓJ TECHNOLOGII A NOWE MODELE BIZNESOWE – WPROWADZENIE

4.1. Analiza wpływu rozwoju OZE na tworzenie modeli biznesowych zintegrowanego rynku energii

Na rynku energii zawsze dominowały zagadnienia bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego i gazowego, zagadnienia przesyłu i technicznego utrzymania generacji, zapewnienie równowagi pracy systemu jak i problematyka zapobiegania awariom. Są to zagadnienia techniczne i inżynieryjne, niezwykle ważne. Przedsiębiorstwa energetyczne, jako kluczowe dla gospodarki, były zawsze zarządzane przez inżynierów, a ich obszarem działania był rynek regulowany, na którym nie było konkurencji. Zatem efektywność ekonomiczna, jak i pojęcie kosztów uzasadnionych były w utrzymaniu i rozwoju sieci mniej istotne.

Od wielu lat sytuacja ta się zmienia. Mimo wszystko zarządzanie przedsiębiorstwem na rynku mediów sieciowych wciąż jest na styku obszarów technicznego i ekonomicznego. Przedsiębiorstwa te uczą się dopiero zarządzania w warunkach rozwijania się mechanizmów rynkowych, uwzględnienia konkurencji i rozumienia, że nie są już uprzywilejowanymi monopolistami.

Dotychczasowe przekształcenia rynkowe i niektóre regulacje prawne nie były trafne a finanowanie wspierające niektóre przemiany w kierunku nowego jakościowo rynku energii nie było dobrze ulokowane. Przykładem może być wydatkowanie funduszy przeznaczonych na rozwój OZE w dużej energetyce, w tzw. modernizacjach kotłów do współspalania biomasy. Inwestycje te minęły się z ideą rozwoju OZE i prosumencką ideą rynku.

Dokonał się przełom w ogólnym postrzeganiu rynku energii na świecie (USA, Chiny, Japonia), w Europie trwa intensywna przebudowa regulacji prawnych, w Polsce trwa przełom mentalny postrzegania rynku energii (rewolucja) i budowania nowych modeli biznesowych. W wymiarze operacyjnym szczególnie ważne są dla Polski zmiany widoczne w kształtowaniu się cen i kosztów w energetyce oraz w rynkowym, konsumenckim nawiązywaniu relacji partnerskich.

Technologie OZE z roku na rok zdecydowanie zwiększają swoją konkurencyjność cenową i efektywność ekonomiczną (koszty ogniw paliwowych znacznie się zmniejszyły i spadły nawet do 1 euro/1W mocy [Popczyk 2012], a uzyskuje się z takiego ogniwa nawet do 1,6 kWh), zaś energetyka tradycyjna powiększa swoje koszty działania i odtworzenia zaniedbanych przez lata zasobów (a także dodatkowo: tzw. kara środowiskowa – zwiększające się koszty uzyskania uprawnień do emisji CO_2, niska sprawność energetyczna wytwarzania energii elektrycznej,

bardzo wysoka energochłonność produkcji, koszty utylizacji wypalonego paliwa jądrowego – gdyby rozważać inwestycje w energetykę jądrową itp).

Dziś inwestorzy widzą duże ryzyko dla inwestycji w energetykę tradycyjną, rozwijaną na paliwach kopalnych, i jądrową, właśnie ze względu na konkurencję taniejących technologii OZE i EVs, malejących cen gazu oraz powiększające się koszty osierocone, gdyż korporacje energetyczne utraciły zaufanie niezbędne do finansowania projektów inwestycyjnych wymagających dużych nakładów finansowych i czasowych (bloki węglowe 850 MW, bloki jądrowe po 1600 MW).

Z drugiej strony technologie OZE wprowadzają dużą niepewność stabilności sieci i budzą obawę co do faktycznej ich skuteczności w generacji znacznych ilości np. energii elektrycznej.

Mimo to, większość środowiska ekspertów uważa, że samochody elektryczne jako magazyny energii oraz technologie OZE staną się w niedalekiej przyszłości ogólnodostępne i tanie oraz naprawdę konkurencyjne, co nieuchronnie spowoduje przebudowanie obecnego łańcucha wartości na rynku energii.

Rozważając nowe modele biznesowe na nowym rynku energii należy najpierw rozważyć prognozę najbliższych zmian ekonomicznych do roku 2050 i zaproponować system rozwiązań zwiększających szanse rozwoju rynku konsumenckiego poprzez skuteczne decyzje regulacyjne i ustawy, jak też poprzez zastosowanie systemów finansowych ewentualnych wsparć czy ulg, budując w ten sposób pewien model makroekonomiczny, wskazujący założenia i parametry scenariusza rozwoju inwestycyjnego [por. Buchta 2009] na rynku energii.

W tabeli 6 zawarto prognozę najbliższych zmian i ogólne założenia co do potrzeb energetycznych do roku 2050 dla Polski, opracowaną na podstawie literatury [Popczyk 2012, 2011].

Tabela 6. Założenia rozwoju do 2050 roku

Cecha	Spodziewany efekt
1	2
Ludność	~33 mln przy średniorocznym spadku o 0,4%
PKB	Wartość realna, zakładany wzrost średnioroczny ~2,5%
Obniżona energochłonność i wysoka efektywność energetyczna (minimalnie ok. 30%)	Całkowite potrzeby energetyczne w 2050 r. będą na niezmienionym poziomie w stosunku do roku 2020
Liczba domów i mieszkań	Przyrost domów i mieszkań wyniesie 1,5 mln, z czego 1 mln w dużych miastach Zakłada się, że nastąpi modernizacja całej istniejącej substancji mieszkaniowej, w dużej części do standardu domu plus energetycznego lub energooszczędnego, który potrzebuje około 15–40 kWh na m^2 na rok (przy obecnym 180kWh)

Tabela 6. (cd.)

1	2
Bilans	~ 220–240 TWh (tylko energia elektryczna i ciepło)
Zapotrzebowanie na ciepło	Około 70 TWh, będzie to głównie ze źródeł OZE: kolektory słoneczne, kotły i piece/kominki na biomasę stałą, a także rynek kogeneracyjnych źródeł biomasowych (biogazownie, mikrobiogazownie, układy ORC (Organic Rankine Cycle), silniki sterlinga, spalarnie śmieci, oczyszczalnie ścieków). Będzie istniał dużo większy potencjał ciepła ze względu na wysokosprawną kogenerację wytwarzania energii elektrycznej i ciepła
Potrzeby energetyczne: Ludność i usługi	Realnie*: ~60 TWh + ok. 15 TWh (na zasilanie pomp ciepła) Wynika to z rozwoju domów energooszczędnych, pasywnych i zero plus
Potrzeby energetyczne dla przemysłu	Około 60 TWh, z czego połowa produkowana będzie z wysoko sprawnych, lokalnych kogeneracji gazowych i OZE, druga połowa będzie dostarczana przez elektroenergetykę systemową, z węglowych elektrowni kondensacyjnych i z bloków gazowych
Potrzeby energetyczne dla transportu	~45 TWh, zaspokajana z OZE dla samochodów elektrycznych i jest to 1/3 wszystkich potrzeb energetycznych w transporcie. Reszta zaspokajana za pomocą paliw płynnych i energii chemicznej (Liczba samochodów na 1000 mieszkańców wyniesie 600, z czego 50% to EVs (jednostkowe zużycie energii elektrycznej przez samochód elektryczny jest 3,5 razy mniejsze od zużycia energii chemicznej przez samochód tradycyjny)

*Zapotrzebowanie całkowite średniorocznie na energię elektryczną wyniesie 120 TWh (obecnie 240 TWh), z czego połowa zapotrzebowania pokryta będzie z pomp ciepła o wysokiej sprawności a pozostała część z OZE. Źródła węglowe będą wykorzystywane w mniejszym stopniu.

Źródło: opracowanie własne na podstawie: [Popczyk 2012].

Zakłada się także, że program budowy elektrowni jądrowej nie jest pewny[1]. Nie zostaną także wdrożone w całym zakresie technologie składowania dwutlenku węgla (CCS) i te, dotyczące zintegrowanego zgazowania paliwa węglowego (CCS/IGCC).

Zakłada się również, że technologie OZE nie spowodują prostego zastąpienia wielkiej energetyki systemowej, spowodują natomiast zmianę stylu życia

[1] Autorka jest zwolenniczką zarzucenia budowy elektrowni jądrowej dla Polski. Elektrownia jądrowa o mocy 3200 MW i kosztach budowy ok 80 mld zł, której budowa byłaby ukończona dopiero około 2025 r., nie złagodzi kryzysu energetycznego, który spodziewany jest w latach 2016–2018, tym bardziej że koszty elektrowni gazowej o podobnej mocy są cztery razy niższe. Trend w Europie i świecie wskazuje na wycofywanie się z projektów tego typu, ze względu na bezpieczeństwo związane ze składowaniem odpadów i zagrożenia terrorystyczne. Sceptycy obawiają się jednak, że sama technologia tzw. energii zielonej nie wystarczy, by, wraz ze źródłami tradycyjnymi, zaspokoić potrzeby energetyczne Europy.

i wypracowanie modelu trwałego, zrównoważonego rozwoju gospodarczego z wysoką efektywnością energetyczną i gospodarczą, co jest głównym, racjonalnym celem obecnych przemian. Dyrektywy 2009/28 oraz 2010/31 wytyczają konieczność zwiększenia do 2020 r. udziału OZE do poziomu 20% całego zapotrzebowania na energię, a do 2050 r. do wartości 35% (w Polsce 25%). Tabela 7 prezentuje szacowane potrzeby generacji z OZE.

Tabela 7. Przewidywany potencjał produkcji energii z OZE w 2050 roku

Przewidywane potrzeby generacji z OZE w 2050 r.	~70 TWh ciepło i ok. 45 TWh (przy 130 TWh ogółem) energia elektryczna z OZE
Rolnictwo energetyczne	Na cele energetyczne przeznaczy się min. ok. 3 mln ha, przy czym średnia wartość energetyczna z hektara to 80 MWh/ha Potencjał energetyczny z rolnictwa to 240 TWh, z czego po konwersji (biogazownie i kogeneracje), można byłoby uzyskać ok. 60-90 TWh energii elektrycznej i 90-110 TWh ciepła. Nie są to jednak wartości finalne – wyprodukowanie energii z tzw. rolnictwa energetycznego – także wymaga zaangażowania tzw. energii przetworzeniowej
Farmy wiatrowe, fotowoltaika, energetyka mikrowiatrowa i hydroenergetyka	Potencjał Polski– około 55~65 TWh Planuje się odpowiednio: farmy wiatrowe 20 TWh, fotowoltaika: 20 TWh mikrowiatraki: 10 TWh, hydroenergetyka 5 TWh. Zakłada się znaczną przewagę mikroinstalacji fotowoltaiki i energetyki wiatrowej nad dużymi farmami

Źródło: opracowanie na podstawie [Popczyk 2012].

Aktualny (stan na 2010 r. według [NIK 2012]) stan produkcji energii z OZE (tylko energia elektryczna) został przedstawiony w tab. 8. W 2010 roku udział energii elektrycznej wytworzonej w OZE w zużyciu energii elektrycznej ogółem wyniósł około 7% (11,6% według GUS 2011) i było to 10,9 TWh. Zapotrzebowanie na energię ogółem w 2010 r. wynosiło zaś 156 TWh. Zakłada się więc minimum dwukrotny[2] do nawet czterokrotnego[3] wzrost produkcji z OZE do roku 2050, zachowując wyżej określone założenia (tab. 7). Omawiany raport nie uwzględnia stanu obecnego wyników współspalania biomasy – szacunki podawane w prasie wskazują na znaczny wzrost i odbiegają od informacji podanych poniżej (współspalanie w 2013 r. to już około 7 TWh[4]).

[2] Wariant minimalistyczny

[3] Wariant optymistyczny i oczekiwany

[4] Puls biznesu – wypowiedź G. Wiśniewskiego, szefa Instytutu Energetyki Odnawialnej z dn. 30.01.2013

Tabela 8. Stan i struktura produkcji z OZE w 2010 roku

OZE (ok. 15 TWh rocznie)	Produkcja
Farmy wiatrowe	56% tj. 6 151 GWh czyli ok. 6,2 TWh
Elektrownie wodne	27% tj. 2 922 GWh czyli ok. 2,9 TWh
Biomasa stała i biogaz	17% tj. 1 845 GWh czyli ok. 1,8 TWh
Fotowoltaika	Wartości nieznaczne około 1,2 GWh

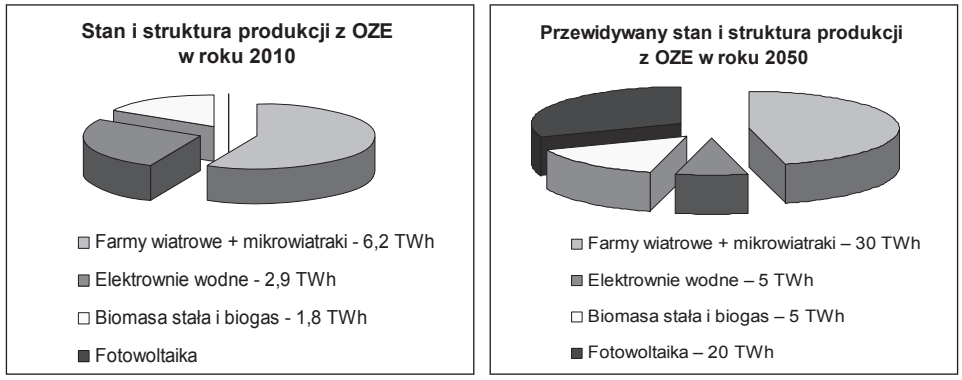
Źródło: opracowanie według [NIK 2012].

Tabela 9. Przewidywany stan i struktura produkcji z OZE w 2050 roku

OZE (w bilansie ok. 55 – 65 TWh rocznie)	Produkcja
Farmy wiatrowe + mikrowiatraki	ok. 30% +15% czyli ok. 30 TWh
Elektrownie wodne	ok.7,5%, czyli ok. 5 TWh
Biomasa stała i biogaz	ok.15%, ok. 10 TWh
Fotowoltaika	nawet do 30%, ok. 20 TWh

Źródło: opracowanie własne według [NIK 2012] i [Popczyk 2012].

Na rys. 12 przedstawiono prognozowane i aktualne wartości produkcji energii elektrycznej z OZE i ich wzajemną proporcję wielkości produkcji, przy czterokrotnym wzroście.



Rysunek 12. Prognozowane i aktualne wartości produkcji energii elektrycznej z OZE (2010 i 2050 r.)
Źródło: opracowanie własne

Wariant optymistyczny i jego opracowanie jest efektem głównie zmian wprowadzanych przez ustawodawstwo, gdzie np. ustawa o odnawialnych źródłach

energii wprowadza regulacyjne bodźce mocno zachęcające np. do rozwoju mikrofotowoltaiki.

Analizując również stosowane ulgi i dofinansowania dla rynku wdrażania technologii OZE w Polsce, można wskazać następujące bodźce[5]:

1. System kolorowych certyfikatów i praw własności (dopłaty do producji kolorowej energii.
2. Wparcia regulacyjne (ustawy i rozporządzenia).
3. Wsparcia finansowe z projektów unijnych i środowiskowych.
4. Inne wsparcia finansowe (zwolnienia, ulgi kredytowe, podatkowe, leasing itp).

Ad 1. Obecnie najważniejszym bodźcem rozwojowym dla kolorowej energii[6] jest system wsparcia źródeł odnawialnych i kogeneracyjnych, czyli regulacyjny obowiązek przyjęcia/kupna każdej ilości energii elektrycznej pochodzącej z OZE do KSE.

Wynika on oczywiście z potrzeby sprostania założeniu 15% energii z OZE do 2020 r. (III pakiet energetyczny). Funkcjonuje również rynek certyfikacyjny, który w zależności od tzw. „koloru" energii pozwala uzyskać świadectwa pochodzenia, a zatem prawa majątkowe do każdej 1 MWh z OZE i innych usprawnień efektywnościowych i środowiskowych. Następnie świadectwa te trzeba umorzyć u prezesa URE, by potwierdzić obowiązek produkcji z OZE i budowania dla konsumenta portfela energetycznego, składającego się z tzw. miksu energii z OZE i ze źródeł tradycyjnych.

Omawiany mechanizm polega na uzyskiwaniu dodatkowych wpływów finansowych do swojej działalności produkcji z OZE, wynikających ze sprzedaży na giełdzie praw majątkowych po określonych cenach, różnych dla różnych momentów wsparcia danego koloru energii w okresie długofalowym – tak by inwestorzy mogli odpowiednio planować rozwój inwestycyjny na rynku energii.

W Polsce mechanizm wspierania wynikający z zastosowania świadectw pochodzenia energii realizowany jest na Towarowej Giełdzie Energii (TGE), która, poza rynkiem praw majątkowych, na którym notowane są prawa majątkowe dla OZE, prowadzi także rynki energii elektrycznej (rynek dnia następnego i rynek dnia bieżącego oraz rynek uprawnień do emisji CO_2).

---

[5] W Europie stosowane są dwa zasadnicze systemy wsparcia inwestycji w OZE: system ceny gwarantowanej (FIT – Feed in Tariff – zasilenie w taryfie), który jest stosowany w większości krajów UE, oraz system kolorowych certyfikatów.

[6] Barwy przypisane są źródłom wytwarzania – i tak energia „zielona" powstaje z odnawialnych źródeł energii (OZE), energia „czerwona" – w skojarzeniu z ciepłem, czyli w elektrociepłowniach, a „żółta" – w elektrociepłowniach gazowych lub w skojarzonych źródłach o mocy poniżej 1 MW, „brązowa" – z biomasy, „biała" – energia zaoszczędzona (uzyskana) z efektywności energetycznej, „błekitna" – energia z nowych wysoko sprawnych źródeł, "pomarańczowa" – energia ze źródeł zaopatrzonych w instalacje wychwytywania i zatłaczania dwutlenku węgla (CCS – Carbon Capture and Storage), „fioletowa" – energia źródeł wykorzystujących gaz z odmetanowania kopalń lub biogaz.

System certyfikacyjny jest krytykowany za to, że nie jest elastyczny, tj. słabo reaguje na bodźce i zmiany, które miałyby wzmacniać najbardziej pożądane na rynku technologie OZE. I tak np. w sposób niezamierzony przez ustawodawcę pieniądze na rozwój OZE wzmocniły energetykę wielkoskalową w tzw. modernizacjach kotłów węglowych do współspalania biomasy. Nastąpiło w tym przypadku wykorzystanie nieelastyczności systemu certyfikacji.

System FIT to system bardziej popularny w Europie [np. EST 2011]. Polega on na ustanowieniu stałych cen dla energii z OZE w perspektywie długoterminowej oraz zobowiązaniu określonych podmiotów do dokonywania zakupu energii z OZE po tych cenach, w zależności od szeregu szczegółowych parametrów, m.in. technologii, lokalizacji instalacji OZE, daty oddania do eksploatacji itp.

Różnicę między ceną rynkową a tą gwarantowaną pokrywa państwo (dopłaty do taryf). Dzięki takiej regulacji producenci mają gwarancję, że przez kilkanaście lat będą za energię z OZE dostawać stawkę wyższą od rynkowej. System ten wprowadza obecnie przygotowywana ustawa o OZE (pozostawiając system certyfikacji) dla wzmocnienia rozwoju np. fotowoltaiki, ustalając FIT i proporcje pomniejszania ceny w całym okresie planowanego wsparcia

Ad 2. Do tzw. ulg regulacyjnych należy np. regulacja zwalniająca kupującego energię z OZE z płacenia akcyzy (obecnie 20 zł za 1 MWh) lub też regulacja zwalniająca z posiadania koncesji na wytwarzanie energii przez prosumenta, jeżeli ten zainstalował małe źródło OZE.

Podobnie uproszczono procedury koncesyjne, czy procedury zmiany dostawcy energii dla użytkownika końcowego [Janiszewska 2009].

Nowa ustawa o odnawialnych źródłach energii [Projekty 2013] definiuje prosumenta zaznaczając, że do sprzedaży energii do sieci prosument nie musi posiadać koncesji ani też prowadzić działalności gospodarczej. Według projektu, ustawa wprowadza definicję mikroinstalacji[7] jako odnawialnego źródła energii, o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej nie większej niż 40 kW lub o zainstalowanej łącznej mocy cieplnej nie większej niż 70 kW (propozycja projektu z grudnia 2012 roku). Mikroinstalacje będą mogły korzystać m.in. z droższej taryfy (FIT) na sprzedaż energii do sieci, która będzie wyższa od ceny energii obecnie kupowanej przez odbiorcę z sieci. Ten rodzaj wsparcia kierowany jest głównie dla rozwiązań takich jak: małe elektrownie wiatrowe,

[7] Mikroinstalacja – instalacja odnawialnego źródła energii o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej do 40 kW lub zainstalowanej łącznej mocy cieplnej lub chłodniczej do 70 kW, z wyłączeniem instalacji służącej do wytwarzania biogazu rolniczego, lub wytwarzania energii elektrycznej, ciepła lub chłodu, z biogazu rolniczego.

Mała instalacja – instalacja odnawialnego źródła energii o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej powyżej 40 kW do 200 kW lub zainstalowanej łącznej mocy cieplnej lub chłodniczej powyżej 70 kW do 300 kW, z wyłączeniem instalacji służącej do wytwarzania biogazu rolniczego lub wytwarzania energii elektrycznej, ciepła lub chłodu, z biogazu rolniczego. (wg propozycji ustawy o OZE [Projekty 2013]).

małe systemy fotowoltaiczne oraz małe instalacje biogazu rolniczego i małe elektrownie wodne.

Programy DSM [np. Tomasik 2010] i zasady cen dynamicznych (TOU, taryfy: *time of use*) również należą do programów regulacyjnych.

Nowa ustawa gazowa [Projekty 2013] wprowadza zaś możliwość sprzedaży i kupna gazu na giełdzie towarowej. Niestety mechanizm ten jest mocno niedoskonały, ze względu na słabe bodźce cenowe (za wyjściową cenę na giełdzie odpowiada PGNiG SA). Innym mechanizmem jest możliwość tzw. rewersu i w związku z tym zdefiniowanie tzw. punktów wirtualnych w systemie.

Ustawa definiuje znaczenie punktu wirtualnego w sieci: który jest miejscem pomiędzy punktem wejścia do systemu przesyłowego a punktem wyjścia z systemu przesyłowego o niesprecyzowanej fizycznej lokalizacji, w którym może nastąpić sprzedaż gazu ziemnego.

Zatem sprzedawca wprowadza gaz ziemny do systemu przesyłowego na podstawie umowy o świadczenie usług przesyłania gazu ziemnego, określającej punkt wejścia do systemu przesyłowego lub dokonuje sprzedaży gazu ziemnego zakupionego właśnie w punkcie wirtualnym. Odbiorca zaś odbiera gaz ziemny na podstawie umowy o świadczenie usług przesyłania, określającej punkt wyjścia z systemu przesyłowego lub dokonuje sprzedaży gazu ziemnego w punkcie wirtualnym, jeśli czynność zakupu/sprzedaży w punkcie wirtualnym była przewidziana w umowie zakupu/sprzedaży. Umożliwia się w ten sposób stworzenie obrotu giełdowego na rynku hurtowym gazu.

Koncesja nie jest wymagana od przedsiębiorstwa gazowego, jeśli przepustowość sieci jest niższa niż 1MJ/s (w przypadku koncesji na dystrybucję), lub sprzedaż roczna nie przekracza wartość 100 000 euro (koncesje na obrót i sprzedaż), także gdy sprzedaż odbywa się na giełdzie towarowej, lub w punkcie wirtualnym, tj. jeśli jest to niewykorzystana ilość gazu przez użytkowników końcowych, odprzedawana do systemu. [Projekty 2013, ustawa gazowa].

Jest to regulacyjne przygotowanie zasad dla udziału odbiorców końcowych w obrocie wtórnym. Planowane jest wzmocnienie bodźców cenowych i uwolnienie cen dla wielkiego odbioru. Będą to ceny do negocjacji handlowych właśnie na giełdzie. Handel gazem na rynku hurtowym (rynek wtórny) będzie zwolniony z obowiązku zatwierdzania taryf i będzie prowadzony zarówno na rynku giełdowym, jak i rynku kontraktów bilateralnych.

Należy wykazać szczególną dokładność w mierzeniu efektów stosowania poszczególnych regulacji i oszacowań ich skutków. Jednocześnie prezes URE stoi na straży zasady TPA i ochrony najsłabszych uczestników rynków jakimi są gospodarstwa domowe oraz tzw. wrażliwi odbiorcy końcowi. Każda regulacja powinna być oszacowana co do długofalowych skutków i barier oraz szans jakie wprowadza na rynek. Szczególnie stosowanie w tej dziedzinie tzw. benchmarkingu i analiza wdrożeń oraz ich skutków w innych państwach Europy jest zalecane. Rozwiązania pobudzające działania oddolne powinny być preferowane.

Dalej jednak nie ma ustawy o inteligentnych sieciach, co znacznie hamuje rozwój analizowanych branż, bo przyczynia się do wzrostu ryzyka inwestycyjnego.

Ad 3. Istnieje bardzo szeroki wachlarz sposobów dofinansowań [Finansowanie 2010]. W zależności od sposobu kategoryzacji można wyróżnić ich podział uwzgledniający interesariuszy (np. indywidualni użytkownicy, mali i średni przedsiębiorcy, wspólnoty mieszkaniowe itp.) lub źródła finansowania (programy NFOŚiGW, programy unijne [Mat 2010RG], banki i oferowane kredyty (np. BOŚ), instytucje dedykowane, pośrednicy typu ESCO itp.), czy celów inwestycyjnych (kolektory, ogniwa paliwowe, mikrowiatraki, rozwój OZE, wzrost efektywności energetycznej itp.).

W Polsce najważniejszym miejscem, gdzie istnieje aktualna baza informacji o możliwościach korzystania z dofinansowań celowych i ulg jest strona informacyjna NFOŚiGW [www.nfosigw.gov.pl] jak też strony Ministerstwa Gospodarki, Ministerstwa Rozwoju Regionalnego i Polskiej Agencji Rozwoju Gospodarczego.

Wsparcie inwestycji w zakresie oszczędności energii może być realizowane przy zastosowaniu kredytów preferencyjnych oraz dotacji ze środków krajowych i europejskich, w tym w ramach ustawy o wspieraniu termomodernizacji i remontów, Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko, Innowacyjna Gospodarka, regionalnych programów operacyjnych oraz również środków Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Celem niniejszej pracy nie jest szczegółowa analiza sposobów finansowań i wsparcia inwestycji dla rozwoju SG i OZE (por. pkt 1.2), mimo to należy podkreślić, że ze względu na niedoinformowanie oraz wciąż niewystarczający poziom wiedzy nt. przemian na rynku energii oraz kryzys ekonomiczny odsetek interesariuszy korzystających z proponowanych programów jest niewielki.

Dla porównania należy przywołać sposób finansowania prostych programów efektywnościowych w USA. Autorka dokonała analizy programów dla stanu Massachusetts. Programy te i ich opis są umieszczane na stronach poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych. Obejmują one pulę finansową, która jest do wykorzystania na zasadzie: „kto pierwszy, ten lepszy" w danym roku. Pieniądze te najczęściej są z tzw. celowych programów rozwojowych danego stanu i dotyczą realizacji konkretnych celów związanych z odbiorcą indywidualnym.

Mogą być to programy dotyczące uszczelnienia i wymiany okien w domu, modernizacji ocieplenia budynku, wymiany systemu klimatyzacji na nowocześniejszy (spełniający normy oszczędnościowe itp.). Wszystkie te działania mają za zadanie podnieść efektywność energetyczną budynków. Inna pula programów dotyczy modernizacji związanych z montażem kolektorów słonecznych czy ogniw fotowoltaicznych.

Wydaje się, że ten system informacyjny tzw. „bliższy informacyjnie bezpośrednio użytkownikowi" daje bardziej zachęcające bodźce do zapoznania się i korzystania. Pełny i dokładny opis zasad finansowania i korzyści użytkownik może

niemal sprawdzić i poznać przy okazji, gdy sprawdza stan swojego rozliczenia z usługodawcą na stronie portalu klienckiego.

Do ulg finansowych w Polsce należy także zaliczyć ulgi podatkowe. W USA jest to jedna z najbardziej pożądanych ulg zachęcających do inwestycji w OZE, niemal w każdym ze stanów (ulgi w odpisach amortyzacyjnych, podatkach bezpośrednich itp.). Jedną z ulg stosowanych w Polsce jest ulga w opłatach podatku rolnego od gruntów, na których postawione są instalacje OZE. Ulga przyznawana jest po zakończeniu inwestycji i polega na odliczeniu od należnego podatku rolnego od gruntów położonych na terenie gminy, w której została dokonana inwestycja, 25% udokumentowanych rachunkami nakładów inwestycyjnych, w części, w której nie zostały one pokryte środkami publicznymi. Decyzję o przyznaniu ulgi, na wniosek podatnika, wydaje wójt (burmistrz, prezydent miasta) właściwy dla miejsca położenia nieruchomości, na której wykonywana była inwestycja.

Energia z OZE jest zwolniona również z podatku akcyzowego oraz z opłat przyłączeniowych dla małych instalacji (dla średnich obowiązuje połowa opłaty). Prosument będzie płacił ryczałtem podatek dochodowy od dochodu ze sprzedaży energii elektrycznej.

Ad 4. Analiza systemu taryf i cen – obecnie istnieje rynek uwolnionych cen dla dużych i średnich odbiorców energii elektrycznej i gazu. Taryfy dla odbiorców indywidualnych co roku muszą być zatwierdzane przez prezesa URE, zarówno dla energii elektrycznej, ciepła, jak i gazu. Przedsiębiorstwa dystrybucyjne energii elektrycznej stosują tzw. profile zużycia, według których kształtują taryfy końcowe, które muszą być przedstawiane do akceptacji przez prezesa URE. Zatem mimo zaleceń dyrektyw UE nie zostały uwolnione jeszcze ceny dla odbiorców indywidualnych. Wyjątek stanowią ci, więksi odbiorcy, którzy korzystają z zasady TPA i są aktywnymi uczestnikami rynku (obecnie ponad 60 tys. na rynku energii elektrycznej). Nie ma takiej możliwości na rynku ciepła.

Prezes URE zatwierdza także stawki za przesył. Obrót hurtowy na giełdzie energii ma za zadanie kształtować ceny rynkowe dla kupna/sprzedaży hurtowej. Na rynku bilansującym również złożone oferty zakupu i sprzedaży kształtują najczęściej wyższe ceny bilansujące.

Wprowadzono obrót prawami majątkowymi na giełdzie, więc ceny świadectw kształtowane są przez rynek.

Zakłada się wprowadzenie taryf typu FIT dla prosumentów OZE. Dla aktywnego konsumenta zostaną wprowadzone taryfy TOU działające w poszczególnych godzinach użycia oraz programy specjalnych taryf w zależności od opracowanych programów DSM i DSR (*Demand Side Response* – aktywny prosument) [Billewicz 2012].

Programy typu DSM/DSR polegają na redukcji obciążenia klienta, w celu zmniejszenia szczytowego obciążenia w krytycznych momentach dnia pracy sieci oraz do zachęcania klientów do stosowania niższych/racjonalnych ekonomicznie obciążeń, w celu niższych opłat za energię.

Programy tego typu zachęcają klientów do dobrowolnej reakcji na bodźce cenowe – dla poszczególnych stref czasowych – poprzez dopasowanie odbioru lub zobowiązanie się do takich reakcji za pomocą stałej umowy, lub zgody, na automatyczne wyłączenia. Systemy DSR są planowane jako podstawowe narzędzie zarządzania deficytem mocy. Najbardziej spodziewanym zastosowaniem DSR [Chmurski 2010] jest wdrażanie tych programów wśród odbiorców przemysłowych, prosumentów i rozproszonej generacji[8]. Ceny bodźcowe mogą płynąć z różnych źródeł (obszarów rynku) i z różną częstością, w zależności od konkretnego programu i mogą to być: TOU, CPP, RTP[9], lub ogólnobodźcowe (np.: bezpośrednie sterowanie automatyczne odbiorem (ICR – *Interruptible/Curtailable Rates*) [Billewicz 2012].

Wniosek: uruchomienie SM wprowadzi nową jakość i możliwości prowadzenia niemal indywidualnej polityki cenowej dla poszczególnych podmiotów obrotu na rynku energii jaki i dla każdego odbiorcy końcowego. Możliwość integracji odczytów z wszystkich urządzeń domowych oraz integracja odczytów z liczników gazowych i mierników ciepła (wprowadzając jednolitą metrykę energii: w kWh) dokona rewolucji w sposobie prowadzenia biznesu, w tym rozliczeń *on-line* w czasie rzeczywistym na zintegrowanym rynku energii. Jest to zmiana oczekiwana i najważniejszy krok naprzód dla rozwoju SG.

4.2. Fotowoltaika na polskim rynku energii

W Polsce moc elektrowni wiatrowych wynosi obecnie około 2300 MW i rośnie chociaż mniej dynamicznie niż rok temu. W 2020 roku powinna osiągnąć 5000–7000 MW, a do roku 2030 potencjał ten powinien być co najmniej podwojony [Ciepucha 2012; Strategia 2011; TOE 2012; ZDP RM 2009; Gąsiorowska 2011; ESTIP 2006]. Należy również oczekiwać dynamicznego rozwoju farm na morzu oraz mikroturbin wiatrowych, współpracujących z panelami fotowoltaicznymi oraz z pompami ciepła [Ciepucha 2012].

Obecnie planowane regulacje prawne najbardziej wspierają rozwój fotowoltaiki (nieco wcześniej silnie wspierane były instalacje wiatrakowe).

W Polsce farmy fotowoltaiczne[10] to tylko około 2 MW (stan podawany na stronie URE na 2011 r.), z czego mikroźródła PV stanowią ułamkowe ilości. Bardzo prężnie natomiast rozwija się rynek kolektorów solarnych do produkcji

[8] Najwięcej wdrożeń DSR mają USA, gdzie ocenia się, że z powodu ich stosowania zaoszczedza się od 3 do 9% energii elektrycznej rocznie.

[9] Taryfy wielostrefowe (TOU), taryfy z krytyczną ceną szczytową (CPP), taryfy z ceną w czasie rzeczywistym (RTP).

[10] Lista instalacji według 2011 r.: http://gramwzielone.pl/energia-sloneczna/1056/lista-instalacji-fotowoltaicznych-w-polsce [dostęp 24.01.2013].

ciepła/chłodu i podgrzania wody. Nie są obecnie popularne mini instalacje hybrydowe typu: mały wiatrak przydomowy, ogniwa PV na dachu oraz akumulator przydomowy, co w przyszłości będzie najbardziej zalecane. Rozważając wspomniane hybrydy, które obecnie są niezwykle drogimi instalacjami, warto wskazać literaturę, w której podstawowe przeliczenia wskazują na znaczną już obniżkę tych kosztów, a nawet opłacalność [Popczyk 2011b].

Głównym hamulcem rozwoju energii z wiatru i ze słońca jest niemożność magazynowania wytworzonej energii w dużej ilości i wykorzystywania jej w innym niż bieżący momencie czasowym oraz wysokie koszty technologii (szczególnie dla PV) w Polsce, mimo że podawane ceny (koszty wytworzenia) ogniw fotowoltaicznych według Bloomberg New Energy Finance – wynoszą mniej niż dolar za 1 W[11]. Kolejną obawą jest położenie geograficzne Polski i czas nasłonecznienia na poszczególnych obszarach kraju. Średnio przyjmuje się 3h dziennie pracy takiej instalacji (ok. 6h latem i 2h zimą) w Polce. Sceptykom należy wskazać liczne instalacje fotowoltaiczne i projekty realizowane w Danii[12] i Wielkiej Brytanii oraz Norwegii, które z powodzeniem pracują, a kraje te są jeszcze bardziej wysunięte geograficznie na północ niż Polska.

Według materiałów publikowanych w portalu IEO[13] koszt jednostkowy za 1 kW zakupu instalacji PV kształtuje się od 8 tys. zł do 6,5 tys. zł w zależności od mocy (1 kW do 100 kW), zaś całość inwestycji wraz z instalacją odpowiednio 13,5 tys. zł do 7,5 tys. zł. Obliczając zyski z instalacji PV można stosować wskaźnik LCOE[14] – (Levelised Cost Of Electricity wyrażony w zł/kWh (ceny z 2012 r.). Przyjmując założenia związane z regulacją poprzez ustawę o OZE oraz dodatkowo związane ze standardowym oprocentowaniem lekkiego kredytu, wkładem własnym, czasem pracy itp., średni koszt wyprodukowania 1 kWh (LCOE) z instalacji PV do 10 kW wynosi ok. 1,3 zł/kWh (instalacje na dachu) i 1,15 zł/kWh (insalacje na gruncie). Wartości te uwzględniono przy przygotowywaniu nowej ustawy o OZE (projekt z grudnia 2012 r.), przy opracowywaniu taryf FIT i ich przeliczników dla uzyskania bodźców rozwoju rozproszonych PVs w Polsce. I tak, dla mikroinstalacji o mocy do 10 kW, taryfa FIT gwarantuje wła-

---

[11] Na podstawie e-źródeł: http://www.economist.com/blogs/graphicdetail/2012/12/daily-chart-19 [dostęp 21.01.2013] oraz: Solar Module Pricing, http://www.solarbuzz.com/facts-and-figures/retail-price-environment/module-prices [dostęp 24.01.2013].

[12] Załącznik 2. Projekt prowadzony przez Greenchoice Company. W 2011 r. zrealizowano ponad 500 instalacji na dachach gospodarstw domowych (*www.greenchoice.nl.)*.

[13] Według e-źródła: www.ieo.pl, P. Dziamski, K. Rosołek (2012), *Opłacalność inwestycji w mikroźródła OZE*, prezentacja, *www.czystaenergia.pl/pdf/poleko2012/22/01.ppt*, [dostęp 03.02.2013].

[14] Koszt produkcji jednostki energii z OZE jest obliczony jako koszt złożony (*Levelized Cost of Energy*, LCOE), inaczej zwany też „uśrednionym" (*Avarage Lifetime Levelized Generating Cost*). Koszt ten oblicza się jako iloraz wszystkich nakładów poniesionych na rozwój i utrzymanie OZE w okresie życia tej instalacji do efektów czyli wytworzonej ilości energii, wyrażony w wartości bieżącej pieniądza (np. na rok 2013).

śnie cenę ok. 1,2 zł. za 1 kWh energii elektrycznej dostarczonej do sieci w latach 2013–2014, procentowo malejąc w kolejnych latach wsparcia. Uznając, że okres zwrotu instalacji wynosi średnio 6 lat, a wsparcie będzie trwało 15 lat i maksymalnie do 2035 r. taryfy te niemal gwarantowałyby uzyskanie przychodów z tego typu instalacji. Są to jednak tylko szacunkowe dane, rozważane jako możliwość wsparcia rozwoju OZE poprzez taryfę FIT w projekcie ustawy.

W 2011 roku uruchomiona została pierwsza farma fotowoltaiczna w Polsce[15] (Wierzchosławice koło Tarnowa) o mocy 1 MW (2ha powierzchni) jako inicjatywa gminna i kosztowała 10 mln zł. Panele dla instalacji wyprodukowano w Tarnowie. System przyłączony jest do sieci TAURON PE. Docelowo farma ma mieć 1,8 MW mocy. Ze względu na zapowiadany system wsparcia, bardzo szybko będą powstawały kolejne projekty i plany na mikroinstalacje i farmy PV w Polsce, jak i pozostałe źródła odnawialne i innowacyjne technologie (np. mikrosystemy kogeneracyjne na biopłyny, biogazownie czy instalacje wiatrowe do 50 MW) [Mielczarski 2011].

Wnioski: będą powstawały konkretne modele biznesowe dla fotowoltaiki, wykorzystujące korzystną sytuację dofinansowań i możliwości rozwoju, zarówno dla dużych producentów systemowych, jak i dla małych rozproszonych instalacji domowych. Korzystne byłoby wspieranie hybryd, czego projektowany system wsparcia na razie nie przewiduje (np. w układach mały wiatrak, instalacja PV oraz koniecznie przydomowy magazyn energii), szczególnie ze względu na okresy zimowe w Polsce. Należy jednak wskazać, że system finansowania uzależniony od cen certyfikatów nie jest doskonały i znacznie zwiększa ryzyko inwestycyjne poprzez powiązanie z niestabilnym rynkiem certyfikatów. Brakuje również innych, komplementarnych bodźców, typu łatwiejszy dostęp do kredytów, zwolnienia podatkowe, odpisy amortyzacyjne, zmniejszenie biurokratyzacji, które działają na klientów najbardziej pobudzająco.

4.3. Samochody elektryczne (EV) – magazynowanie energii elektrycznej

Rozwój samochodów elektrycznych i akumulatorów o wysokiej pojemności i trwałości staje się realną nadzieją na zmianę w dziedzinie magazynowania energii [Marge 2010; Sheikhi 2010].

Obecne parametry samochodów elektrycznych sa jeszcze niezadowalające. Samochody te są drogie (od 80 tys zł do około 120 tys. zł), czas ładowania akumulatora do 100% pojemności minimalnie wynosi 1h i można z nim przejechać

[15] Panele fotowoltaiczne w 2012 r. stoją jeszcze w: Nowej Rudzie (311 kW), w Polkowicach (100 kW), w Łodzi (82 kW), w Bydgoszczy (80,5 kW), w Warszawie – PW (54 kW), Ambasada Japonii w Warszawie (20 kW), w Rzeszowie (20kW), w Rybniku (21 kW) [Balcewicz 2012].

nie więcej niż 100 km z prędkością do 70 km/h lub nieco więcej. Sprzedaż takich samochodów w Polsce jest liczona w sztukach. Oczywiście produkowane są również samochody hybrydowe z napędem mieszanym: tradycyjnym i elektrycznym, które kosztują znacznie więcej ze względu na hybrydę. Istnieje wciąż niewielka sieć punktów doładowań energii dla EVs. Brakuje też opracowanej strategii biznesowej dla rozwoju rynku elektroenergetycznego dla EVs, polityki podatkowej czy prawnych regulacji usytuowania tej technologii na rynku energii. Obecnie brakuje przemyślanych pomysłów na biznes – modeli biznesowych dla integracji EV z siecią elektroenergetyczną w Polsce.

Według analityków branży samochodowej, mimo trudnego początku, rynek w końcu zacznie się dynamicznie rozwijać. Sukces będzie zależeć m.in. od ścisłej współpracy firm energetycznych i motoryzacyjnych. Według oszacowań i wariantu minimalistycznego, przy dystansach miesięcznych średnio 1000 km, zużycie miesięczne energii elektrycznej jednego samochodu powinno wynosić około 180 kWh, a rocznie 2160 kWh.

Z badania przeprowadzonego przez firmę Renault w czerwcu 2012[16] wynika, że aż 88% Polaków uważa, że samochody elektryczne to zdecydowana przyszłość i odpowiedź na problem ochrony środowiska na świecie. Na rozwój tego rynku wpłyną bodźce zachęcające, takie jak: dotacje do zakupu (59%.), ulga podatkowa (29%) czy bezpłatne parkowanie w mieście (15%), możliwość leasingu konsumenckiego, dzięki któremu każdy może użytkować samochód, w tym o napędzie elektrycznym, bez konieczności jego kupna.

W innych krajach Europy stosowany jest bogaty system zachęt finansowych. I tak np. Estonia finansuje zakup połowy wartości samochodu. W Anglii użytkownicy pojazdów ekologicznych mogą swobodnie poruszać się po ścisłych centrach miast, otrzymują dopłaty albo też zwalniani są z pewnych podatków[17] [Krzak 2012]. Stosuje się też ulgę tzw. darmowych opłat rejestracyjnych pojazdów elektrycznych, parkowania, wjazdu do centrum miast czy nawet doładowania akumulatora.

Podstawowa zasada wydaje się być jednak oczywista: w najbliższym czasie samochody elektryczne nie będą jedynymi samochodami na drogach. Uwzględniając rozwój technologii na dzień dzisiejszy, zakłada się, że powinny służyć głównie do poruszania się po wielkich miastach. Podróże wymagające odpowiedniej prędkości powinny być realizowane za pomocą pojazdów hybrydowych. Stacje doładowań powinny tworzyć gęstą sieć, podobnie jak stacje paliwowe, i realizować różne strategie i modele biznesowe, zarówno dla ładowania (w układzie: *Grid*

[16] http://www.samochodyelektryczne.org/renault_o_rynku_aut_elektrycznych_w_europie-_w_2012r.htm [dostęp 12.01.2013].

[17] Systemy promocji aut hybrydowych i elektrycznych w krajach Europy zebrano w: J. Krzak, *Samochody hybrydowe i elektryczne. Perspektywy rozwoju rynku w Polsce*, Infos BAS 2012, nr 5, s 1–4.

to Vehicle – G2V) jak i oddawania/sprzedawania energii z samochodu do sieci (układ: *Vehicle to Grid* – V2G). Technologicznie rozróżnia się samochody elektryczne szybko i wolno ładowalne, samochody ładowalne z OZE (np. PV na dachu samochodu) oraz samochody z silnikiem hybrydowym.

Jedyny dokument w Polsce nt. samochodów elektrycznych to opracowane przez Ministerstwo Gospodarki *Uwarunkowania zintegrowanego systemu e-mobilności w Polsce* z 2012 r[18]., który prezentuje założenia i oczekiwania docelowego systemu w Polsce (w Europie podobny dokument opracowano w 2010 r.: *European Strategy on Clean Energy Efficient Vehicles*).

Według wspomnianego dokumentu, docelowym stanem rynku jest odpowiednie nasycenie go samochodami elektrycznymi, uwzględnające również komercyjną formę dostawy do sieci energii elektrycznej, z wykorzystaniem inteligentnych sieci i regulacyjnej roli baterii samochodów elektrycznych (układ: V2G).

Systemy ładowania EVs będą elementami wolnego rynku energii. Za każdym razem, w momencie ładowania, użytkownik końcowy jest uczestnikiem biznesowym, jeśli ładuje akumulator z publicznego punktu/stacji doładowania, oraz zwykłym użytkownikiem/prosumentem – gdy ładuje/oddaje z/do gniazda domowego. Zatem obowiązują go zupełnie inne ceny wyznaczane na rynku.

Spośród różnych modeli sposobu doładowań (patrz: tab. 10) preferuje się doładowania na długich i średnich dystansach poprzez wymianę akumulatorów, zaś na krótkich dystansach poprzez szybkie (prądem stałym lub przemiennym o podwyższonych parametrach) lub wolne doładowania (prądem przemiennym) z punktów doładowań, lub wtyczką standardową z gniazda domowego.

Z punktu widzenia Operatora Systemu Dystrybucyjnego – stacja doładowań i bateria wymienna stanowić mogą atrakcyjne rozwiązanie biznesowe dla wykorzystania jej w zakresie magazynowania energii i wykorzystania dla usług regulacyjnych w systemie [Pecas Lopes 2011; Aggeler 2010; Marra 2010; DoE 2011; Hudson 2008; Grille 2009; Fan 2011].

Niezbędne są prace standaryzacyjne wykonane i w trakcie opracowań dla realizacji systemów IT i infrastruktury zasilania, zapewniające kompatybilność w relacji: samochody tradycyjne a elektryczne i hybrydy na zintegrowanym rynku energii [np. Sandels 2010].

Średnio przyjmuje się, że punkt ładowania szybkiego może w przyszłości obsłużyć od 40 do 60 pojazdów dziennie, zaś punkt/stacja ładowania wolnego: 3–5 pojazdów. Te liczby mają istotne znaczenie dla budowania strategii rozbudowy i działania sieci elektroenergetycznej, w której punktów takich będzie znaczna liczba. Ze strony OSD istnieje obawa skokowego obciążenia punktów doładowań (od bardzo niskich – na początku do bardzo wysokich w fazie dojrzałości systemu e-mobilność). Prace badawcze, podejmowane w tym obszarze dotyczą głównie

[18] http://www.mg.gov.pl/files/upload/16447/2012-07-04%20skan%20Uwarunkowanie.pdf [dostęp 24.01.2013].

szukania optymalnych systemów harmonijnej pracy systemu z przyłączeniami EV. (np. [Jones 2010; Wu 2010; Turker 2010; Sandels 2010; Guille 2009; Jabłońska 2011] i liczne inne oraz projekty europejskie, np Green eMotion[19]).

Tabela 10. Typy samochodów EV wg opcji doładowań

1	Pojazdy z baterią wbudowaną, przystosowane wyłącznie do ładowania powolnego i z opcją V2G (powolnego oddawania energii do sieci). Dla tego typu samochodów i usług ładowania należy definiować odbiorcę jako odbiorcę usług dystrybucyjnych w rozumieniu ustawy Prawo Energetyczne (PE)
2	Pojazdy z baterią wbudowaną, przystosowaną do ładowania szybkiego z opcją ładowania powolnego i z opcją V2G. Ładowanie szybkie prądem stałym nie jest usługą rozumianą w znaczeniu ustawy PE jako usługa dystrybucyjna (usługi dodatkowe)
3	Pojazdy z baterią wymienną z opcją doładowywania powolnego z sieci lub doładowywania z panelu PV i z opcją V2G. Ładowanie takie nie jest usługą rozumianą w znaczeniu ustawy PE jako usługa dystrybucyjna (usługi dodatkowe)
4	Pojazdy z baterią wbudowaną, ładowaną na pokładzie przy wykorzystaniu silnika napędzanego paliwem płynnym, kopalnym lub odnawialnym (hybrydy) z opcją doładowania powolnego i z opcją V2G. Ładowanie takie nie jest usługą rozumianą w znaczeniu ustawy PE jako usługa dystrybucyjna (usługi dodatkowe)

Źródło: opracowanie na podstawie dokumentu: http://www.mg.gov.pl/files/upload/16447/2012-07-04%20skan%20Uwarunkowanie.pdf [dostęp 02.03.2013].

Wniosek: opracowanie nowych modeli biznesowych dla włączenia samochodów elektrycznych do inteligentnych sieci dystrybucyjnych wymaga wypracowania sposobu zarządzania punktami doładowań i siecią tak, by zapobiegać negatywnym wpływom, np. jednoczesnego ładowania lub oddawania energii do sieci, a wzmacniać pozytywne, np. wykorzystywanie akumulatorów jako możliwość świadczenia usług regulacyjnych w szczycie lub jako rezerwa mocy czy integracja źródeł rozproszonych itp.

[19] W Europie, obecnie toczą się prace na temat EV w około 40 projektach, które są wymienione w: http://www.eurelectric.org/Dev/AmMap/InteractiveMapEurope_EV, [dostęp 05.01.2013]

5. MODELE BIZNESOWE NA RYNKU ENERGII

5.1. Tworzenie modeli biznesowych

Tworzenie modeli biznesowych (MB) jest jednym z podstawowych elementów rozwoju SG. Przede wszystkim dotyczą one wdrażania technologii OZE dla wzrostu efektywności przyłączania źródeł rozproszonych (DER[1] – *Dispersed Energy Resources*) [Ziel 2007].

Proces tworzenia MB tak naprawdę nigdy nie kończy się na wskazaniu działalności jako szansy biznesowej i opisaniu wszelkich założeń. Przygotowany model ogólny, najczęściej przechodzi proces szczegółowego przygotowania parametrów, z uwzględnieniem szczególnych warunków wdrożenia (np. dla danego regionu, kraju itp.), tworząc tym samym konkretny business case – przypadek wdrożeniowy, przy czym ważny jest jeszcze konkretny scenariusz wdrożenia jak i wszelkie dodatkowe elementy związane z organizacją procesu uruchomienia biznesu i np. logistyką czy organizacją kontaktu z klientem – co ma niezwykle ważny wpływ na końcowy sukces lub porażkę danego wdrożenia. Ponadto okres rozpoczęcia i tzw. etap rozbudowy, do osiągnięcia ciągłego działania biznesu są często ważniejsze niż pierwotne założenia i teoretyczna wiedza o procesach biznesu. Tak naprawdę działanie modelu weryfikuje jego realizacja. Podejmowane powinny być działania w postaci wdrożeń pilotażowych i projektów badawczych, w celu wdrożenia uproszczonego modelu i oceny rezultatów np. w mniejszej skali.

Istotne znaczenie ma również tworzenie narzędzi umożliwiających ocenę wdrażanych modeli biznesowych. Ten sam MB, zaimplementowany w różnych krajach będzie dawał różne rezultaty w postaci innej wartości dodanej, kosztów (ponieważ są inne regulacje cenowe, podatkowe, pomocowe itp.) i też zaangażowanych uczestników procesu, sposobu przepływu płatności, zależnie od lokalnych uregulowań i innych elementów otoczenia biznesu.

Efektywność modeli biznesowych z przyłączonymi do sieci DER jest uzależniona od wielu kluczowych parametrów związanych z technologiczną infrastrukturą, kosztami, zachowaniami konsumenta oraz regulacjami prawnymi i rynkowymi. Identyfikacja i kwalifikacja tych elementów jest czynnikiem krytycznym dla oszacowania stabilności modelu w różnych warunkach (krajowych i sieciowych).

Jednym z rezultatów projektu europejskiego FENIX, było przygotowanie modelu analitycznego (50 parametrów i wskaźników do oceny), ułatwiającego

[1] DER obejmuje trzy obszary: DG, DS i ADR, tj.: *Dispersed Generation*, *Dispersed Savings* and *Active Demand Response Programs*.

ocenę wdrożonych modeli biznesowych (MB) w danym kraju, w konkretnych warunkach ([FENIX] www.fenix-project.eu).

W projekcie tym parametry zostały zbadane i pogrupowane, umieszczone w 16 podgrupach, a każdy z nich przyporządkowany do jednej z 5 głównych grup takich jak:

1. Regulacja – grupa parametrów definiujących zasady handlu energią a w związku z tym decydujących o potencjalnych korzyściach z agregacji DG.

2. Handel – grupa parametrów związana ze wskaźnikami ekonomicznymi i środowiskowymi rynku, decydująca o zyskowności MB.

3. Technologia – parametry związane z kosztami OZE i kosztami ICT niezbędne do monitorowania i zarządzania siecią. Ta grupa parametrów dotyczyła kosztów, które mają bardzo duży wpływ na zyskowność MB.

4. Klient – parametry związane z różnego typu relacjami pomiędzy klientem a agregatorem czy miejscem na rynku. Klient może być właścicielem OZE jak i jego użytkownikiem.

5. Generacja (wytarzanie) – grupa parametrów istotna dla pewnej grupy MB. Przykładowo: niestabilność źródeł wymaga większych kosztów związanych z bilansowaniem i nawet budową nowych źródeł zapasowych oraz rozbudową możliwości magazynowania energii w sieci.

Wiele projektów finansowanych z funduszy Unii Europejskiej w 5[2], 6[3] i 7[4] Programie Ramowym koncentrowało swoje działania na opracowaniu, wdrożeniu i ocenie nowych, innowacyjnych modeli biznesowych (np. te, związane z tworzeniem mikrosieci (6PR MICROGRIDS, MORE MICROGRIDS). W rezultacie powstały konkretne modele biznesowe i ich przypadki (*cases*) z opracowaną metodologią szacowania efektywności tych modeli, z różnymi źródłami OZE. Projekt EU–DEEP (www.deep-project.eu) miał za zadanie m.in. dokonać oceny dojrzałości i najlepszego dopasowania do potrzeb, wdrożonych rozwiązań i wyselekcjonowanych modeli w konkretnych krajach.

Jednym z rezultatów projektu FENIX było również przygotowanie trzech modeli biznesowych i konkretnych „business cases", dotyczących włączenia różnych OZE w różnych warunkach zewnętrznych do sieci i ocena poniesionych kosztów, przy warunku zachowania przepustowości sieci i nie zmiejszenia jej sprawności.

Trzy modele zaproponowane do badań, zostały wybrane ze względu na stosowane technologie i wymagania grup klientów. Model pierwszy skupiał się

---

[2] Np. projekt BUSMOD – Projektowanie MB dla zdecentralizowanych źródeł energii i porównanie działania modeli w różnych warunkach rynkowych.

[3] Np. projekt DESIRE – opracował model biznesowy dla bilansowania farmy wiatrowej za pomocą jednostki CHP (*Wind balancing using the flexibility of Combined Heat Power Units*).

[4] Np. projekt FENIX – opracował dwa modele biznesowe. Północny – z zastosowaniem małej elektrowni wirtualnej dla integracji rozproszonych źródeł OZE małej społeczności osiedlowej i południowy – model biznesowy przyłączenia OZE do sieci średnich napięć dla pełnienia usług systemowych (*auxiliary services*).

na generacji energii wiatrowej i badaniu elastyczności popytu dla średnich odbiorców handlowych i przemysłowych. Agregator rynku pełnił w tym modelu rolę dostawcy (model ten funkcjonuje w Wielkiej Brytanii). W modelu drugim, dostawca miał za zadanie agregować wiele micro-CHP, których właścicielami są klienci indywidualni (Niemcy). Trzeci model dotyczył rozproszonych CHP agregowanych przez firmę typu ESCO[5], przy zastosowaniu aktywnej strony popytowej klienta (Belgia).

Przetestowano zachowanie wybranych modeli w pięciu różnych krajach, stosując opracowany wcześniej model parametrycznej oceny. Wyniki wskazały na kluczowe znaczenie grup parametrów takich jak technologia i regulacje [Seesgen d5.2 i d5.3].

W artykule *Smart Grid Deployment – Current State and Recommendations* [ISIM 2011] zaprezentowano przegląd różnych projektów europejskich ostatniego dziesięciolecia, istotnych ze względu na rozwój MB dla rynku energii z SG i zastosowanie technologii OZE. Projekty te dotyczyły w głównej mierze szczegółowych zagadnień związanych z rozwojem nowego rynku energii i MB.

5.2. Przykłady modeli biznesowych – niektóre przypadki biznesowe w Europie i świecie

W celu zrozumienia i zintensyfikowania inwestycji związanych z energetyką odnawialną w Polsce, należy należy podglądać najlepsze rozwiązania w Europie, najlepsze praktyki biznesowe, pokazujące drogę uzyskiwania funduszy i zdobywania wiedzy *know how*, najlepszym bowiem bodźcem dla rozwoju jest spodziewany wysoki zysk (ROI) z inwestycji [Djapic 2007].

Wśród wielu rozwiązań wdrożonych w różnych krajach, w niniejszym opracowaniu wymienione zostaną te rozwiązania, które zdaniem autorki zasługują na szczególną uwagę, a tworzą bazę pierwszych prób i doświadczeń na świecie[6] [wyniki badań projektu *Synergy PLUS*].

Model biznesowy z TPF (Third Party Financing) – leasing dla solarnych inwestorów.

Przykład 1. S.A.G. SOLARSTROM A.G. „SOLAR Optimal" (2005) Niemcy.

Idea leasingu to możliwość wynajęcia jednostki PV w implementacji Solarstorm oraz możliwość czerpania zysku z wytworzonej energii elektrycznej. Implementacja ta, to wtedy 1500– elementowa jednostka PV. Każdy panel (7-10 kW) mógł być wynajęty indywidualnie przez dowolny podmiot. Wszystkie panele są

[5] Energy Saving Company– ESCO – firma wspierająca także inwestowanie w OZE na zasadzie finansowania strony trzeciej.

[6] Autorka uczestniczyła w projekcie europejskim *Synergy PLUS* (2006-2008).

zautomatyzowane przez słoneczny system śledzenia, aby zmaksymalizować ich wydajność. Oferta leasingu obejmowała: techniczne wyposażenie, ziemię (miejsce), ubezpieczenie, umowy finansowe. Model biznesowy oparty był na nowej formule zwrotu z inwestycji: leasing dla użytkownika końcowego.

Przykład 2. ACCIONA Solar „Solar Gardens" (siedem ogrodów solarnych) Hiszpania.

Największa infrastruktura fotowoltaiczna w Hiszpanii, oddana do użytku w marcu 2006 r. w Castrejon, Navarre.

Instalacja *on-site* umożliwia małym, indywidualnym klientom uzyskanie prawa własności, po okresie leasingu. Zarządzanie energią elektryczną i wydajnością jest zoptymalizowane, a infrastruktura i usługi są dzielone wśród najemców.

Właściwości omawianych ogrodów solarnych (2006 r.):

– 3000 modułów solarnych o powierzchni 50 m^2 każdy, śledzących słońce w ciągu dnia, każdy moduł złożony z 36 kryształowych paneli silikonowych;
– 23 MWp mocy, wtedy: 2000 właścicieli.

Usługi prowadzone przez firmę na rzecz klientów to:

– sprzedaż energii do sieci w ich imieniu,
– fakturowanie i rozliczanie,
– procedury administracyjne i kontrola produkcji każdego właściciela ze swojego centralnego biura,
– dostępna dla właściciela do sprawdzenia przez Internet, dzienna, miesięczna i roczna konsumpcja energii oraz produkcja do sieci.

Model biznesowy z TPF – „wynajem" jako nowy model zwrotu z inwestycji.

Przykład 3. Wysoce wydajne jednostki mocy, inwestycje spłacane w czynszu najemcy: RealEnergy (USA): Operacja *on-site* DG/CHP.

Właściwości: przy wykorzystaniu. schematu tzw. systemu udziału stron trzecich w finansowaniu inwestycji (TPF), inwestor (firma ESCO) dostaje zwrot wartości inwestycji, najemca płaci tyle samo co przed inwestycją, a uzyskane nadwyżki (na oszczędnościach) stanowią kwoty spłacane dla finansującej inwestycję strony trzeciej (najczęściej bywa to bank).

Wybrano technologię CHP, która zapewnia:

– bezpieczne dostawy energii elektrycznej wysokiej jakości po cenach rynkowych,
– nowy strumień dochodów dla najemcy, czynsz procentowy,
– energię elektryczną "czystszą niż z sieci" oraz „bardziej niezawodną niż z sieci",
– uzupełniającą energię cieplną (ciepła i zimna woda),
– selektywny *back-up* i usługi gwarantujące jakość energii,
– priorytet dostaw dla infrastruktury najemcy (mimo zasilania z sieci).

Docelowe segmenty przeznaczenia to handel, przemysł, usługi. Głównym podmiotem inwestującym mogły być tzw. przedsiębiorstwa usług pomocniczych, powstające dla takich właśnie celów, których rolą jest budowanie instalacji, skalowanie, operowanie i wynajmowanie jednostek CHP odbiorcom, z możliwością dzierżawy. Dodatkową ulgą w rozwiązaniach prawnych są właściwe regulacje dotyczące obowiązujących cen rynkowych dla prądu i gazu z rozproszonych źródeł energii, na czas zwrotu inwestycji. Relacja pomiędzy inwestorem a użytkownikiem końcowym jest orzekana przez standardowe kontrakty:

- zobowiązania inwestora to projektowanie, finansowanie, realizacja, zarządzanie i utrzymanie instalacji DER na poziomie najwyższej wydajności;
- zobowiązania użytkownika końcowego to zagwarantowanie stałego i właściwego wykorzystania instalacji DER i płacenie czynszu do firmy ESCO;
- czas trwania kontraktu jest równy co najmniej okresowi deprecjacji instalacji DER.

Model prosumenta – agregacja małych inwestorów dla mikrowiatraków.

Model zwrotu opracowany dla uzyskania zysków z federalnych dochodów podatkowych, nałożonych na produkcję odnawialnych źródeł energii.

Przykład 4. Wspólnota dla generacji energii z wiatru. Projekt w stanie Wisconsin, USA (2007 r.).

Ponieważ wiejskie środowisko to podmioty lokalne, które posiadają ziemię dla instalacji generowania energii wiatrowej, zaś produkcja energii może wzmocnić wiejską gospodarkę, to istnieje uzasadniona motywacja dla konsolidowania sił nabywczych średnich i małych inwestorów. Poza tym istnieją ulgi podatkowe i kredytowe, które zachęcają większych inwestorów do uzyskania dochodów z tego tytułu, dlatego też szukają oni pasywnych inwestorów, jakimi mogą być mali lokalni farmerzy, dla projektów dotyczących DER.

Stosowano ulgi, rozwiązania stanowe: np. podatkowy kredyt produkcyjny (PTC) – obowiązywało wtedy: 1,8 $ za 1 kWh, odpisy amortyzacyjne: dodatkowo 30% amortyzacji na solarne, wiatrowe i geotermiczne instalacje w pierwszym roku.

Spośród najważniejszych zasad ogólnych tego biznesu należy zwrócić uwagę na następujące:

- duże firmy inwestujące są wyłącznym właścicielem farmy wiatrowej przez pierwszych dziesięć lat. Osiągają zyski zarówno z PTC jak i amortyzacji,
- przez dziesięć lat małe grupy inwestorów otrzymują oprocentowany przychód ze swoich pożyczek udzielonych dużym korporacjom,
- kiedy dziesięcioletni okres skończy się, korporacje korzystają z opcji wykupu,
- stają się wyłącznym właścicielem farmy wiatrowej, która, jako wolna od długów, może korzystnie działać do końca okresu swojego życia.

Przykład 5. Azure Power Solar, Indie.

Zawiązana belgijska wspólnota, Ecopower już w 1991 roku realizowała pierwsze inwestycje we Flandrii. Obecnie prowadzi inwestycje solarne w Indiach na zasadzie finansowania ich realizacji z funduszy zbieranych poprzez dobrowolne wpłaty (minimalny okres bycia członkiem wspólnoty: 6 lat) w wys. ok. 200–280 dol. (udział) z dywidendą roczną 6%. Tak zebrany fundusz wystarcza na realizacje pilotażowych inwestycji w różnych krajach.

Azure Power Solar to projekt pilotażowy, całkowicie prywatny, pierwotnie dotyczący farmy 2 MW w miejscowości Punjab, obecnie zaś posiadający ponad 22 MW mocy paneli solarnych dla zasilania ponad 32 wiosek w okolicy Punjab. Przyszłe plany rozbudowy (w 2013 r.) dotyczą osiągnięcia 1 GW mocy. Model polega na tzw. *solar as a service* (Azure Power jest firmą typu ESCO) – czyli na dostarczaniu energii tylko z tego źródła na podstawie umowy i opłat za zużycie energii elektrycznej – bez dodatkowych kosztów instalacji czy utrzymania itp. Instalacja jest projektowana dla konkretnego, potrzebującego odbiorcy od początku do końca. Umowa gwarantuje stałą cenę, i to taką, która kalkuluje się na poziomie pokrywającym koszty utrzymania i działania farmy, jednak wszystko co dotyczy instalacji i bieżącego jej działania jest poza klientem. Uczestnicy projektu płacą mniej za energię elektryczną. Po minimum 10 latach jest możliwość wykupu instalacji na własność, wtedy Azure Power jest tylko operatorem dystrybucji dostaw.

Pierwsze pomysły na wirtualne elektrownie, Bydgoszcz, Polska.

Idea kreowania wirtualnych elektrowni (VPP) zakłada, że w systemie elektroenergetycznym kraju mogą istnieć tzw. inteligentnie zarządzane mikrosieci energetyczne, skoncentrowane na wytwarzaniu energii z odnawialnych źródeł energii.

Wirtualna elektrownia to rozproszona generacja, obiekt niejednolity, potencjalnie możliwy, zmienny, elastyczny, dynamicznie i szybko reagujący na potrzeby rynku i bilansu energetycznego systemu. Wirtualna elektrownia stosuje system inteligentnego zarządzania mikrosieciami dzięki wykorzystaniu nasycenia nowoczesną technologią, informacją i wiedzą -czyli specyficznym *know-how*, zarówno od strony ekonomicznej, jak i technicznej w bardzo szerokim aspekcie, od technologii urządzeń elektroenergetycznych i informatycznych, po ekologię. Wreszcie wirtualna elektrownia to inteligentna, rozproszona, wirtualna organizacja [Hedberg 1999], ucząca się, funkcjonująca w środowisku dynamicznie zmiennych parametrów, dla realizacji podstawowego celu, jakim jest efektywne zaspokajanie potrzeb energetycznych w systemie.

Już wiele lat temu, w badaniach nad wirtualnym i zdalnym włączaniem i odłączaniem lokalnych źródeł akumulujących energię u klientów mówiono o tzw. wirtualnych elektrowniach regulacyjnych (WER), sterowanych systemem

radiowym (RMS – *Radio Management System*) [Berger 2007; Kacejko 2004; Czerniawska 1998].

Dla przykładu, w spółce dystrybucyjnej GE ENEA SA Oddział Bydgoszcz, obliczono w 2004 r., że minimalna wielkość mocy regulacyjnej w systemie (KSE) dzięki WER może osiągać wartość 1716 MW mocy [Kacejko 2004].

VPP to alternatywa dla budowy dużej elektrowni systemowej. Taka wirtualna elektrownia, będąca w dodatkowej dyspozycji operatora systemu rozdzielczego, i to szczególnie w okresie szczytu jesienno-zimowego, jest dobrym narzędziem, umożliwiającym optymalizację krzywej obciążenia dobowego, według uprzednio ustalonego grafiku. Modelu w znaczeniu VPP nie zrealizowano w 2006 r., jednak jest on możliwy do realizacji obecnie, przy wdrażaniu wspomagających rozwiązań ICT i regulacji prawnych umożliwiających działania VPP dla SG.

Zaprezentowane powyżej przykłady, to pierwsze projekty i modele dla dużej skali, szczególnie że UE w ramach programów ramowych dysponowała i dysponuje funduszami dla takich i podobnych projektów, dla propagowania DER w Europie. Unia Europejska tylko w 2006 roku przeznaczyła blisko 50 mln euro na samo tylko rozpowszechnianie (edukację) idei energii ze źródeł odnawialnych [*Synergyplus project*]. W okresie 2007–2013 na tematy *Smart Energy Network* w ramach 7PR planowano przeznaczyć łacznie 275 mld euro[7].

Opracowano szacunkowe koszty docelowego wdrożenia SG w USA [Raport EPRI 2011] na ok. 165 mld dol. Zwrot w ciągu 12 lat oszacowano ogółem na 802 mld dol. Jednakże dokumenty tego typu i dane szybko tracą swoją aktualność, ze względu na – z jednej strony taniejące rozwiązania technologiczne, z drugiej – zwiększające się wciąż potrzeby i ceny rozwiązań aplikacyjnych, technologii informacyjnych, niezbędnych dla SG [Raport EPRI 2011; Raport ICT 2009; Best practices SAP 2011].

5.3. Modele biznesowe dla zastosowania PV w Polsce

5.3.1. Zagadnienia wstępne

Skoro w modelu biznesowym opisuje się jak uzyskać pieniądze z zaangażowania konkretnej technologii (wartość dodana nowego biznesu), należy w nim umieścić informacje[8]:

A.Jaka jest konkretna propozycja wartości dla uczestników modelu (*Added Value*).

---

[7] Według danych SET Plan i danych z EEGI (European Electricity Grids Initiative), http://setis.ec.europa.eu [dpstęp 2.12.2011].

[8] Symbolami A, B, C, D – autorka posługuje się dalej w rozważanych modelach.

B. Jaki zastosowano model relacji z klientem (*Consumer Relationship*).

C. Jaki jest model zwrotu wartości z zaangażowanego kapitału (*Revenue Model*)[9].

D. Jaka jest konfiguracja wszelkich wartości materialnych i niematerialnych zaangażowanych, aby tę wartość uzyskać (*Engaged Infrastructure*).

Należy pamiętać, że opis taki jest modelem, a więc dopiero konkretny scenariusz wdrożenia i konkretny przypadek wdrożenia uzyskuje skalę największej szczegółowości na temat nakładów i kosztów oraz podlega ocenie, co do możliwości osiągnięcia sukcesu lub porażki, którą weryfikuje „działanie" modelu w praktyce.

Aby zejść na najdokładniejszy poziom uszczegółowienia modelu, np. by wprowadzić nową linię biznesową – niezbędne jest uwzględnienie wszelkich istotnych parametrów, wartości liczbowych, danych szczegółowych. Dotyczy to również np. wykonania dokładnej analizy prawnej i społecznej dla wdrażanego biznesu, analizy procesów biznesowych dotychczas działających w firmie, analizy otoczenia konkurencyjnego, analizy dotychczasowych sposobów realizacji kontaktów z klientami, sposobów usprawnień operacyjnych – jeśli byłyby konieczne-w kluczowych, nowych i towarzyszących procesach biznesowych.

Nie należy również zapominać o edukacji i rozpowszechnianiu wiedzy (także właściwe działania marketingowe) w przestrzeni działania przyszłego biznesu. Trzeba podkreślić, że działania edukacyjne mogą mieć nieoczekiwanie bardzo ważny wpływ, na rezultat podjętych zmian.

Wśród zagadnień teoretycznych, koniecznych do obracowania i poznania należy także zidentyfikować konkretne bariery wdrożenia nowej inwestycji (modelu) oraz możliwości jej finansowania czy współfinansowania (dofinansowania z programów i systemów wsparcia, poprzez stronę trzecią, fundusze prywatne, fundacje celowe, *venture capital*, doradztwo inwestycyjne, kredyty, pożyczki i inne). Należy rozważyć możliwe modele zwrotu wartości (np. warunki leasingu, różne systemy sprzedaży, wynajmu, dzierżawy itp.), przy czym podstawowe założenie jest związane z długością okresu zwrotu, na który występuje skłonność podjęcia ryzyka inwestycyjnego, związanego z wdrażaniem nowego modelu biznesowego (np. w inwestycjach fotowoltaicznych rozróżnia się okresy: mniej niż 2 lata, od 2 do 4 lat, do 10 lat, powyżej 10 lat).

Rozważając bariery wdrażania nowych technologii[10] w SG i zintegrowany rynek mediów energetycznych, należy wyróżnić cztery podstawowe grupy tych

---

[9] Nowe modele zwrotu to np. system FIT *Feed in Tariff* – to zaszyte w taryfie gratyfikacje za energię z OZE, lub system domu zero plus czy pasywnych i dofinansowania do budowy domów tego typu, system certyfikacji energii z OZE, systemy cen i taryf w DSM, cena zaszyta w czynszu, po modernizacji domu w kierunku energooszczędnego, wszelkiego rodzaju ulgi państwowe, podatkowe i pożyczki preferencyjne, leasing, obligacje komunalne, wykup wierzytelności, gwarancje bankowe i inne.

[10] Rezultatem projektu (2009-2011) SEESGEN_ICT było m. in. (WP5) opracowanie rozpoznanych barier i szans dla rozwoju nowych modeli biznesowych w Europie w kierunku SG. Autorka, wraz z zespołem KI uczestniczyła w pracach WP5 tego projektu.

barier: bariery społeczne i rynkowe, bariery regulacyjne, bariery finansowe i bariery informacyjne [Seesgen d5.4; ISIM 2011]. Bariery informacyjne związane są z poziomem wiedzy o nowych przemianach na rynku, także z brakiem kompetencji i popularyzacji wiedzy, oporem społecznym itp. Finansowe – dotyczą głównie wciąż wysokich cen na energię elektryczną oraz kosztów rozwiązań tzw. okołotechnologicznych dla czystej energii (w tym rozwiązań ICT). Natomiast regulacyjne i rynkowe czy społeczne – często są pochodną braku klarowności regulacji prawa oraz braku pewności jego obowiązywania przez dłuższy czas w niezmienionej formie (minimum 15-20 lat).

Ze względu na podmiot/stronę podejmującą się inwestycji wyróżnia się ogólny podział na modele tzw.: *client-side* i *utility side* oraz modele mieszane, przy czym w ramach tego podstawowego podziału rozróżnia się [NREL 2008]:

1. Modele biznesowe prosumenta/klienta, *client-side*.

2. Modele biznesowe wielkoskalowego wytwórcy (duża skala dotyczy budowy farm wiatrowych *off-shore* i *on-shore*, farm słonecznych, VPPs, elektrociepłowni na biomasę czy trójgeneracji itp.); *utility–side*.

3. Modele biznesowe usług – najczęściej jako: *product as a service* (w zależności od produktu: modele tzw. dostawcy usług i/lub agregacji oraz modele dostawcy medium: nośnika energii elektrycznej, ciepła lub gazu).

Ze względu na sposób podejścia do modeli wyróżnia się również stopień zaawansowania i rozumienia omawianych modeli na całym, zintegrowanym rynku energii:

1. Modele proste – pojedyncze rozwiązania, skupiają się jedynie na zainstalowaniu i pracy danego źródła OZE/DER, niejako w oderwaniu od integracji z „systemem". Właścicielem instalacji jest najczęściej użytkownik końcowy, a np. OSD lub inny uczestnik rynku pełni rolę pasywną, dla ewentualnego uzupełnienia zapotrzebowania na media (dom zero plus) lub do realizacji funkcji prosumenta – przyjmowania nadwyżki energii elektrycznej do sieci i rozliczania. Modele proste nie są w pełni integralnym elementem sieci. Najczęściej najpierw tworzą zbór pojedynczych instalacji oraz różnego rodzaju rozwijającą się konfigurację mikrosieci, a w wymiarze dodatkowym, ewentualnie społeczności autonomiczne i bilansujące zapotrzebowanie w ramach własnych możliwości (efekt taki będzie możliwy przy znacznym rozwoju sposobów magazynowania energii i EVs oraz opracowaniu odpowiednich regulacji). Obecnie w Polsce, poprzez system zachęt ustawowych rozpoczyna się intensyfikacja wdrożeń prostych.

2. Modele rozwijane przy współpracy z tzw. stroną trzecią – najczęściej strona trzecia występuje tu jako strona wspierająca finansowanie całego biznesu, a przez to posiada aktywny współudział w zyskach lub jako strona dostarczająca aktywne usługi (jak np. wiedzę technologiczną, bilansowanie lokalne, usługi rozliczeniowe, serwisowe, może być właścicielem instalacji lub współdzielić ryzyko inwestycyjne). Są to inwestycje małe i średnie, dotyczące społeczności lokalnej, dalej rozproszone, indywidualne, umożliwiające rozwój wszelkich usług dodatkowych

wraz z ich nowymi metodami pozyskiwania wartości dodanej. W Europie, tego typu modele stają się obecnie dość liczne, w Polsce prawie nie występują (brak roli agregatora rynku lub taką rolę, ale bardzo niedoskonałą, pełnią obecnie OSD).

3. Modele pełnej integracji rynku mediów – modele biznesowe poszczególnych uczestników rynku energii (nie tylko prosument ale i przedsiębiorstwa systemowe i wszyscy inni uczestnicy rynku) są w pełni zintegrowane z całym systemem sieci mediów. Tworzą integralną całość łańcucha wartości na rynku energii. Poprzez pośredników (agregatorów), brokerów, sprzedawców i operatorów sieci są aktywnymi ogniwami całego systemu, a system sprawnie funkcjonuje, dając dodatkowe i różnorakie możliwości wyboru realizacji potrzeb prosumentom, agregatorom, pośrednikom handlowym, giełdom, zarządcom mikrosieci oraz gminom i władzom lokalnym dla realizacji polityki regionalnej, w zakresie rozwoju rynku energii. Jest to stan oczekiwany, pełnej integracji rynków i działania SG. Nie istnieje jeszcze taki stopień dojrzałości rozwoju rynku w Europie, lub istnieje jednostkowo (obszary takie jak: Berlin i strefa wdrożenia SG czy Amsterdam).

Ze względu na skalę i przeznaczenie oraz wielkość inwestycji (mniejsze lub większe rozproszenie inwestycji) można wyróżnić modele biznesowe dla por. [IEA RETD 2012]:

- budynków nowych, prywatnych, w tym nowe, dopiero budowane osiedla;
- budynków starych i do modernizacji – są to zasoby prywatne, samodzielne i z zawiązaną wspólnotą, spółdzielnie itp.;
- obszarów, terenów publicznych (miasta – przestrzeń publiczna, gminy, wsie) oraz dla obiektów publicznych: szpitale, szkoły, urzędy itp.;
- budynków i obszarów przemysłowych takich jak: hale magazynowe, kompleksy i hale produkcyjne itp.;
- obiektów i podmiotów przemysłowych.

Zarządzanie projektem wdrożeniowym dla realizacji modeli biznesowych dotyczy rozumienia zagadnień ogólnych zarządzania wdrożeniem najczęściej poprzez projekt, a kalkulacje i analizy kosztowe (rachunek inwestycyjny) i symulacyjne [np. Huisman 2009] są niezbędne, dla podjęcia konkretnej decyzji o uruchomieniu projektu i wybranego przypadku biznesowego, wraz ze scenariuszem działania, utrzymania poprzez cały cykl życia modelu.

5.3.2. Model biznesowy prosumenta/klienta

W modelach biznesowych rozwijanych dla nowych technologii – obecnie nie tyle sama technologia jest problematyczna, ponieważ koszt jej zakupu oraz ryzyko technologiczne można oszacować i poznać – nieznany jest, sposób jej konkretnego zastosowania w danym przypadku. Technologia produkcji paneli ogniw słonecznych jest już dość dobrze znana [m. in. Markvart 2005], a ciągłe ulepszanie

jej i rozwój sprawia, że z roku na rok staje się efektywniejsza, sprawniejsza i tańsza oraz bardziej dostępna niż wcześniej.

Mimo że nie można pominąć kosztów technologii – np. kosztów wytworzenia panelu słonecznego – to sposób produkcji technologicznej i pozyskania wiedzy o technologii nie podlega rozważaniom w niniejszej pracy. Ponieważ to nie produkcja i dostarczenie technologii, a właśnie sposób jej użycia i niezawodnej instalacji oraz wiedzy o możliwościach optymalnej konfiguracji wspomagających urządzeń, i logika biznesowa systemu zarządzania itp. – decyduje o skali trudności finansowej i wdrożeniowej w budowaniu modeli biznesowych dla prosumenta.

Prawdopodobnie najłatwiej byłoby, gdyby istniały dedykowane rozwiązania „pudełkowe" dla użytkownika, tzw.: „do instalacji" np. paneli słonecznych, które wymagałyby od klienta tylko „odczytania instrukcji i samodzielnego montażu". Niewątpliwie zestawy takie, byłyby w sklepach, na półkach gotowe do kupna, a klient – w zależności od ceny i potrzeb – swobodnie wybierałby wśród modułów oferowanej technologii.

Należy dążyć do takiej modułowości i skalowalności technologii, by umożliwić klientom "składanie z klocków" swoich potrzeb dla realizacji celu, jakim jest: bycie ekologicznym, i efektywnym energetycznie na zintegrowanym rynku energii w XXI wieku.

Konkretne technologie OZE dla zintegrowanego rynku energii, które są rozważane w modelach prosumenckich, to rozwiązania od kilku kW do 100 kW i są to następujące instalacje [por. z : projekt ustawy o OZE]:

1. Małe turbiny wiatrowe na dachach budynków lub wolnostojące dla produkcji energii elektrycznej i ogniwa PV – aktywny prosument będzie nadwyżki energii elektrycznej „oddawał" do sieci po atrakcyjnych cenach.
2. Urządzenia magazynowania energii elektrycznej i ciepła – szczególnie EV i system V2G/G2V, ogniwa paliwowe itp.
3. Kolektory ciepła, dla podgrzewania wody i ogrzewania pomieszczeń – dla bilansowania swoich potrzeb ciepła.
4. Ogrzewanie biomasą (np. pelety, odpady leśne).
5. Pompy ciepła o małej skali grzewczej i elektrociepłownie oparte na rozwiązaniach OZE dla kompleksu domów czy obszaru biznesowego.
6. Mikro CHP, z wykorzystaniem gazu ziemnego lub biogazu w kogeneracji dla zasilania mikrosieci (biogazownie).
7. Ewentualnie energia geotermalna (jeśli możliwa).
8. Systemy magazynowania i odzysku zimna i ciepła (rekuperatory).
9. Dodatkowo: urządzenia inteligentnego domu, które wspierają niski pobór energii elektrycznej, gazu i ciepła.
10. Rozwiązania hybrydowe – układy wzajemnie się wspierające typu: mała turbina wiatraka, ogniwa fotowoltaiczne oraz kolektory solarne, pompa ciepła i rekuperatory ciepła wraz z systemem przydomowego magazynowania energii (akumulator energii elektrycznej i akumulatory ciepła).

11. Paliwo ekologiczne dla samochodu o napędzie hybrydowym.

12. Technologie izolacyjne, wentylacyjne i cieplne, technologie i systemy budowy domów pasywnych oraz zero plus.

Podstawowy model prosumenta/klienta dotyczy właścicieli posiadłości (ale też właścicieli obiektów przemysłowych) i ich relacji z OSD, które pełni usługi dystrybucji, ale i odbioru energi elektrycznej z OZE oraz relacji ze sprzedawcą i dostawcami/sprzedawcami innych mediów.

Niezbędne, przyjęte założenia dla omawianych modeli to: są znane obowiązujące regulacje prawne, ceny, taryfy, formy wsparcia i ulgi stosowane na rynku, oraz znany jest istniejący stan wdrożonych rozwiązań SG. Zakłada się wdrożenie i działanie SM dla zintegrowanego rynku energii oraz spełnione są podstawowe nowe funkcje sieci energetycznej (dwukierunkowy przepływ energii elektrycznej w sieci oraz włączono w sieć zintegrowany system PHEV – *Plug in Hybryd or Electric Vehicles*). Dodatkowo, wraz z AMI dla rynku energii elektrycznej zintegrowano sposoby komunikacji z klientem oraz systemy i aplikacje dla rozliczeń innych mediów, jak gaz czy ciepło w systemie zarządzania zużyciem mediów w obiekcie.

Podstawowy model prosumenta/klienta dotyczy właściciela pojedynczego domu (lub właściciela obiektów przemysłowych), lub mieszkania, w którym decyduje się on na rozwiązania OZE w wybranej konfiguracji, przyjmując na siebie cały ciężar inwestycji, dzięki której przede wszystkim zaspokoi własne potrzeby – a jeśli byłaby nadwyżka energii elektrycznej – ma możliwość jej magazynowania i ewentualnego oddania do sieci po określonej, atrakcyjnej cenie. Do realizacji tego celu niezbędne są rozwiązania, systemy i aplikacje dedykowane ICT dla spełnienia tych funkcji w domu, jak i w sieci [Capone 2011; Niezabitowska 2005; Mikulik 2005; Rosłaniec 2009]. Należy pamiętać, że inwestycje tego typu, szczególnie mikroinstalacje, nie są inwestycjami długimi w czasie. Przeciętny okres dla realizacji mikroinstalacji to czas np. od kilku miesięcy do roku, a koszty często mierzone się jedynie w tysiącach, a nie milionach złotych.

Użytkownik (opcjonalnie) mógł zmodernizować dom, zgodnie z wymogami domu energooszczędnego lub zeroenergetycznego, i posiada przynajmniej inteligentne liczniki energii (tj. istnieje pomiar w czasie rzeczywistym zarówno wszystkich mediów, jak i oddawanej energii do sieci). Sieć dystrybucyjna jest zmodernizowana i działa centralny system zarządzania pomiarami i akwizycji danych w sieci.

Należy wspomnieć, że podobny model prosumenta dotyczyłby prosumenta z obszarów rolniczych. Różnica dotyczyłaby zakresu i możliwości stosowania różnorodnych technologii i biopaliw rolniczych.

Najczęściej jednak należy rozważać jeszcze dwa podstawowe warianty dla wskazanego modelu.

Pierwszy: prosument jest członkiem małej społeczności, osiedla (czy gminy, regionu), w którym można bilansować zapotrzebowanie na energię lokalnie

(istnieje lokalny agregator), ponieważ osiedle jest małą lokalną mikrosiecią, którą zbudowali wspólnie, projektując nowoczesne „zielone" osiedle, lub na którym usługowo taką mikrosieć OZE zbudowano. Również ciężar finansowy całej działalności jest współdzielony z tzw. stroną trzecią (zaawansowany model biznesowy prosumenta/mikrosieci) [por. z IEA RETD 2012].

Drugi: prosument może być w pełni zintegrowany z rynkiem i bezpośrednio korzystać z usług lokalnego agregatora, jako strony, z którą dokonywane są transakcje dotyczące zakupu/bilansowania energii w kierunkach z/do sieci (ewentualnie brak lokalnego agregatora, a funkcje te pełnią zarówno OSD, jak i handlowcy). Jego aktywność w systemie dotyczy również usług systemowych i magazynowania energii (PHEV) oraz działań inwestycyjnych dla rozwoju własnych instalacji, zwiększając swoje znaczenie i pozycję w sieci, wybierając atrakcyjne propozycje i ceny (np. w ramach programów DSM i ADR) oraz budując swój aktywny profil/portfel prosumenta. Sieć spełnia wymogi interoperacyjności i integralności ze wszystkimi uczestnikami rynku i systemami informacyjnymi oraz w sposób optymalny realizowane jest zarządzanie bieżącą pracą. Jest to podejście najbardziej zaawansowane, pożądane w przyszłości i zależne od zaawansowania rozwoju SG. Jest to zintegrowany model prosumenta.

Poniżej omówiono ogólne cechy modelu biznesowego prosumenta (według punktów A, B, C, D wskazanych w podrozdz. 5.3.1).

A. Użytkownik, chce płacić mniej w rozliczeniu rocznym za media energetyczne, których miks wybrał i zainstalował „sam" (spodziewane oszczędności: minimum 25%). Użytkownik może swoje nadwyżki oddawać do sieci np. na zasadzie ilościowej (np. ile odda, tyle może później odebrać z sieci), lub według innego opracowanego programu cenowego[11] i zawartego kontraktu.

Dodatkowo użytkownik chce zbudować profil zużycia energii w okresie dziennym i nocnym według swoich potrzeb, angażując się w wybrany program DSM [Chmurski 2010] (dla sytuacji, gdy będzie musiał kupować energię z sieci, lub realizować umowę według wybranego programu DSM).

Użytkownik może w sposób zintegrowany korzystać z łatwego interfejsu komunikacyjnego, gdzie „w jednym miejscu" może kontrolować informację o swoim zużyciu wszystkich mediów i zarządzać informacją. Użytkownik przewidział racjonalne koszty i spodziewane zyski, wybierając określony model biznesowy na zintegrowanym rynku energii. Użytkownik realizując ADR zmieni swoje zachowania i przyzwyczajenia sposobu użytkowania mieszkania/budynku by wykorzystać możliwość uzyskania niższej ceny za media z sieci.

[11] Obecnie użytkownik nie ma wystarczających bodźców by wyprodukowaną energię przede wszystkim wykorzystywać dla siebie, a nadwyżki sprzedawać do systemu (a taki jest docelowy model dla mikrosieci). Użytkownik w omawianym modelu np. również sprzedaje energię do sieci, a z drugiej strony kupuje dla swoich potrzeb tańszą energię z sieci – ze względu na oczekiwany zysk.

B. Klient w większości jest samowystarczalny poprzez odpowiednią infrastrukturę wspierającą podstawową instalację. Korzysta z usług konserwatorskich i instalacyjnych firm serwisowych oraz rozliczeniowych w przypadku drobnych transakcji kupna/sprzedaży energii do sieci (większe w okresie zimowym). Korzysta z systemu komunikacji z lokalnymi dostawcami i sprzedawcami innych mediów (ciepło, gaz) poprzez urządzenia mobilne i zintegrowany portal kliencki [Kaleta 2012]. Kluczową rolę dla integracji stanowią systemy ICT udostępnione przez dostawców mediów [Zarychta 2011]. Użytkownik zna i reaguje na stany swoich pomiarów w systemie (*on-line*). Nie potrzebuje koncesji, by stać się prosumentem, a system „musi" przyjąć do sieci każdą nadwyżkę energii jaką ma w nadmiarze prosument. System rynku energii pełni głównie rolę informacyjną i wspomagającą działalność prosumenta. Prosument nie jest uczestnikiem VPP ani członkiem lokalnej sieci bilansującej zapotrzebowanie (może tak działać w dojrzałych modelach zaawansowanych i zintegrowanych).

C. Model zwrotu wartości zależy od sposobu finansowania całej inwestycji. Obecnie kolektory ciepła i fotowoltaika są technologiami rozwijanymi z największym wsparciem finansowym państwa (zgodnie z projektem nowych ustaw). Wsparcie za pomocą dofinansowania dla fotowoltaiki jest silną i atrakcyjną zachętą dla wdrożenia omawianego modelu biznesowego, jeśli chodzi o gwarantowane ceny za energię elektryczną sprzedawaną do sieci (nowa ustawa o OZE). Niestety dużo niewiadomych dotyczy innych zagadnień – takich jak konkretne taryfy z programów DSM, instalacje pod licznik czterokwadrantowy, instalacje inteligentnego domu, możliwość magazynowania energii (jest obecnie niewielka), produkty kredytów bankowych dla wsparcia innowacji w zakresie OZE i inne. Przyjmując model minimum: tylko ogniwa PV na dachu i możliwość sprzedawania energii do sieci dla uzyskania zwrotu z inwestycji oraz zasilanie swojego domu z sieci po niższych cenach – daje gwarancję minimum zwrotu kosztów instalacji w okresie od 7 do 10 lat (w zależności od wielkości instalacji i przy obecnych cenach technologii).

Dodatkowym wsparciem może być możliwość finansowania modelu za pomocą kredytu lub leasingu konsumpcyjnego, który umożliwia korzystanie z instalacji bez konieczności zakupu. Leasingodawca ma tu jedynie charakter finansowy. Nie otrzymuje dodatkowych profitów za inne usługi możliwe dla prosumenta (np. rozliczeniowe, bilansujące itp). W tym znaczeniu nie jest przedsiębiorstwem typu ESCO[12].

---

[12] Energy Saving Company (ESCO) – przedsiębiorstwo realizujące modele finansowania inwestycji, biorące na siebie pośrednictwo dla uzyskania dofinansowań i kredytów, które staje się właścicielem instalacji i najczęściej bierze na siebie program spłaty inwestycji w najdogodniejszy dla prosumenta sposób, np. nie podnosząc opłat za media, po realizacji modernizacji w kierunku OZE, a przeznacza na spłatę inwestycji różnicę między oszczędnościami wypracowanymi przez modernizację a opłatami, jakie wnosi klient.

D. Zaangażowana infrastruktura to w wersji minimum: sama instalacja wewnętrzna, domowa i zewnętrzna (np. panele PV, inne instalacje) oraz systemy wspomagające kontakt i rozliczanie z dostawcą i handlowcem sieciowym. Infrastruktura HAN i AMI dla realizacji SM, oraz działający system OIP. Docelowo konieczne współsystemy zintegrowane dla pomiaru wszystkich mediów energetycznych i programy dostosowane do ich rozliczeń. Obecnie nie ma ekonomicznego uzasadnienia, by energię z PV wykorzystywać dla własnych potrzeb (zasilanie domu). Po okresie zwrotu z inwestycji użytkownik/prosument w ramach idei *be green, be eco*, powinien być zachęcany nie tylko do sprzedaży energii do sieci, ale też do produkowania energii przede wszystkim dla własnych potrzeb, bilansowania w sąsiedztwie lub magazynowania jej w sieci[13].

Jeżeli rozważamy modele biznesowe dla fotowoltaiki, w Polsce[14] występuje realny potencjał na około 2 mln instalacji paneli fotowoltaicznych na dachach (przy 6 mln domów[15]). Mikroinstalacje to od 1,5 do 10 kW mocy każda, a średni okres zwrotu przy proponowanych cenach w ustawie o OZE obecnie – to ok. 6 lat. Czas budowania inwestycji jest stosunkowo krótki – wynosi średnio do 3 miesięcy.

System tzw. taryf netto oznacza, że za energię oddaną do sieci prosument otrzymuje pieniądze po cenie wyznaczonej na energię z OZE, zaś zasilając dom z sieci – płaci według stawki niższej, ustalanej rynkowo (zakładając uwolnienie cen energii dla użytkownika końcowego). Zarabia więc na różnicy cen.

Do 2020 roku potrzebne jest w Polsce minimum dodatkowe 20 TWh, które uzyskać możemy przynajmniej w połowie z instalacji PV według prostych modeli biznesowych prosumenta (wypowiedzi ekspertów na www.cire.pl), [Popczyk 2011].

Tabela 11. Charakterystyka parametrów modelu biznesowego prosumenta dla inwestycji w fotowoltaikę

Elementy modelu biznesowego	Uczestnik rynku	Krótka charakterystyka
1	2	3
Finansowanie	NFOŚiGW	Dotacje i ulgi na inwestycje solarne. Kwoty bezzwrotne, które zmniejszają wartość kredytu budowlanego – jeśli podjęto inwestycje w PV. Podobne wsparcie dla kolektorów solarnych, Przygotowywany projekt Prosument itp.

[13] Chodzi tu o tzw. energię wirującą w sieci. Prosument oddaje energię do sieci w opłacie „magazynowania", by w okresach gdy jej potrzebuje dla siebie odzyskać ją „ za darmo" z sieci.

[14] W Wielkiej Brytanii według. planów do 2020 r. powstanie 8 mln instalacji fotowoltaicznych, dając 40 GW (30 TWh). Potrzeba do tego około 26 mln m^2 dachów. Podobnie przyśpieszają inwestycje w fotowoltaikę w Danii. Oba te kraje są jeszcze dalej położone na północ niż Polska.

[15] Wypowiedź w mediach prof. K. Żmijewskiego (luty 2013 r.), publikacja wypowiedzi w portalu www.cire.pl [dostęp 3.03.2013].

1	2	3
Finansowanie	BOŚ i inne instytucje bankowe oraz fundusze własne	Kredyty preferencyjne i wparcia wg różnych form: obligacje komunalne, wykup wierzytelności, gwarancje bankowe
Finansowanie zaawansowane (w przypadku budowy dywersyfikacji źródeł i mikrosieci)	Fundusze prywatne, venture capital, fundacje celowe, spółki celowe	Finansowanie to wymaga długofalowej, stabilnej polityki podatkowej państwa, dla stosowania zwolnień i ulg wspierających. I tak np. dotyczy to kwestii uwolnionych do negocjacji handlowych cen hurtowych gazu, czy uwolnionych cen dla odbiorcy detalicznego
	Leasingodawcy leasingu konsumenckiego	Oprocentowanie obecnie na rynku, średnio około 5,13% (2012 r.)
Partner technologiczny	Firmy dostarczające panele i instalacje wraz z montażem i serwisem, dodatkowe niezbędne urządzenia i instalacja *on site*	Oferta rynkowa jest bardzo szeroka i różnorodna co do ceny, wybór technologii samego panelu ma istotne znaczenie dla jego efektywności i kosztów uzyskania
Partner technologiczny	OSD	Umowa przyłącza i moc przyłącza, brak opłaty za przyłączenie, instalacja liczników i opomiarowania, za które odpowiada OSD
Zakup energii z sieci (obrót energią)	Wybrany sprzedawca energii elektrycznej wg zasady TPA (lub agregator – przejmujący usługi rozliczenia)	Rozliczanie i bilansowanie prosumenta – średnio w taryfie G11 cena 1 kWh brutto (z opłatą przesyłową i akcyzą) to ok. 0,5 do 0,6 zł, ale konieczne też jest uwolnienie cen dla użytkowników z taryfy G
Sprzedaż energii do sieci – wsparcie: System wsparcia FIT – *Feed in Tariff*	Regulacje państwa. Realizuje sprzedawca energii elektrycznej z urzędu	Propozycja z Ustawy OZE: np. instalacja o łącznej mocy elektrycznej do 40 kW – stawka za 1 kWh to 1,10 zł czyli 1100 zł. za 1 MWh przez 15 lat*

* Według propozycji nowej ustawy o OZE z grudnia 2012 r.
Źródło: opracowanie własne.

W tabeli 11 zestawiono najważniejsze cechy prostego modelu prosumenta w najprostszym wariancie zastosowania, przy założeniach ekonomicznych na rok 2013, przyjmując, że wejdzie do realizacji ustawa o OZE, zaś w tabeli 12 zestawiono średnie koszty instalacji poszczególnych rodzajów OZE według

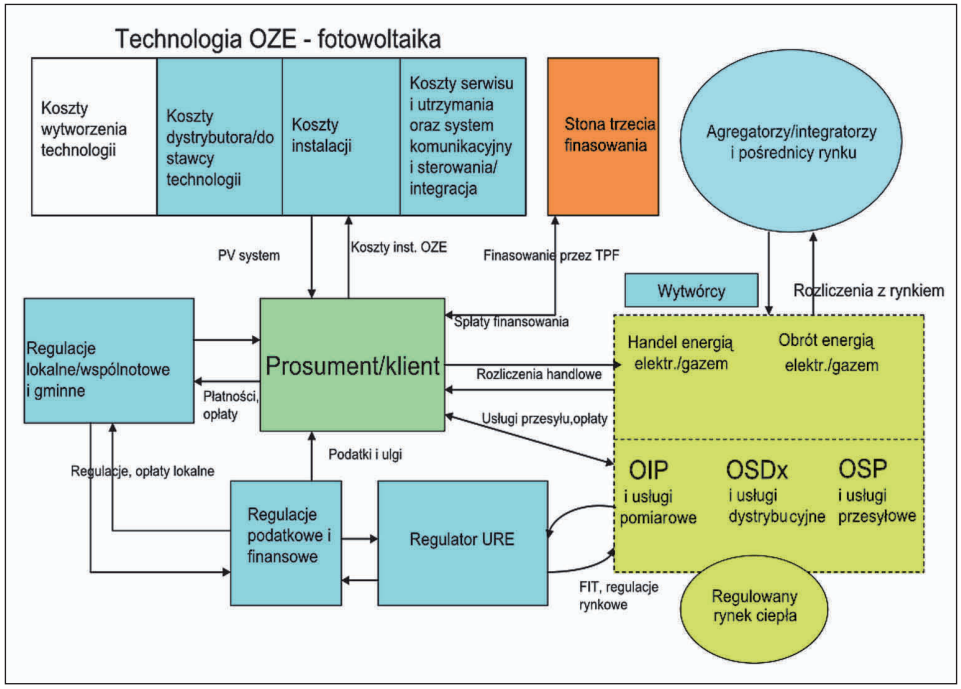
Ministerstwa Gospodarki, zawarte w projekcie ustawy o OZE. Należy pamiętać, że chociaż najbardziej zaawansowane przemiany dotyczą rynku energii elektrycznej, to w długofalowym podejściu, wszystkie media (w tym zielone ciepło, gaz, biomasa itp.) obejmuje ten sam rodzaj tzw. „usługowości" względem klienta. Rynek konsumencki zakłada bliskość usług w stosunku do odbiorcy i ich integralność.

Tabela 12. Koszty instalacji OZE opracowane przez Ministerstwo Gospodarki

Małe instalacje wiatrowe do 50 kW	W 2012 r. przyjęto koszt zainstalowania 1 MW równy 8 mln zł., założono coroczny spadek kosztów: 3%
Fotowoltaika do 70 kW	W 2012 r. przyjęto koszt zainstalowania 1 MW równy 9 mln zł., założono coroczny spadek kosztów: 5%
Fotowoltaika powyżej 70 kW	W 2012 r. przyjęto koszt zainstalowania 1 MW równy 7,5 mln zł., założono coroczny spadek kosztów: 5 %
Kolektory słoneczne	W 2012 r. przyjęto koszt zainstalowania 1 m^2 równy 2600 zł., (wg cen z 2010 r.) W latach 2015-20 będzie to ok. 1800 zł. za 1 m^2
Pompy ciepła	W 2012 r. przyjęto koszt zainstalowania 1 MW równy 4 mln zł., założono coroczny spadek kosztów: 2% Jest znaczna różnica w cenach producentów pomp na rynku
Geotermia	W 2012 r. przyjęto koszt zainstalowania 1 MW równy 6,8 mln zł., założono coroczny spadek kosztów: 2% W zależności od lokalnych warunków mogą występować znaczne różnice w koszcie instalacji
Instalacje wiatrowe *off-shore*	W 2012 r. przyjęto koszt zainstalowania 1 MW równy 13,5 mln zł., założono coroczny spadek kosztów: 1%
Instalacje wiatrowe *on-shore*	W 2012 r. przyjęto koszt zainstalowania 1 MW równy 6,2 mln zł., założono coroczny spadek kosztów: 3 %
Energetyka wodna do 10 MW	W 2012 r. przyjęto koszt zainstalowania 1 MW równy 16 mln zł., założono coroczny spadek kosztów: 1%
Energetyka wodna powyżej 10 MW	W 2012 r. przyjęto koszt zainstalowania 1 MW równy 35 mln zł., założono coroczny spadek kosztów: 1%
Biogazownie	W 2012 r. przyjęto koszt zainstalowania 1 MW równy 16 mln zł., założono coroczny spadek kosztów: 1% W zależności od lokalnych warunków, mogą występować znaczące różnice w kosztach
Biomasa	W 2012 r. przyjęto koszt zainstalowania 1 MW równy 14 mln zł., założono coroczny spadek kosztów: 1%
Małe i mikro CHP w kogeneracji z gazem do 50 MW	Nie uwzględniono
Dla porównania: elektrownia na węgiel kamienny (wg Ernst&Young)	W 2012 r. przyjęto koszt zainstalowania 1 MW równy 6,6 mln zł
Elektrownia gazowa (wg Ernst&Young)	W 2012 r. przyjęto koszt zainstalowania 1 MW równy 3,9 mln zł

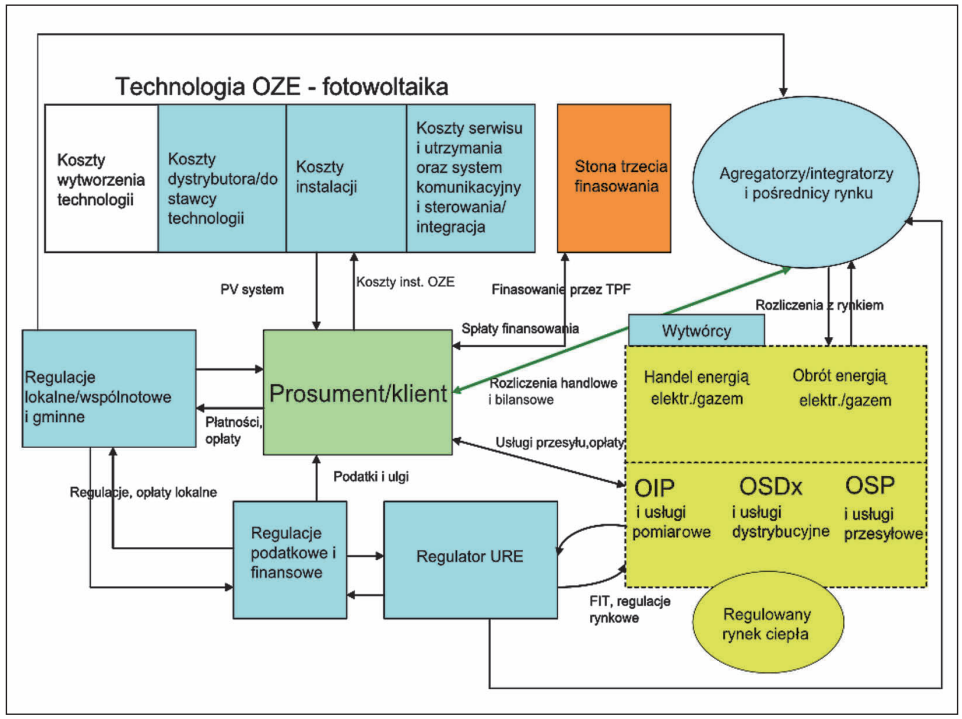
Źródło: opracowanie według projektu ustawy o OZE. Na podstawie informacji ze strony MG.

Na rys. 13 i 14 przedstawiono przepływy w łańcuchu wartości na zintegrowanym rynku energii, akcentując przypadek dla wejścia technologii PV w modelu biznesowym prostym prosumenta/klienta.



Rysunek 13. Przepływ wartości w modelu prosumenta/klienta dla wprowadzenia technologii PV
Źródło: opracowanie własne. por. podobne [NREL 2008]

Podsumowanie. Omówiony wyżej model prosty prosumenta/klienta, jest modelem niewymagającym posiadania statusu wytwórcy, który łatwo można wdrożyć zarówno przez prywatnego właściciela, jak i – po dodatkowych modyfikacjach – przez instytucje przestrzeni publicznej, szpitale, banki, jak i przedsiębiorstwa przemysłowe, dysponujące nie tylko dachami, ale własnymi terenami dla budowy minifarm solarnych (w przypadku małych i średnich wielkości wytwórców – wymagana koncesja). Status wytwórcy (w przypadku tzw. małych instalacji powyżej łącznej mocy elektrycznej, wynoszącej 200 kW i instalacje ciepła lub chłodu o mocy powyżej 300 kW) wymaga rejestracji działalności gospodarczej i uzyskania koncesji oraz przejścia nieprzetartych szlaków w zakresie prawa budowlanego i możliwości modernizacji infrastruktury i instalacji elektrycznych istniejących, a obecnie potrzebnych dla inwestycji OZE (wymagane pozwolenie na budowę, uzyskanie przyłącza do sieci na zasadach ogólnych itp.).



Rysunek 14. Przepływ wartości w modelu prosumenta/klienta dla wprowadzenia technologii PV z uwzględnieniem bezpośrednio agregatora rynku
Źródło: opracowanie własne

Model wsparcia za pomocą gwarantowanej ceny z taryfy FIT nie jest doskonały (nie uwzględnia i nie wspiera np. hybrydowych instalacji łączonych). Na rynku brakuje możliwości sprzedaży energii z OZE na giełdzie (i/lub RDB – rynku dnia bieżącego), poprzez agregacje JGs (jednostki grafikowe) w VPPs oraz efektywnego systemu lokalnych magazynów energii, czy też instalacji łączonych (np. hybrydowych: PV wspomagane akumulatorem przydomowym i ewentualnie z mikrowiatrakiem), które mogą zrewolucjonizować w przyszłości[16] system generacji z OZE. Konieczne jest także uwolnienie cen dla użytkowników taryfy G.

Poza tym istnieją braki legislacyjne w tak szerokim zastosowaniu omawianego modelu. Na przykład problemem jest czy urząd miasta jako instytucja publiczna może być właścicielem instalacji fotowoltaicznej na dachu własnego budynku i sprzedawać uzyskaną energię do sieci jako wytwórca, czy raczej musi ją wykorzystać na potrzeby własne. Czyli na jakiej zasadzie może współpracować z systemem.

[16] Obecnie, są to dość kosztowne układy i ich efektywność ekonomiczna może budzić wątpliwości.

Obecna sieć dystrybucyjna nie jest przygotowana na nagły/lawinowy wzrost odbiorów z rozproszonych źródeł OZE (niestabilność tych źródeł nie daje gwarancji stabilności sieci). Niezbędne są inwestycje w rozbudowę przyłączy i modernizację samej sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, jak i w technologię magazynowania oraz przemyślany system bodźców finansowych, np. dla instalacji hybrydowych.

Pozostałe media, z racji silnie lokalnego związania z odbiorem,muszą przejść rewolucję legislacyjno-organizacyjno-informatyczną, dla zbudowania pozycji *user friendly* i pracy w trybie rzeczywistym (*on-line*), w sposób zintegrowany z rynkiem energii elektrycznej.

Niezbędny jest rozwój wiedzy i edukacja przyszłego inwestora i właściciela, dla wypracowania klarownych zasad (od istotnych elementów prawnych do finansowych i organizacyjnych), poprzez przygotowanie portali wiedzy, typu – najlepsze praktyki na inteligentnym rynku energii: jak zoptymalizować swoje media oraz jak inwestować w OZE.

Obecnie liczne platformy informacyjne – w sposób rozproszony i fragmentaryczny dostarczają często niespójne i nieaktualne dane, a fora internetowe pełne są pytań jak zacząć, co wybrać, czy aby na pewno to jest opłacalna technologia itp.

Należy też pamiętać, że zintegrowany rynek mediów energetycznych wymaga rozwoju zaawansowanych aplikacji i programów rozliczeniowych, integralnych względem obszarów jakie wchodzą w zakres integracji. (interoperatywność jest cechą niezbędną).

Poniżej przedstawiono ocenę omawianego modelu, z wykorzystaniem analizy strategicznej SWOT (opracowanie własne):

S – mocne strony
- Klient, może być w dużej mierze niezależny a jego pozycja rynkowa ulega wzmocnieniu na konkurencyjnym, zintegrowanym rynku mediów.
- Korzysta on z podgrzania wody, ciepła i energii elektrycznej, w dużej mierze z własnych źródeł.
- Dodatkowo zarabia na sprzedaży nadwyżek do sieci. Inwestycja w fotowoltaikę jest dofinansowana z funduszy państwowych, a jej zwrot następuje po średnio około 6–7 latach (instalacje 4–6 kW) i jest gwarantowany poprzez taryfę FIT.
- Spełnia postulaty efektywności energetycznej i ekologiczne – jeśli dodatkowo zainwestował w dom pasywny lub zero plus oraz posiada instalacje inteligentnego zarządzania swoim zapotrzebowaniem.
- Staje się aktywnym prosumentem na zintegrowanym rynku energii.
- Model inwestycyjny – stosunkowo prosty, a regulacje sprzyjające rozwojowi dla rozproszonej, małej generacji obecnie – niemal zapewniają zyski.

- Inwestycje w mikroinstalacje są rzędu tysięcy złotych, nie wymagają systemu finansowania typu Project Finance – jak to ma miejsce przy inwestycjach w bloki jądrowe czy nawet duże rozwiązania gazowe.

W – słabe strony

- Brak zaufania konsumentów do zielonej energii, np. brak wiary w sukces fotowoltaiki w Polsce, gdzie czas nasłonecznienia jest stosunkowo krótki.
- Zachęty rynkowe są mało spopularyzowane, brak wiedzy u prosumenta, czy działać będzie system OIP i inne.
- Trudności w zmianie zachowań i przyzwyczajeń co do profilu zużycia dziennego mediów.
- Prosument w dużej mierze sam sobie zapewnia bezpieczeństwo energetyczne i odpowiada za ryzyko związane z awariami. Oczywiście w każdej chwili może korzystać np. z energii elektrycznej z sieci – ale jest to droższa energia niż obecnie i jej cena jest dynamicznie zmienna w czasie doby jak i w poszczególnych miesiącach.
- Koszty technologii bardzo różnorodne (od instalacji – do systemów integracji z np. systemem inteligentnego domu i układów pomiarowych HAN i SM) i wysokie. Prosument jest obciążony inwestycją której zwrot nastąpi średnio w okresie do 10–15 lat.

O – szanse

- Odpowiednie regulacje krajowe [Orzech 2011] i unijne, ale także szybki postęp w zakresie produkcji coraz to lepszych i tańszych instalacji OZE.
- Rozwój mikrosieci i dużej podaży zielonej energii (przykładem jest szybki rozwój produkcji z PV w Niemczech). Zwiększenie OZE do poziomów pożądanych na globalnym rynku. Uwolnienie rynku w segmencie konsumenta, energetyka prosumencka.
- Potrzeba zrównoważonego, jednoczesnego rozwoju obszarów rynku takich jak: system PHEV, magazynowania energii, zarządzania i bilansowania mikrosieci, powstawania dynamicznych VPPs itp.
- Spełnienie postulatów dyrektyw 3 x 20.
- Rozwój zrównoważonego i zintegrowanego rynku energii w Polsce, efektywnego ekonomicznie.
- Rozwój rynku nowych technologii oraz społeczeństwa informacyjnego.
- Rozwój rynku pracy.

T – zagrożenia

- Kryzys w Europie stąd większe ryzyka inwestycyjne, ale i szansa na skok rozwojowy.
- Obecne zachęty dla OZE wciąż mało skuteczne. Istnieje – podobnie jak dla instalacji wiatraków – duże ryzyko niepowodzenia, czy też bankructwa biznesowego małych inwestycji w OZE na obecnym etapie rozwoju niedojrzałego, nowego rynku.
- Niewłaściwe regulacje prawne czy też „przeregulowanie" rynku.
- Niestabilność regulacji, w tym co najważniejsze cen certyfikatów zielonej energii, bo od nich są uwarunkowane zyski z PV (dotyczy to większych instalacji).
- Niepewności, co do rozwiązań prawnych, czy uzyska się przyłącze jeśli instalacja przekroczy znacznie dotychczasową moc przyłączeniową gospodarstwa domowego. Czy OSD odbierze każdą ilość energii itp.
- Brak sprawdzonych i wdrożonych technologii magazynowania energii, co usprawniłoby pracę niestabilnej instalacji PV.
- Wciąż nie działają programy DSM i nie ma uwolnionych cen energii na rynku taryfy G, a to powiększa ryzyko inwestycyjne.
- Mało popularne metody finansowania jak i działanie przedsiębiorstw typu ESCO – dla wspierania działań prosumenckich na rynku.
- SM i informatyzacja rynku mediów w Polsce wciąż w początkowej fazie rozwoju i wdrażania przede wszystkim w kwestii regulacji prawnych i budowy systemu opomiarowania dla prosumenta.
- Brak wsparcia rozwoju modeli prosumenckich ze strony wielkich wytwórców (konkurencja).

Z analizy SWOT wynika, że wskazana jest umiarkowana ostrożność, co do wyboru konkretnego rozwiązania technologii PV, natomiast przy obecnych regulacjach dla DG (*Dispersed mikro Generation*) dzięki taryfom FIT (jeśli będzie obowiązywać nowa ustawa) będzie niemal zagwarantowany, potencjalny dochód dla podjętych inwestycji w proste modele biznesowe dla instalacji PV w Polsce.

5.3.3. Model biznesowy przedsiębiorstwa typu ESCO

Miejsce przedsiębiorstwa ESCO najlepiej można wyjaśnić wskazując na jego podstawową cechę:

ESCO może być pośrednikiem/dostawcą energii i innych mediów na drodze od wytwórcy i dostawcy systemowego do użytkownika lub też specjalnym

dostawcą usług, w tym usługi efektywności energetycznej dla użytkownika oraz usług pośrednictwa w finansowaniu.

Przedsiębiorstwa ESCO realizują kompleksowe usługi w zakresie efektywności energetycznej lub też proste usługi dostarczania zintegrowanego produktu, jakim są media energetyczne. W tym znaczeniu modele biznesowe, jakie opisują działanie tych przedsiębiorstw to modele typu *service* czyli modele usług. Produktem może być: zestaw usług technologicznych i oszczędnościowych: *service as a service* lub usługa dostarczenie towaru *energy as a service*, lub jedno i drugie [por. z IEA RETD 2012].

Usługa może dotyczyć zarówno doradztwa i działań na rzecz zmniejszenia zużycia i zapotrzebowania na energię elektryczną (*Energy Management Controls*), zmiany profilu zachowań użytkownika, rozwiązania efektywnego oświetlenia, wentylacji, ogrzewania, klimatyzacji (HAVAC – *heating, ventilation, air conditioning*). Także na podstawie kontraktów wykonawczych mogą to być usługi wykonawcze, gwarancyjne, serwisowe i konserwatorskie dla instalacji, dywersyfikacja źródeł OZE i wszelkie usługi, których gwarancją ceny jest fakt, że koszty usług mieszczą się w tzw. osiągniętych korzyściach z uzyskanej efektywności. Uzyskana efektywność mierzona jest w NWh[17] czyli w tzw. zaoszczędzonych jednostkach nie zużytej energii elektrycznej [Dyrektywa UE, dotycząca efektywności energetycznej: D9] i w efektach środowiskowych (zmniejszenie zanieczyszczenia środowiska).

ESCO może łączyć[18] w swojej działalności tzw. finansowanie strony trzeciej (system TPF – *Third Party Financing*), czyli może być pośrednikiem w uzyskaniu dofinansowań na inwestycje w instalacje OZE, jak i być stroną w refinansowaniu i spłatach uzyskanych kredytów, leasingu czy dopłat zwrotnych, lub samym finansującym.

Wtedy całe koszty i ryzyko wdrożenia energooszczędnych przedsięwzięć ponosi firma ESCO, która w trakcie trwania kontraktu, uczestniczy w podziale korzyści z tych inwestycji lub modernizacji. Właściciel/inwestor spłaca koszt inwestycji czy modernizacji z uzyskanych oszczędności z działań inwestycyjnych i modernizacyjnych podjętych poprzez projekt ESCO.

Przedsiębiorstwo ESCO podejmuje się kontraktu, gdy ma gwarancję uzyskania założonego zwrotu środków, zaangażowanych w realizację całego projektu. Czyli gdy zarabia na swojej działalności. Zatem, przed rozpoczęciem kontraktu konieczny jest audyt techniczno – ekonomiczny przedsięwzięcia i wykazanie efektów ekonomicznych i ekologicznych.

Przedsiębiorstwa typu ESCO mogą oferować oprócz uzyskania założonej efektywności ekonomicznej, następujące usługi dodatkowe (*all inclusive*):

- doradztwo techniczne i szkolenie,

[17] Termin wprowadzony w 1989 r. przez fizyka Amory'ego Lovinsa.

[18] Również może być tak, że to klient bezpośrednio bierze na siebie ciężar inwestycyjny i pozyskanie funduszów niezależnie od firmy typu ESCO.

- definiowanie warunków kontraktu,
- pełne analizy energetyczne,
- zarządzanie całym projektem inwestycyjnym i jego finansowanie,
- gwarancje wykonania, konserwacja w czasie użytkowania,
- monitoring i eksploatacja uzyskiwanych wyników, przy założonym poziomie oszczędności,
- zarządzanie ryzykiem technologicznym, finansowym i oszczędnościowym.

Najczęściej przedsiębiorstwa typu ESCO realizują bardzo pożądane w Polsce, modernizacje systemów cieplnych[19] i chłodzenia, gospodarki odpadami i ściekami oraz podgrzewanie wody. Coraz więcej realizują inwestycji w urządzenia energetyczne i instalacje OZE, takie jak: pompy ciepła, piece na biomasę mikro CHP (z gazem/silnikami tłokowymi) i małej skali sieci cieplne oraz rozwiązania solarne i termalne.

Często też zajmują się kompleksową instalacją zarówno rozwiązań inteligentnego domu, jak i instalacji OZE (HSCO – *home service energy company*), w tym szczególnie rozwiązań dla dostarczania ciepła i chłodu.

W przypadku tylko dostarczania produktu, czyli zintegrowanych mediów, realizują funkcje, takie jak:

- doradztwo techniczne i szkolenie (gdy trzeba wdrożyć modernizację);
- definiowanie kontraktu i pośrednictwo finansowe;
- analizy modernizacyjne urządzeń do produkcji ciepłej wody i ogrzewania;
- zarządzanie projektem inwestycyjnym i/lub jego finansowanie;
- gwarancje wykonania, konserwacja w trakcie umowy;
- eksploatacja i rozliczenia;
- zarządzanie ryzykiem technologicznym i finansowym.

Przedsiębiorstwo ESCO bierze na siebie ryzyka:

- technologiczne i techniczne (wyboru energooszczędnych przedsięwzięć i uzyskanych w praktyce oszczędności, instalacji odpowiednich urządzeń i aparatury);
- ekonomiczne i finansowe (zdolność klienta do płatności, uzyskanie marży zysku);
- eksploatacyjne (trwałość i niezawodność urządzeń, właściwy i bezawaryjny poziom obsługi, szkody wyrządzone klientowi i innym z tytułu przerwy w zasilaniu itp.).

W Polsce funkcjonują liczne przedsiębiorstwa typu ESCO i jako pierwsze postawały dla realizacji podejścia modelu: *service*.

---

[19] Polsce grożą wysokie kary nałożone przez Komisję Europejską za wysokie zanieczyszczenie środowiska (dyrektywa 2008/50/WE). Jest to kwestia naruszenia przepisów, określających unijną normę dotyczącą zanieczyszczenia powietrza niebezpiecznym pyłem zawieszonym, oznaczonym nazwą PM10. Przekroczenie dopuszczalnych wartości dotyczy 83 milionów ludzi w 132 różnych strefach w Europie, w których dokonuje się oceny jakości powietrza.

Odkąd istnieje możliwość otrzymania białych certyfikatów (ustawa o efektywności energetycznej – tekst ujednolicony z dn. 02.2013 r.) za uzyskanie określonych, efektywności energetycznych, przedsiębiorstwa typu ESCO są zainteresowane również uzyskaniem znacznych korzyści finansowych z obrotu białymi certyfikatami na TGE.

Przedsiębiorstwo typu ESCO stosuje nowe modele uzyskania zwrotu wartości z inwestycji w OZE, a są to:

1. Model pokrycia kosztów działalności w dotychczasowych kosztach działania, poprzez uzyskanie efektywności energetycznej na modernizacji (gwarancja ceny dotychczasowej).

2. Model dodatkowych opłat za oferowane dodatkowe usługi modernizacyjno –integracyjne (cena typu: szerokie usługi: *all inclusive*).

3. Model finansowania tzw. stroną trzecią – opcjonalnie – wsparcie finansowania uzyskanego na zewnątrz i podjęcie ryzyka finansowego za swojego klienta, co do realizacji spłat zadłużenia.

ESCO dedykuje swoje usługi, głównie dla dużych odbiorców publicznych, urzędów, szpitali, banków, przedsiębiorstw, hoteli, szkół. Możliwe jest też wsparcie osiedli i regionów mieszkalnych jak i indywidualnego odbiorcy, w tym prosumenta. W Europie istnieje oszacowany wskaźnik wielkości finansowej, wyrażonej w euro, przy jakim podjęcie projektu jest uzasadnione. Wstępnie projekt uznaje się za opłacalny, jeśli wartość minimalnego, rocznego zapotrzebowania na energię wynosi 20 tys. euro i są to instalacje powyżej 100 kW mocy – w przypadku modelu *energy as a service* i odpowiednio 100 tys. euro w przypadku *service as a service* [dane z: IEA RETD 2012]. Stroną mogą być również banki i instytucje finansujące, jako uczestnicy zewnętrzni modelu finansowania.

W modelu dostarczania produktu – jakim są media energetyczne, istotą tego modelu jest usługa pośrednictwa w zintegrowanym dostarczaniu mediów, przy przeniesieniu ryzyka technologicznego (wybór technologii), technicznego, serwisowego i eksploatacyjnego na przedsiębiorstwo typu ESCO. Czyli klient kupuje usługę posiadania mediów, a niekoniecznie technologię ich dostarczenia. Zatem np. urządzenia mogą należeć (własność) do ESCO, być wydzierżawione lub w innej formie udostępnione, z gwarancją stabilności i niezawodności usług oraz ustalonej stałej ceny – na jaką się strony umawiają. Rys. 15 prezentuje proporcje i schematy udziału kosztów w omawianych modelach zwrotu wartości.

W modelu produktu opłaty dla ESCO pokrywają:

- właściwą, realną cenę energii/medium, która jest mniejsza niż ponoszona do tej pory, z racji zastosowanej modernizacji i ekonomiczności energetycznej.
- cenę za usługę dostarczenia oraz zainstalowania, utrzymania i działania urządzeń i instalacji PV, oraz zysk dla ESCO;

• cenę za technologię. W zależności od sposobu uzyskania technologii może być to rata leasingu, rata kredytu bankowego itp.

W modelu usługi opłaty dla ESCO są następujące:

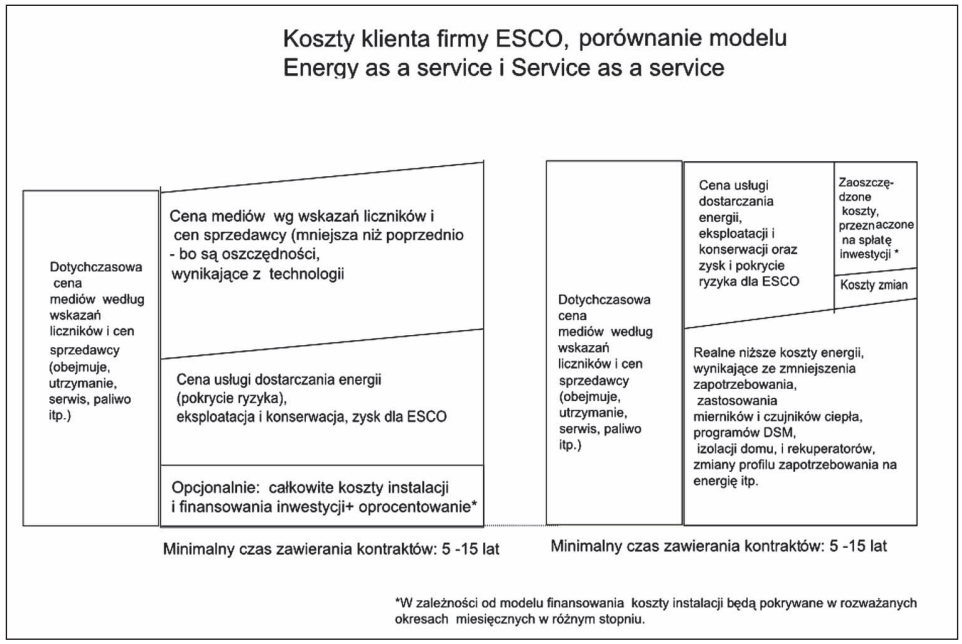
• cena za media/energię elektryczną, która jest realnie niższa niż poprzednia z racji zastosowania modernizacji, zapewniających uzyskanie efektywności energetycznej;

• cena/koszty zmian dla uzyskania efektywności energetycznej;

• cena usługi dostarczenia medium, opłaty za serwis i eksploatację oraz zysk dla ESCO;

• cena za technologię, spłata inwestycji; w zależności od sposobu uzyskania technologii może być to rata leasingu, rata kredytu bankowego itp.

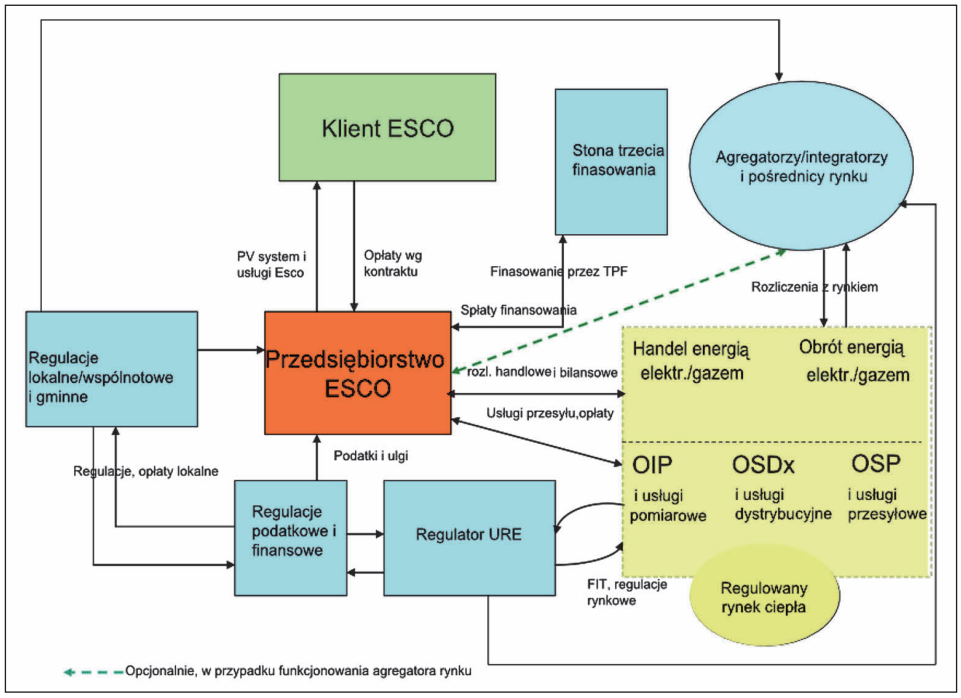
Model pierwszy płatności zachęca klienta do podjęcia kontraktu i zapewnia, że wszystkie składniki cenowe nie mogą przewyższyć ceny dotychczasowej (sprzed podjęcia kontraktu), którą użytkownik ponosił za media oraz za posiadanie dotychczasowej, nieekonomicznej technologii, np. tradycyjnej technologii ogrzewania budynku.



Rysunek 15. Proporcje i schematy udziału kosztów w omawianych modelach zwrotu wartości
Źródło: opracowanie własne, por. z [IEA RETD 2012]

Poniżej omówiono ogólne cechy modelu biznesowego przedsiębiorstwa typu ESCO (według punktów A, B, C, D wskazanych w podrozdz. 5.3.1).

A. Celem działania jest redukcja zapotrzebowania na energię oraz długofalowe oszczędności u użytkownika, modernizacja technologii i osiągnięcie zysku przez przedsiębiorstwo typu ESCO. Użytkownik decyduje się na te same płatności co przed modernizacją, aby z zaoszczędzonego marginesu płatności, spłacać instalacje i koszty technologiczne, a przy tym korzystać z efektów nowoczesnej technologii, jakimi są rozwiązania OZE oraz nowoczesne modernizacje efektywnościowe (nowy model zwrotu). Lub też użytkownik godzi się na większe koszty w przypadku dostarczania mediów energetycznych, zyskując dodatkowe usługi takie jak: serwis, eksploatacja bieżąca, pełna obsługa rozliczeniowa i odpowiedzialność za jakość mediów. Przedsiębiorstwo ESCO, na swojej działalności chce uzyskać znaczący przychód, by zapewnić sobie dalszy rozwój.



Rysunek 16. Miejsce przedsiębiorstwa ESCO na rynku zintegrowanych mediów energetycznych z uwzględnieniem relacji między uczestnikami rynku
Źródło: opracowanie własne

B. Klient ma zapewnioną pełną obsługę swoich potrzeb, poprzez kontakt z jednym operatorem mediów, a w przypadku finansowania metodą TPF również outsourcing finansowy. Ma zapewnioną stałą umowę na usługi i cenę energii, przenosząc wszystkie ryzyka na stronę przedsiębiorstwa ESCO. Kluczową rolę

dla integracji z siecią stanowią systemy ICT, zapewnione i udostępnione przez dostawców mediów.

C. Modele zwrotu wartości omówione zostały powyżej i są to np: model pokrycia kosztów działalności w dotychczasowej wysokości, poprzez uzyskanie łącznie wymaganego poziomu efektywności energetycznej, dla otrzymania białych certyfikatów przez przedsiębiorstwo ESCO – uzyskanie przychodów z obrotów białymi certyfikatami, model dodatkowych opłat za oferowane dodatkowe usługi modernizacyjno – integracyjne, zmniejszające bieżące opłaty za media (cena typu: usługi *all inclusive*), opcjonalnie: model finansowania stroną trzecią.

D. Całą infrastrukturę i koszty bierze na siebie strona przedsiębiorstwa ESCO.

Na rys. 16 zaprezentowano miejsce na rynku dla przedsiębiorstwa ESCO, w przepływie wartości dla wejścia technologii PV w Polsce i relacje między uczestnikami rynku.

Tabela 13 prezentuje podstawowe cechy omawianego modelu.

Tabela 13. Charakterystyka parametrów modelu biznesowego przedsiębiorstwa ESCO, dla inwestycji w technologie OZE

Elementy modelu biznesowego	Uczestnik rynku	Krótka charakterystyka
1	2	3
Finansowanie	Strona trzecia – wszelkie instytucje finansujące inwestycje w OZE i modernizację infrastruktury wewnętrznej dla mediów w obiektach, banki (np. BOŚ)	Przede wszystkim dedykowane produkty bankowe, leasing, kredyty itp. Również – jeśli przewidziano – dotacje i ulgi na inwestycje solarne, kwoty bezzwrotne – dla projektów modernizacyjnych, które zmniejszają wartość kredytu budowlanego – jeśli podjęto inwestycje w PV. Podobne wsparcie dla kolektorów solarnych itp.
Finansowanie	Białe certyfikaty	Obrót białymi certyfikatami, w przypadku uzyskania znacznych efektywności energetycznych, w projektach wdrażanych przez ESCO
Finansowanie zaawansowane (np. w przypadku budowy mikrosieci)	Fundusze prywatne, venture capital, fundacje celowe, spółki celowe, leasing, dzierżawa itp.	Finansowanie to wymaga długofalowej, stabilnej polityki podatkowej państwa, dla stosowania zwolnień i ulg wspierających, i tak np. dotyczy to kwestii uwolnionych do negocjacji handlowych cen hurtowych gazu, czy uwolnionych cen dla drobnego odbiorcy

Tabela 13. (cd.)

1	2	3
Partner technologiczny	ESCO, a poprzez niego, firmy dostarczające panele i instalacje wraz z montażem i serwisem (odpowiedzialność ESCO), dodatkowe niezbędne urządzenia i instalacje *in site*	Oferta rynkowa jest bardzo szeroka i różna co do ceny, wybór technologii samego ogniwa ma istotne znaczenie dla jego efektywności i kosztów
Partner technologiczny	OSD i/lub agregator rynku	Umowa przyłącza i moc przyłącza, instalacja liczników i opomiarowania, za które odpowiada OSD. Ewentualnie współpraca z agregatorem rynku dla bilansowania klientów ESCO (w przypadku pełnej integracji rynku energii)
W przypadku energii elektrycznej i innych mediów, zakup energii z sieci, na potrzeby własne	Wybrany sprzedawca energii elektrycznej, według zasady TPA (lub agregator – przejmujący usługi rozliczenia)	Rozliczanie i bilansowanie wg umów dla dużego biznesowego odbiorcy (ESCO), wg. cen wolnorynkowych
W szczególnych przypadkach: sprzedaż energii do sieci, jeśli przewidziano w kontrakcie np. dzierżawę dachu klienta – dla produkcji energii do sieci (model wytwórcy) System wsparcia FIT (*feed in tariff*)	Regulacja państwa. Realizuje sprzedawca z urzędu energii elektrycznej	Propozycja z Ustawy OZE: np.: instalacja o łącznej mocy elektrycznej powyżej 200 kW wspierana zielonymi certyfikatami i w zależności od mocy stosuje się przeliczniki ilości przyznanych certyfikatów. Propozycja dla fotowoltaiki: przelicznik 2,82 zł. w 2013 r. (wskaźnik zależny od momentu uruchomienia instalacji)

Źródło: opracowanie własne na podstawie propozycji ustawy o OZE, wersja z grudnia 2012 r.

Podsumowanie. Omawiane modele są bardzo popularne w Europie jako stymulatory i propagatorzy wdrażania nowych technologii.

Poniżej zebrano w analizie strategicznej SWOT ocenę omawianego modelu (opracowanie własne):

S – mocne strony
- ESCO inwestuje w OZE i dzięki posiadanym kompetencjom, fachowej wiedzy oraz większym możliwościom inwestycyjnym, zmniejsza ryzyko niepowodzenia przedsięwzięcia jak też skraca cykl inwestycyjny.
- Posiada większą zdolność kredytową i wiarygodność finansową dla instytucji wspierających finansowanie.
- Model kontraktowania mediów może być szeroką usługą typu *all inclusive*.

- Ryzyka: ekonomiczne, finansowe, technologiczne – przy poziomie kompetencji ESCO są minimalizowane.
- Użytkownik płaci za uzyskane rezultaty usługi realizowanej przez ESCO, a nie za sposoby jakimi ESCO tę usługę uzyskało (usługa uzyskania efektywności ekonomicznej).
- Ten model jest szansą dla rozwoju smart regionów i miast, ze względu na to, że tam realizowane są większe projekty inwestycyjne.
- Model ESCO jest modularny i proponuje użytkownikowi tzw. pakiet usług do wyboru.

W – słabe strony

- Inwestycje z pomocą ESCO najczęściej są większe, zatem i okres zwrotu z inwestycji. jak i kontrakt z klientem jest zwykle dłuższy niż przy małych, samodzielnych, rozproszonych inwestycjach w OZE.
- Klient wiąże się umową z ESCO na dość długi okres.
- W przedsiębiorstwie ESCO potrzebna jest wykwalifikowana interdyscyplinarna kadra i wiedza *know-how* również z zakresu logiki i analizy procesów biznesowych na rynku energii.
- Najczęściej przedsięwzięcia ESCO są kompleksowe, dotyczą wielu mediów i rozwiązań, zintegrowanych ze sobą. Przy czym nastawione są na osiągnięcie określonych wskaźników oceny uzyskanych efektów, wynikających z zawartego z klientem kontraktu – zatem niekoniecznie wykorzystują pełny potencjał możliwości budynku w zakresie efektywnościowym.
- *Outsourcing* usług i dostarczania mediów energetycznych przerzuca zainteresowanie efektywnością energetyczną na kogoś innego niż właściciel, co może prowadzić do rozbieżności interesów.
- Obecnie w Polsce brakuje rozpowszechnienia modelu ESCO, szczególnie w wersji z finansowaniem wg schematu TPF.

O – szanse

- Można stosować rozwiązania z ESCO dla mniejszych projektów – jeśli chodzi o stosowanie wsparcia metodą TPF, gdyż w ESCO może być stroną tylko finansującą, bądź pośredniczącą uzyskaniu finansowania inwestycji, a niekoniecznie obejmującą wszystkie usługi kompleksowo (np. rozliczenia bezpośrednie za zużycie mediów mogą być bezpośrednio realizowane z podmiotami rynku energii, a relacje z ESCO będą dotyczyć tylko rozliczeń finansowania inwestycji).

- Wraz z rozwojem inteligentnego rynku i wzrostem zainteresowania technologiami OZE, będzie wzrastało zainteresowanie usługami ESCO w Polsce, a obecne przedsiębiorstwa energetyczne, z racji wiedzy i dostępności do technologii będą mogły stawać się takimi ESCO dla swoich klientów.
- Istnieje potrzeba zrównoważonego, jednoczesnego rozwoju obszarów rynku, takich jak: system PHEV, magazynowanie energii, zarządzanie i bilansowanie mikrosieci, powstawanie dynamicznych VPPs itp. oraz rozszerzenie usług ESCO o kompetencje zarządzania i bilansowania lokalnego odbiorców.
- Stosowanie taryf FIT jako forma wsparcia nie tylko dla energii elektrycznej ale także dla ciepła, w tym z kogeneracji daje bodziec dla rozwoju nowego, zintegrowanego rynku mediów energetycznych.

T – zagrożenia

- Kryzys w Europie stąd większe ryzyka inwestycyjne, ale i szansa dla rozwoju.
- Duża zależność systemu wsparcia od aktualnej ceny certyfikatów na rynku energii.
- Powodzenie stosowania pośrednictwa typu ESCO na rynku mediów zależy w dużej mierze od chęci wiązania się długoterminowymi umowami ze stroną inwestycyjną, która również wprowadza nowe zasady organizacyjne, serwisowe itp. dotyczące np. rutyny dotychczasowych zachowań właścicieli budynków itp.
- Jeśli rozważać *leasing*, to instytucje finansowe w Polsce nie są skłonne do *leasingowania* technologii OZE, ze względu na małe rozpowszechnienie tej formy finansowania w OZE. Dlatego też jeśli stroną jest ESCO firmy *leasingowe* łatwiej zawierają kontrakty, ale tylko na duże inwestycje.
- W Europie istnieją progi poziomu zużycia energii, poniżej których zaangażowanie ESCO nie będzie opłacalne (jednak w każdym przypadku należy wykonać dokładne kalkulacje kosztowe i audyt energetyczny i efektywnościowy). Należy takie progi kosztowe oszacować dla warunków polskich.

Model jest bardzo pożądany w rozwiązaniach dla średnich i dużych odbiorców energii elektrycznej, którzy dysponują budynkami pod wynajem, zarządzają utrzymaniem budynków publicznych, społeczności osiedlowe – pod warunkiem jednak wykonania audytu energetycznego oraz właściwie skalkulowanego i akceptowalnego, długoterminowego harmonogramu zwrotu kosztów. Jest to model

pośrednictwa usług zarówno efektywnościowych, finansowych, jak i produktu jakim są media energetyczne. W wielu krajach Europy oraz w USA model ten jest bardzo popularny, ze względu na integrację działań skupioną niemal na jednym, kompetentnym technologicznie podmiocie – pośredniku łączącym klienta z integrowanym rynkiem energii.

5.3.4. Model biznesowy wytwórcy

To najciekawszy model z punktu widzenia obecnych potrzeb nowego rynku energii dla dużych i średnich wytwórców.

Z doświadczenia autorki wynika, że wiodące firmy energetyczne poszukują obecnie nowych, konkurencyjnych rozwiązań i pomysłów na rozwój. Tak było chociażby z poszukiwaniem jak „ zarobić" na starej technologii, by jednak spełnić obowiązek generacji z OZE i uzyskać certyfikaty.

Technologia współspalania biomasy, w procesie spalania węgla w tradycyjnych kotłach i elektrowniach węglowych, wypaczyła ideę energii z OZE i jest dowodem na to jak ostrożnie regulator rynku powinien projektować bodźce rynkowe.

Obecnie, regulacje prawne w kierunku uruchomienia bodźców ekonomicznych dotyczących fotowoltaiki – mają za zadanie uruchomić rynek prosumenta. Zachęty te również są źródłem rozważań wielu decydentów i wytwórców dla wielkoskalowej produkcji energii – czy inwestować również w fotowoltaikę w najbliższych latach.

Do roku 2012 trwał boom na farmy wiatrowe i instalacje *on shore* oraz nie– rekomendowane obecnie – współspalanie. Obecny potencjał OZE łącznie na rok 2012 to 14 TWh (W 2020 r. powinno być 26 TWh), w tym największy udział obecnie mają farmy wiatrowe, elektrownie wodne i biogazownie (łącznie około 6 TWh). Współspalanie jako technologia zastępcza powinna być wygaszana i niewzmacniana certyfikatami.

Zakładając sprawność systemu ulg i dofinansowań oraz finansowania inwestycji poprzez sprawny mechanizm certyfikacji, duże firmy będą szukały modeli wspomagających ich działalność poprzez m.in. inwestycje w PV. Instalacje PV nie staną się jednak podstawą systemowej energetyki. Dalej musi rozwijać się zrównoważony miks energetyczny. Należy zauważyć że idea SG, zakłada przede wszystkim rozwój energetyki prosumenckiej – czyli małej i rozproszonej, energetyka systemowa obecnie (przy obecnej technologii) powinna jedynie w 25% – 35% składać się z energetyki odnawialnej – ze względu na niestabilność źródeł wiatrowych i PV (duże farmy i instalacje).

Przewagą konkurencyjną dotychczasowych wytwórców systemowych jest ich wiedza techniczna oraz kompetencje techniczne, co do parametrów technicznych inwestycji, procesu instalacji itp., które skłonni są rozpocząć w fotowoltaice.

Stąd dla dotychczasowych wytwórców tworzy się możliwość kreowania przede wszystkim dodatkowego obszaru wszelkich nowych usług, w tym rozszerzania oferty usług systemowych dla stabilności sieci ze źródłami OZE.

Poniżej omówiono ogólne cechy modelu biznesowego wytwórcy (według punktów A, B, C, D wskazanych w podrozdz. 5.3.1).

A. Celem jest uzyskanie zysku z inwestycji w technologie OZE, zakładając że technologie te, zapewnią sobie swoje refinansowanie oraz pozwolą uzyskać dodatkowe fundusze na dalsze inwestycje i dywidendę dla interesariuszy. Zostanie również spełniony obowiązek produkcji z OZE w założonym przez regulatora procencie. Umocni się pozycja konkurencyjna przedsiębiorcy na rynku energii.

B. Klient, zarówno duży biznesowy, jak i średni, ma zapewnione media energetyczne (w przypadku wytwórców ciepła – potrzeby związane z ciepłem i ogrzaniem wody), ma pełną możliwość korzystania z programów cenowych (warunkiem – uwolnione ceny) wyboru sprzedawcy i dostawcy oraz poprzez rozwiązania ICT ma zapewnioną kompleksową obsługę swoich potrzeb, poprzez kontakt przez portal kliencki bezpośrednio i pośrednio (agregator rynku). Aktywnie obserwuje i reaguje na swoje zużycie i bieżące ceny energii. Kluczową rolę dla integracji z siecią stanowią zatem systemy ICT udostępnione przez dostawców mediów. W przypadku inwestycji wytwórczych, klientem bezpośrednim dla wytwórcy jest OSP i/lub OSD oraz przedsiębiorstwa handlowe i agregatorzy – zatem potrzeby w tym obszarze to zmodernizowane i właściwie utrzymane sieci przesyłowe i dystrybucyjne oraz systemy zarządzania i technologie ICT dla systemowego rynku energii.

C. Modele zwrotu wartości dla wytwórcy energii, to te same modele, które może zastosować prosument czy przedsiębiorstwo typu ESCO. Różnice dotyczą jednak skali (mocy), w tym skali finansowania i wkładu kapitału własnego, możliwości uzyskania dofinansowań z programów dedykowanych na rozwój PV, obrotu zielonymi certyfikatami (w tym białymi) oraz pomysłów na sposób realizacji inwestycji [Janowski 2011].

D. Całą, niezbędną infrastrukturę bierze na siebie wytwórca, przy czym dotyczy to również inwestowania w technologię ICT oraz SM, AMI i narzędzia zarządzania, bilansowania, lub budowę VPP (w przypadku energii elektrycznej). Niezbędna wydaje się też infrastruktura dla magazynowania energii z PV i farm wiatraków wielkiej skali. Wytwórca energii nie jest wytwórcą technologii, ale powinien mieć dobry kontakt z wytwórcami i z dostawcami technologii. co stanowi podstawę łatwego dostępu do technologii.

Poniżej zestawiono możliwe sposoby realizacji modelu zwrotu dla instalacji PV w Polsce, dla wytwórców istniejących już na rynku jako wytwórcy dotychczasowi[20]:

[20] Mogą powstawać również nowi wytwórcy i stosować omawiane modele zwrotu. Jednak nowi wytwórcy muszą oczywiście przejść dodatkową ścieżkę pozyskania koncesji i uzyskania statusu wytwórcy na zasadach ogólnych.

1. Przyjęcie funkcji strony trzeciej (firmy ESCO) i dochody uzyskiwane z:

• pośrednictwa technologicznego, lub też częściowego, związanego z realizacją projektu PV, z serwisem instalacji PV i konserwacją;

• finansowania inwestycji klienta jako strona trzecia, propozycja leasingu itp.;

• przeprowadzania audytu energetycznego i analiz wykonawczych;

• dostawcy technologii lub pośrednictwa, a opłaty za modernizacje OZE wbudowane są w bieżące rachunki;

• pełnienia funkcji agregatora rozliczeniowego dla mediów;

• przyjęcie pełnej roli usług ESCO dla gmin, miast i dużych skupisk mieszkalnych, oferując usługi około technologiczne i preferencyjne (np. użytkowanie samochodów elektrycznych).

2. Przyjęcie roli agregatora rynku i świadczenie usług agregacji (model agregatora rynku omówiony w punkcie 5.3.5):

• agregacja małych, lokalnych instalacji dla zarządzania lokalną wirtualną VPP i jej bilansowaniem, tworzenie rynku usług dodatkowych dla systemu;

• świadczenie usług bilansowania i optymalizacji dla obszaru, rejonu, lub sąsiedztwa z wykorzystaniem magazynów energii, w tym EVs.

3. Modele mieszane np.:

• budowanie własnych farm PV na wyleasingowanych dachach zarówno małych/prywatnych jak i halach produkcyjnych czy budynków przemysłowych. Kosztem jest spłata leasingu, zyskiem zaś uzyskana powierzchnia dachów na instalacje PV i własne instalacje w miastach i regionach o ścisłej zabudowie. (Podobnie jeśli chodzi o pozyskiwanie dzierżawy gruntów lub skupowanie tanich gruntów i nieużytków);

• współfinansowanie i współwłasność w dużych instalacjach budowanych, wspólnie z innymi udziałowcami (np. z gminami, które posiadają niekonfliktowe tereny dla budowy farm, i z przemysłem wspierajac przemysłową generację rozproszoną, rozwijając również technologie kogeneracyjne);

• budowanie dużych farm PV, dla późniejszego wyleasingowania ich klientom końcowym by ostatecznie panele PV stały się ich własnością (np. dla zabezpieczeń emerytalnych) – w ten sposób nastąpi dość szybki zwrot inwestycji, którą w rezultacie końcowym wytwórca zarządza i usługowo prowadzi oraz odpowiada za serwis. Klient uzyskuje energię elektryczną z OZE i dodatkowo zarabia na sprzedaży jej do sieci.

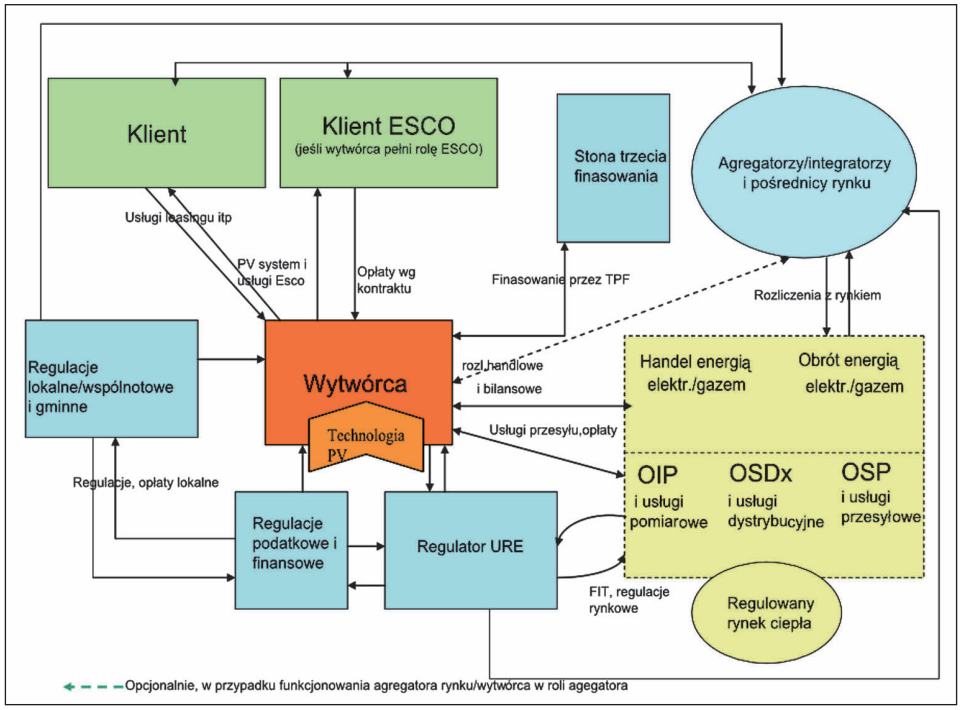
• instalacje na dachach własnych budynków biurowych i terenach dla swoich potrzeb;

• połączenie leasingowania instalacji PV, dla większych, przemysłowych lub publicznych odbiorców z usługami udostępniania magazynowania energii w sieci (energia wirująca) oraz przez wejście na rynek samochodów elektrycznych – usługi udostępniania (wypożyczanie lub leasingowanie) samochodów elektrycznych/rowerów elektrycznych dla gmin i instytucji wraz z ustalonymi

usługami/programami ich włączania w sieć (harmonogramy ładowania i oddawania energii do sieci). Byłby to tzw. model wytwórcy zintegrowany z siecią;

- rozwój specjalizacji, w kierunku dodatkowych usług systemowych i usług rozliczeniowych proklienckich, jak również związanych z rozwojem i zarządzaniem VPP dla bilansowania lokalnego, usług magazynowania, usług stabilizowania lokalnych źródeł niestabilnych, czy rozwijania modeli integracji nośników innych mediów niż energia elektryczna.

Należy zauważyć, że pomysł na model zwrotu i wartość dodaną zależy często od umiejętności obserwacji otoczenia i znajomości potrzeb rynku. Integralność nowego rynku mediów wymaga, by myśleć o usługach również w wymiarze globalnym i łączyć działalności związane z usługami pośrednictwa dla innych mediów, takich jak gaz i ciepło. Stąd np. współdziałanie przedsiębiorstw różnych mediów, w danym rejonie i współfinansowanie inicjatyw dotyczących oferowania nowych usług (budowanie zintegrowanych modeli biznesowych) jest bardzo atrakcyjne (np. przyjęcie funkcji ESCO również w kwestii usług wykonawczych i montażu kolektorów solarnych czy pomp ciepła, rozwiązań kogeneracyjnych (patrz np. model CHP energetyki gazowej, omawiany w rozdz. 3) itp.).



Rysunek 17. Miejsce wytwórcy na rynku zintegrowanych mediów energetycznych
Uwzględnia relację między uczestnikami rynku i nowymi usługami bezpośrednio związanymi z klientem końcowym.
Źródło: opracowanie własne

Rysunek 17 przedstawia w uproszczeniu przepływ możliwych wartości i relacje dla omawianego modelu, dla wejścia technologii PV w Polsce na nowy rynek mediów.

Tabela 14 prezentuje cechy omawianego modelu.

Tabela 14. Charakterystyka parametrów modelu biznesowego wytwórcy dla inwestycji w technologie PV

Elementy modelu biznesowego	Uczestnik rynku	Krótka charakterystyka
1	2	3
Finansowanie	Programy i projekty dofinansowań dla wytwórców z NFOS i GW oraz programów regionalnych i programy MG Banki (BOŚ) i kredyty celowe oraz inwestycyjne	Kredyty strukturalne, dotacje i ulgi kredytowe, zwolnienia, dofinansowania bezzwrotne W większości wymagany wkład własny 25% Ulgi podatkowe dla akcyzy (brak akcyzy dla instalacji do 5 MW)
Finansowanie	Kolorowe certyfikaty i System EU ETS (*Emission Trade System*)	Obrót certyfikatami na rynku praw majątkowych oraz nadwyżkami jednostek emisji CO^2
Finansowanie zaawansowane (np. w przypadku budowy mikrosieci i większych instalacji)	Fundusze własne, *venture capital*, fundacje celowe, spółki celowe, leasing, dzierżawa itp., projekty współdzielone finansowaniem z innymi podmiotami rynku (dostawcy gazu, ciepła)	Finansowanie to wymaga długofalowej, stabilnej polityki podatkowej państwa, dla stosowania zwolnień i ulg wspierających – i tak np. dotyczy to kwestii uwolnionych do negocjacji handlowych cen hurtowych, gazu, czy uwolnionych cen dla drobnego odbiorcy
Partnerzy	Banki i instytucje finansujące, OSD i OSP (dodatkowe usługi systemowe) Agregatorzy rynku (opcjonalnie) Klienci usług i energii elektrycznej Inne przedsiębiorstwa zintegrowanego rynku energii	Relacje finansowe i związane z organizacją rynku, w tym relacje handlowe i rozliczeniowe. Dodatkowe relacje bezpośrednie z klientami, dla których wytwórca pełni rolę ESCO lub wchodzi w relację leasingu czy dzierżawy lub innych usług bezpośrednich Pełnienie usług systemowych i usług dodatkowych dla *peak shaving*. Integracja działań poprzez współpracę i wspólne projekty na rynku mediów
Partner technologiczny	Firmy oferujące rozwiązania technologii OZE	Często są to firmy powiązane lub współfinansowane dla rozwoju technologii stroną wytwórcy. Umowy współpracy i wymiany wiedzy i kompetencji

tabela 14. (cd.)

1	2	3
Handel energią na giełdzie i w kontraktach dwustronnych oraz w przypadku usług ESCO – umowach bezpośrednich. Skupowanie energii z własnych instalacji OZE (jeśli rozważać spółki handlowe w grupach kapitałowych)	OSP, OSDs oraz agregatorzy rynku Sprzedaż/kupno własnej energii z farmy PV i obrót na rynku energii Opcjonalnie: sprzedaż bezpośrednia do klienta	Prowadzenie działalności podstawowej i rozszerzonej o zakres wprowadzonych nowych usług Rozliczenia z agregatoram – jeśli pełnią rolę pośrednika w usługach

Źródło: opracowanie własne na podstawie projektu ustawy o OZE, wersja z grudnia 2012 r.

Rachunek inwestycyjny (według miar rentowności: NPV, IRR) wykazuje jednak, że przy propozycji nowej ustawy o OZE, największą i gwarantowaną stopę zwrotu, mają mikroinstalacje wspierane poprzez gwarantowane taryfy FIT do 2035 r. (propozycja ustawy o OZE po zmianach). Model ekonomiczny dla mikroinstalacji, przygotowany przez Ministerstwo Gospodarki, zakłada wewnętrzną stopę zwrotu kapitału własnego IRR na poziomie 12% – przy 15-letnim kredycie w wysokości 70% kosztów inwestycji i średnim oprocentowaniu kredytu na poziomie 8% (materiały wewnętrzne Ministerstwa Gospodarki z 2012 r.). Zyski z instalacji, zdefiniowane w treści ustawy jako tzw. instalacje małe i dużych rozmiarów mocno zależą od ceny zielonego certyfikatu na rynku praw majątkowych. Nie daje to gwarancji wysokich przychodów i zwrotu kosztów inwestycji, gdyż nie ma stabilności na rynku certyfikatów i trudno jest przewidzieć, jaka cena będzie obowiązywała już za kilka lat.

Podsumowanie. Model wytwórcy jest pożądanym modelem inwestycyjnym w źródła OZE, ze względu na wymogi co do poziomu zielonej energii w miksie energetycznym kraju. Każdy ze wskazanych modeli zwrotu może być zastosowany po przeprowadzeniu konkretnych analiz szczegółowych w konkretnych warunkach wdrożeniowych.

Omówione przykłady są jedynie niewielkim obszarem działań i możliwości jakie otwierają się przed wytwórcami. Mogą oni świadczyć wielorakie usługi rynkowe, usługi zintegrowane (np. wraz z rozwojem EVs) oraz zbliżone bardziej do klienta w oferowaniu mediów.

Poniżej przedstawiono rezultaty analizy strategicznej SWOT dla modelu wytwórcy (opracowanie własne):

S – mocne strony
- Wytwórca może kreować dodatkowe usługi na rynku, pełnić niektóre funkcje przedsiębiorstwa ESCO oraz dzięki kompetencji i wiedzy ograniczać ryzyka związane z wyborem technologii, prowadzeniem projektu czy utrzymaniem i serwisem.

- Stosując wskazane modele zwrotu z inwestycji budować przewagę konkurencyjną na rynku usług dla PV.
- Wytwórca może angażować dotąd pasywnego odbiorcę, do aktywnych działań, np. związanych z dzierżawą powierzchni dachowych dla instalacji PV lub kupowaniem/leasingowaniem paneli od wytwórcy dla własnych celów.
- Wytwórca może współpracować i rozwijać strategię integracji działań z dostawcami innych mediów energetycznych.

W – słabe strony

- Duże instalacje są kosztochłonne a zaawansowane systemy sterowania i rozliczania produkcji dla poszczególnych udziałowców, np. w systemie wyleasingowania paneli odbiorcom, są dodatkowo wymagane.
- Zwrot z inwestycji jest zależny od ceny zielonego certyfikatu, która jest niestabilna i trudno ją prognozować co do wartości w przyszłości.
- Obecnie mała możliwość magazynowania energii (brak sprawdzonych i wdrożonych technologii magazynowania energii na dużą skalę, powolny rozwój EVs i systemu ich integracji z siecią).
- Wysokie koszty inwestycji i też koszty dodatkowych rozwiązań ICT oraz rozszerzenia działalności i usług.
- Zaproponowane modele zwrotu nie zapewniają sukcesu. Są wymagane bardzo dokładne analizy opłacalności, związane z założeniami przyjętymi do modelu.

O – szanse

- Rozwój mikrosieci i dużej podaży zielonej energii. Zwiększenie OZE do poziomów pożądanych na globalnym rynku.
- Potrzeba zrównoważonego, jednoczesnego rozwoju obszarów rynku, takich jak: system PHEV, magazynowania energii, zarządzania i bilansowania mikrosieci, powstawania dynamicznych VPP itp.
- Spełnienie postulatów dyrektyw 3 x 20.
- Nowe obszary usług na nowym, zintegrowanym rynku energii.
- Rozwój wytwórców energii na nowych obszarach technologicznych.

T – zagrożenia

- Kryzys w Europie, stąd większe ryzyko inwestycyjne.
- Duża zależność systemu wsparcia od aktualnej ceny certyfikatów na rynku energii.

- Niski i obecnie niepewny zwrot z inwestycji, w długim okresie zwrotu dla dużych inwestycji bez ulg finansowych i dopłat.
- Brak rozwiązań prawnych (ustawa o OZE wciąż w fazie projektu).

Model wytwórcy na zintegrowanym rynku energii, jest pożądanym modelem inwestycyjnym w źródła OZE. Z jednej strony obecni wytwórcy mają większe możliwości inwestycyjne (finansowe), są bardziej wiarygodni dla pozyskiwania funduszy, z drugiej strony mają też kompetencje i wiedzę oraz ułatwiony dostęp do technologii, stąd konkretne przypadki biznesu, po przeprowadzeniu rachunku inwestycyjnego i opracowaniu dokładnego planu wdrożenia, mogą być realizowane z ograniczonym ryzykiem.

5.3.5. Model biznesowy agregatora rynku

Agregator rynku to przedsiębiorstwo, które działa jako pośrednik między użytkownikami końcowymi i tymi, którzy dostarczają energię elektryczną z rozproszonych źródeł OZE (lub magazynowaną albo poprzez aktywną stronę popytową – są aktywnymi konsumentami) a innymi uczestnikami rynku, którzy chcą korzystać z takich usług pośrednictwa [Agregator 2010].

Agregator pełni określone funkcje [Seesgen d5.2 i d5.3]:

W stosunku do konsumentów – zgodnie z zawartymi umowami – agreguje cząstkowe nadwyżki energii elektrycznej z obszaru, na którym działa i zarządza podażą energii, według różnych harmonogramów działań poszczególnych użytkowników. W zależności od preferencji może bilansować podaż ze zużyciem potrzebnym na danym obszarze i w tym znaczeniu być lokalnym kupującym/sprzedawcą bilansującym, prowadząc rozliczenia w ramach zamkniętego obszaru bilansowania. Może w imieniu zagregowanych uczestników rynku realizować sprzedaż do sieci lub też zgłosić tzw. jednostkę aktywną energii na rynek dnia bieżącego (oferta sprzedaży), czy też według innego schematu działań, ustalonego z lokalnym przedsiębiorstwem obrotu, zrealizować sprzedaż do sieci, w ramach usługi systemowej. Odpowiadać na bodźce płynące z sieci oraz reagować na nie, poprzez podejmowanie decyzji zarządczych. Najważniejsza jest jednak pierwsza wymieniona funkcja agregatora, dotycząca zarządzania DER (Dispersed Energy Resources) na określonym obszarze działań.

DER [Seesgen d5.2], jak już zaznaczono wcześniej, dotyczy działalności prosumenckiej i obejmuje zarówno źródła rozproszone (DG – *Dispersed Generation*), źródła magazynowania energii (DS – *Dispersed Saving*) oraz źródła działające według schematu działania dla aktywnej strony popytowej i programów dla niej zdefiniowanych (DR/ADR – *Demand Response/Active Demand Response*).

Działanie agregatora na dynamicznie zmiennym obszarze, może rozszerzyć funkcjonalność agregatora do tzw. operatora VPP (*Virtual Pover Plant*), który dysponując większą podażą energii elektrycznej zagregowanej może pełnić funkcje operatora dodatkowej systemowej elektrowni, widzianej zewnętrznie jako podmiot dysponujący znaczną produkcją w bardzo krótkich okresach czasu.

Rozważając działania bilansująco-agregujące na określonym obszarze agregacji, agregator powinien [por. Seesgen D5.2 i D5.3]:

1. Posiadać szczegółową wiedzę o wszystkich użytkownikach, ich potencjale i ich profilach zapotrzebowania na obszarze, na którym bilansuje handlowo zapotrzebowanie i podaż energii elektrycznej i innych mediów. Dotyczy to także zastosowania umów o sterowaniu urządzeniami w ramach aktywnej strony popytowej konsumenta (*Demand Response*). Agregator określa zbiór parametrów/odczytów i ich częstość dla uzyskania pełnej wiedzy, o dokładnej charakterystyce każdego użytkownika. Dotyczy to nawet tego, jakie urządzenia użytkownik posiada.

2. Użytkownicy (lub agregator) również sami określają, kiedy i według jakiego schematu godzinowego będą np. oddawali do sieci mniejsze, a kiedy większe ilości energii elektrycznej, kiedy będą dysponowali zmagazynowaną energią, kiedy, tj. w których godzinach będą zasilali np. samochody elektryczne itp.

3. Niezbędne do tego celu są liczniki, sensory i aplikacje dedykowane dla pracy agregatora – zapewniające obliczenia i rozliczenia wg umów i według osobno ustalonych programów i stawek użytkownika (zakłada się różnorodność ofert stawek dla użytkownika końcowego, gdy zostaną uwolnione taryfy grupy G [Pałka 2011]). Niektóre z tych pożądanych aplikacji opracowano w ramach realizacji projektu europejskiego, poświęconego tej tematyce: (np. EU-DEEP).

4. Dodatkowo agregator może pełnić funkcje przedsiębiorstwa ESCO, obejmując bilansowaniem także inne media niż energia elektryczna. Jest to jedynie możliwość, gdyż agregator pełni bardziej złożone funkcje i realizuje więcej zadań wobec użytkownika niż przedsiębiorstwo ESCO.

5. W obszarze bilansowania, agregator obejmuje zarówno pasywnych użytkowników, jak i prosumentów oraz aktywnych użytkowników strony popytowej, by optymalizować zapotrzebowanie i koszty użycia energii elektrycznej.

6. Biorąc pod uwagę sieć agregatorów, działających na różnych obszarach, współpracują oni z OSP/OSD, zmniejszając liczbę ofert sprzedaży i bilateralnych rozliczeń między indywidualnymi uczestnikami rynku a operatorami i innymi zewnętrznymi wobec nich, uczestnikami rynku.

7. Agregator powinien również prognozować potrzeby użytkowników jak i przewidywać zmiany w zapotrzebowaniu, na podstawie wiedzy o zachowaniach każdego z nich.

8. Agregator współpracuje nie tylko z OSD/OSP ale także z lokalnymi i systemowymi wytwórcami, sprzedawcami systemowymi, brokerami, handlowcami, będąc jednym podmiotem, w imieniu agregowanych użytkowników. Prezentuje ich interesy i działa w ich imieniu, zapewniając im profity według umów.

Zatem agregator zbiera wszystkie informacje z rynku (pozostali uczestnicy rynku) i jest mediatorem tych sygnałów wobec zagregowanego użytkownika końcowego, który korzysta z jego usług. Jednocześnie zbiera wszystkie sygnały i informacje od zagregowanych uczestników rynku, by być jednym podmiotem/mediatorem wobec pozostałych uczestników rynku jakimi są OSP/OSD, wytwórcy, sprzedawcy, handlowcy, giełda energii, systemowe rynki (bilansujące, dnia następnego i dnia bieżącego) reprezentując ich interesy. Zestaw najważniejszych usług jakie oferuje agregator prezentuje tabela 15.

Tabela 15. Niektóre ważniejsze usługi, pełnione przez agregatora

Usługa/horyzont czasowy	Mniej niż 1 minuta	15 minut	1 godzina	1 dzień	1 rok
Handel energią na rynku energii	Lokalne zarządzanie rozproszoną generacją (DG) i programami aktywnej strony popytowej klienta (DR)		DR, DS, DG	DR, DS, DG	
Zbilansowane portfolio użytkownika		DR, D., DG	DR, DS, DG		
Usługa „zmniejszenie szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną w systemie”					DR, DG, EE
Odczyty mierników		Sygnały z systemu dla DG i DR	DR, DS, DG		
Reakcje na przeciążenie sieci		DR, DS, DG	DR, DS, DG	DR, DS, DG	

Źródło: opracowanie na podstawie D5.2 WP5 Seesgen_ICT, [Seesgen d5.2].

Agregator po zbilansowaniu najpierw uczestników – włącza nadwyżki do sieci, zarabiając tym samym dla wszystkich zagregowanych uczestników i dodatkowo uzyskuje dochód na swojej działalności.

Poniżej omówiono ogólne cechy modelu agregatora (według punktów A, B, C, D wskazanych w podrozdz. 5.3.1).

A. Celem jest uzyskanie zysku na działalności usługowej, zaprezentowanej powyżej. Zysk wynika z kosztów, jakie ponoszą wszyscy uczestnicy agregacji, korzystający z usług agregatora.

B. W relacjach z agregatorem są wszyscy uczestnicy rynku, lecz przede wszystkim uczestnicy oferujący DG, DS i DR (pełna kontrola wszystkich urządzeń podłączonych lub niepełna kontrola źródeł podłączonych do agregacji).

Do komunikacji niezbędne są zaawansowana technologia pomiarowa i techniczna w instalacjach sieciowych, rozwiązania mobilne i dedykowane portale klienckie oraz infrastruktura komunikacyjna wykorzystująca Internet.

C. Modele zwrotu wartości w modelu agregatora zależą od zaangażowanych stron, które potrzebują takich usług agregacji (marża za usługi). Formalna strona organizacji oraz strona finansowania, nie musi dotyczyć powołania odrębnego podmiotu. Rolę agregatora, w szczególnych przypadkach zastosowania potrzeby agregacji, może pełnić OSD lub wytwórca czy też lokalny sprzedawca. Najczęściej jednak w rozważaniach europejskich wskazywany jest odrębny podmiot.

D. Agregator potrzebuje zaangażować zaawansowane technologie ICT, które są niezbędne dla prowadzenia usług agregacji. Mierniki, infrastrukturę pomiarowo– komunikacyjną oraz narzędzia prognostyczno-symulacyjne, bilansujące i rozliczające. Większość potrzebnych narzędzi i aplikacji obecnie nie istnieje i nie jest używana na rynku polskim.

Poniżej zebrano możliwe sposoby działania modelu agregatora (opracowanie własne na podstawie badań modeli z projektu SEESGEN_ICT):

1. Zarządzanie aktywną stroną popytową dla zagregowanych użytkowników przemysłowych i komercjalnych oraz publicznych, takich jak szpitale czy szkoły, by bilansować niestabilne źródła (takie jak np. farmy wiatrowe itp.). W tym przypadku wytwórca wydziela ze swojej działalności rolę agregatora dla potrzeb bilansowania źródeł takich jak farmy wiatrowe i farmy PV i czyni to poprzez agregację DG, DS, DR, w obszarze, w którym nowy podmiot zawarł umowy agregacji. OSP wysyła sygnał dotyczący potrzeby bilansowania zapotrzebowania w sieci, który to sygnał wcześniej jest przewidziany (prognozowanie krótkoterminowe), natomiast agregator reaguje odpowiedzią na sygnał, poprzez zgłoszenie zagregowanej podaży od swoich zagregowanych dostawców DER. Rozliczenie finansowe z agregatorem i OSP finalizują transakcje.

2. Zarządzanie agregacją DG i źródłami mikro CHP dla potrzeb rynku. Agregator w obszarze swojego działania „zbiera" źródła mikro CHP, czyli agreguje również zapotrzebowanie na gaz jak i uzyskaną energię elektryczną i ciepło. Jest więc stroną wobec sprzedawców mediów, takich jak gaz oraz dysponuje zagregowaną wartością energii elektrycznej i ciepła, bilansując media dla użytkowników lokalnie i/lub pełni funkcję VPP dla sieci. W tym znaczeniu agregator działa na zintegrowanym, nowym rynku mediów energetycznych. W tym modelu działania, może dysponować znaczną podażą energii, stąd dochody z funkcjonowania np. VPP mogą być znaczne. Można rozważyć powołanie podmiotu finansowanego, np. jako spółka *joint venture*. Pozyskane fundusze mogą np. w części pochodzić z dotacji unijnych.

3. Podobnie jak poprzedni model – tyle tylko, że dodatkowe funkcje bilansujące i agregujące dla VPP może pełnić przedsiębiorstwo ESCO i może tym samym rozszerzać obszar podstawowej działalności ESCO. W literaturze nazwano taką usługę jako usługę: super ESCO [NREL 2008].

4. Agregacja dla działania w obszarze wirtualnej elektrowni [Bakari 2010], [Kucęba 2011]. Podstawowym celem jest powołanie wirtualnej elektrowni dla agregacji DR, DS, DG i dysponowania określonym potencjałem, w celu uczestnictwa na giełdzie lub pełnienia usług systemowych dla tzw. *peak shaving*. Zasoby VPP są „widziane" przez OSP, a sama dynamiczna i wirtualna elektrownia traktowana jest jak kolejne źródło zasilania w sieci. Można rozróżnić dwa poziomy agregacji -poziom bardzo małych DG, gdzie VPP dysponuje agregacją na poziomie kilowatów, oraz poziom większych agregacji, gdzie VPP dysponuje agregacją na poziomie megawatów.

5. Agregator, zagregowaną ilość energii z danego obszaru nie bilansuje dla obszaru lecz całą produkcję agreguje i „wpuszcza" w sieć systemową. Pełni rolę rozliczającego przychody – może to być dodatkowa usługa lokalnego sprzedawcy energii elektrycznej.

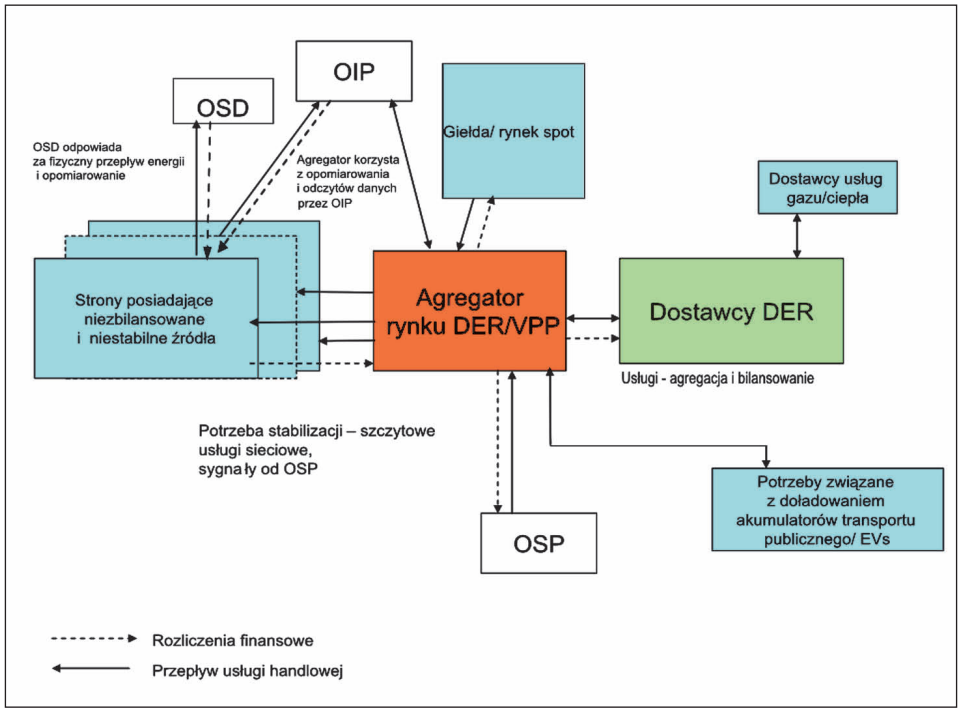
6. Inne zastosowanie podobne do poprzedniego – lecz bez rozliczeń finansowych gdyż w tym podejściu usługa polega na agregacji, w celu włączenia nadwyżek energii elektrycznej do sieci, traktując ją jako swoisty magazyn. Rozliczenia są więc tylko ilościowe – gdyż na podstawie odpowiedniej umowy, w chwili gdy energia elektryczna jest potrzebna dla zasilenia obszaru bilansowanego – energię tę można „odebrać" z sieci.

7. Szczególna agregacja dla DG gazu (przypadek, gdy LNG jest dystrybuowany przez statki przypływające do gazoportów Polski, z Norwegii lub od innego dostawcy). Agregator agreguje takie dostawy jako DG i w imieniu tych podmiotów uczestniczy w obrocie na giełdzie.

8. Agregacja tylko DR na zintegrowanym rynku mediów i zarządzanie zagregowaną, uzyskaną podażą (może to być energia elektryczna z małych DG i DS, lub też ciepło i gaz) oraz obrót uzyskanymi nadwyżkami na lokalnym obszarze, jako dodatkowa podaż mediów.

Powyżej omówione, możliwe sposoby działania agregatorów, w większości już są wdrożone w takich krajach Europy jak: Wielka Brytania, Włochy, Belgia, Francja, Grecja, Dania, Niemcy czy Norwegia [por. z: Seesgen d5.2]. W Polsce nie są stosowane w swoich wyraźnych postaciach. Zdarza się, że podobne funkcje pełni OSD dla swojej niewielkiej liczby dostawców OZE. Idea działających obecnie grup bilansujących jest trochę zbliżona do rozumienia agregacji i funkcji bilansowania.

Na rys. 18. usytuowano agregatora wobec omawianych potrzeb i funkcjonalności.

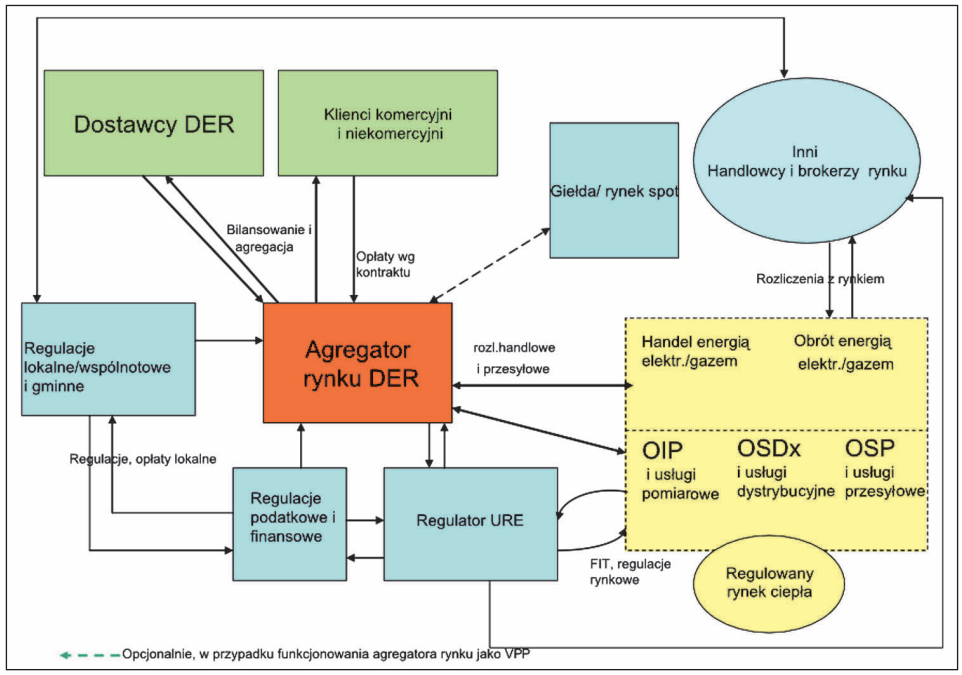


Rysunek 18. Agregator wobec innych aktorów zintegrowanego rynku energii
Źródło: opracowanie własne

W ramach omawianych modeli należy podkreślić, że potrzebne są odpowiednie regulacje prawne, by agregator mógł sprzedawać energię nie tylko do OSD, ale także do odbiorów tzw. sąsiedzkich i znajdujących się w najbliższej okolicy. Potrzeba ta wynika z efektu bilansowania dla potrzeb własnych i rozliczania tych kontraktów, uwzględniając indywidualne koszty produkcji każdego z uczestników. Niezbędne jest również uwolnienie cen dla użytkowników taryfy G oraz wprowadzenie taryf typu TOU, wraz z bodźcową polityką kształtowania cen na rynku. Liczniki inteligentne muszą mieć funkcję dwukierunkowego przepływu a urządzenia bezpośrednio podłączone do agregatora w ramach umów DR muszą posiadać aktywny system sterowania nimi (*on/off*). Niezbędne narzędzia informatyczne, to oprócz infrastruktury AMI przede wszystkim narzędzia do prognozowania zmiany cen, w reakcji na zmiany innych warunków na rynku, narzędzia do harmonogramowania DER w obszarze monitorowania, oraz optymalizacji działań kupna/sprzedaży. Niektóre istniejące już narzędzia (komercyjne, niekomercyjne oraz będące w trakcie badań w instytutach naukowych) prezentowały wyniki prac projektów europejskich (np. wyniki z WP5 w projekcie SEESGEN_ICT) [Smartgrid 2010a].

Rysunek nr 19 prezentuje ogólne miejsce agregatora na nowym rynku energii.

W zależności od szczególnego wdrożenia i sposobu funkcjonowania (*business case*), będzie on nieco inaczej umocowany funkcjonalnie.



Rysunek 19. Miejsce agregatora na rynku zintegrowanych mediów energetycznych
Uwzględnia relacje między uczestnikami rynku i nowymi usługami, bezpośrednio związanymi z klientem końcowym i dostawcą DER.
Źródło: opracowanie własne, na podstawie materiałów projektu SEESGEN_ICT

Podsumowanie. Rola agregatora w omówionym, szerokim zakresie funkcjonalności nie istnieje na obecnym rynku energii w Polsce, z powodzeniem zaś funkcjonuje już w programach pilotażowych i w rzeczywistości, w innych krajach Europy. Problematyczne jest, kto ma odpowiadać za tworzenie się niezależnych podmiotów – agregatorów, jaka ma być forma prawna ich powołania oraz sposób finansowania ich późniejszej działalności.

Niezbędne jest – z punktu widzenia prognozowanych potrzeb przyszłego rynku – agregowanie DER. Ze względu na dużą liczbę prosumentów, klientów DR, oraz włączeń samochodów elektrycznych do transportu publicznego, liczba rozliczeń bilateralnych byłaby ogromna. Agregator jako podmiot reprezentuje i działa w imieniu swoich klientów z danego obszaru i dla innych uczestników rynku jest jednym podmiotem – rozliczając się ze swoimi klientami odrębnie. Jego najważniejszą rolą jest agregacja podaży energii elektrycznej i mediów oraz bilansowanie,

najpierw w ramach obszaru bilansowania, a następnie na zewnątrz tego obszaru, działanie usługowe na rynku.

Porównując agregatora z modelem ESCO należy podkreślić, że przedsiębiorstwo ESCO ma znacznie węższą funkcjonalność i odpowiada głównie za rozliczenia w imieniu pojedynczego klienta oraz dostarczanie usługi, w tym energii elektrycznej bądź innego medium oraz finansowania, dla wdrożenia instalacji OZE. Natomiast agregator pełni rolę głównie bilansowania na określonym obszarze wszelkich źródeł DER, aby – w sytuacji idealnej – osiągnąć stan zerowy, tj. samowystarczalność obszaru objętego agregacją.

Poniżej przedstawiono analizę strategiczną SWOT dla modelu agregatora:

S – mocne strony
- Agregator, poprzez swoją funkcjonalność, przyczyni się do pełnej integracji i interoperacyjności nowego rynku energii.
- Może odpowiadać za stabilizację niestabilnych źródeł OZE w sieci.
- Bilansuje obszar, w jakim działa tak, aby w sposób optymalny wykorzystać lokalne możliwości podażowe energii elektrycznej czy też innego medium.
- Reprezentuje zagregowanych użytkowników końcowych zarówno na giełdach – jeśli pełni rolę VPP oraz wobec OSD i OSP.
- Odpowiada za rozliczenia i gratyfikację każdego odrębnego uczestnika agregacji oraz działa w celu uzyskania profitów za swoją działalność, jak i uzyskania profitów dla uczestników agregacji.
- Może umocnić pozycję OZE na rynku energii i wyeliminować zarzuty wobec niestabilności źródeł OZE.
- Może zapewniać usługi dodatkowe dla obniżania szczytowego zapotrzebowania w sieci.

W – słabe strony
- Trudności z powołaniem agregatora jako podmiotu – nie istnieją jeszcze w Polsce regulacje dotyczące powołania agregatora/agregatorów w działaniach na rynku. Podejmują się podobnych działań dotychczasowe podmioty rynku, odpowiadając za stronę rozliczenia i zarządzania odbiorem energii od prosumenta (OSD, brokerzy, operatorzy techniczni itp.).
- Jaki model zwrotu dla agregatora? Nie ma wypracowanych, określonych modeli zwrotu oraz źródeł finansowania, dla usadowienia podmiotu agregacji. Istnieje obawa mnożenia dodatkowych kosztów na rynku energii poprzez powołanie dodatkowych podmiotów rynku.

- Brak rozwiązań dedykowanych z obszaru ICT dla agregatora. Dla pracy agregatora niezbędne są liczne, dedykowane aplikacje i narzędzia informatyczne, dedykowane, które będą wspomagały realizację określonych funkcji agregatora (bilansowanie, budowanie relacji z klientem, harmonogramowanie pracy poszczególnego odbiorcy itp.).

O – szanse

- Agregator może pomóc w wejściu samochodów elektrycznych na rynek.
- Może działać bodźcowo na szybsze podejmowanie decyzji klienta dot. inwestycji i instalacji DG i wejścia w DER.
- Przy właściwym zbilansowaniu usług, może zapewniać bezpieczną energię dla agregowanego obszaru i optymalnie zarządzać równowagą podażowo popytową.
- Jest szansą rozwoju regionów, miast (*Smart Cities*) i dzielnic – terytorialnie już wyodrębnionych.
- Jest szansą na powstanie rzeczywiście zintegrowanego rynku mediów energetycznych.
- Pilotażowe rozwiązania dla agregacji w Polsce przyniosą wiedzę o realizacji omawianych funkcjonalności na większą skalę.
- Ponieważ ma w swojej dyspozycji bilansowanie podaży i popytu różnych mediów, może wykorzystać możliwość akumulacji ciepła, uzyskanego z nadmiaru energii elektrycznej z OZE.

T – zagrożenia

- Kryzys w Europie, stąd większe ryzyko i ostrożność uczestników rynku, we wdrażaniu nowych pomysłów na rynek.
- *Outsourcing* usług bilansowania mediów energetycznych, przerzuca się odpowiedzialność za bezpieczeństwo energetyczne i bezpieczeństwo danych na inne podmioty – agregatory rynku.
- Brak bodźców rynkowych i regulacji prawnych do agregacji – gdyż jest obecnie niewielka liczba mikro źródeł OZE. Sytuacja zmieni się, gdy liczba mikro instalacji znacznie się zwiększy.
- Brakuje stabilnych technologii magazynowania energii, które zmienią obraz możliwości rozwoju OZE. Można uznać, że obecnie za sukces rozwoju OZE, odpowiada szybki rozwój technologii, w zakresie sposobów taniego magazynowania energii, również dla dużej skali. Samochody elektryczne w najbliższych latach będą stanowiły mniej niż 1% potrzeb

magazynowania energii, ale niektórzy prognozują bardzo szybki wzrost rynku EVs (szczególnie hybryd).
- Koszty technologii ICT i *know-how* są wysokie, ze względu na konieczność ich opracowywania lub kupowania – co powiększy koszty wdrażania SG.
- Narażenie na możliwość włamań do systemu informacyjnego przez podmioty niepowołane.

W Polsce potrzebne jest przygotowanie legislacyjne i organizacyjne, do wdrożenia takiego modelu rynku dla zarządzania źródłami DER. Należy uwzględnić potrzebę zachowania *unboundlingu* i zasady TPA w działalności agregatora.

5.3.6. Model biznesowy użytkowników samochodów elektrycznych na rynku energii

W marcu 2011 roku Komisja Europejska przyjęła bardzo kontrowersyjną[21] strategię Transport 2050, która zakłada, że do 2050 roku z europejskich miast znikną samochody o konwencjonalnym napędzie, a zastąpią je auta hybrydowe (silnik elektryczny i silnik spalinowy) lub w pełni elektryczne (silnik elektryczny).

Taka globalna strategia europejska wynika z tego, że EVs mogą pełnić funkcję magazynów energii dla sieci SG oraz spełniać wymogi ekologiczne. W Polsce realizowany jest obecnie projekt: „Budowa rynku pojazdów elektrycznych, infrastruktury ich ładowania – podstawą bezpieczeństwa energetycznego”[22], którego celem jest umożliwienie pojawienia się w Polsce i upowszechnienia samochodów o napędzie elektrycznym.

Magazynowanie energii w sieci możliwe jest z pomocą wykorzystania akumulatorów, które są najważniejszym elementem samochodu elektrycznego. Znane są dwa rodzaje najbardziej efektywnych akumulatorów: kinetyczne i elektryczne. Akumulatory kinetyczne magazynują energię poprzez ruch obrotowy ciężkiej tarczy i charakteryzują się zdolnością szybkiego gromadzenia i oddawania energii (np. elektrownie szczytowo-pompowe). Mają też najlepszą sprawność przemiany energii elektrycznej w kinetyczną i odwrotnie oraz bardzo wysoką trwałość i niezawodność.

Akumulatory elektryczne służą do magazynowania energii elektrycznej w postaci energii chemicznej. Przy ładowaniu, doprowadzona z zewnątrz energia elektryczna powoduje odwracalne reakcje chemiczne zachodzące wewnątrz akumulatora i one stanowią źródło prądu stałego. Akumulatory można łączyć w baterie i charakteryzują je trzy ważne wielkości: pojemność (np. 24 kW mocy

[21] Sektor paliwowy prawdopodobnie może chcieć blokować tego typu inicjatywy i strategie.
[22] e-źródło: http://www.marr.com.pl/poig/index-1.html [dostęp 21.01.2013].

i efektywnie uzyskanej energii, 16 kWh do całkowitego rozładowania), napięcie jakie można uzyskać podczas pobierania energii z baterii oraz jej żywotność (liczba cykli doładowań/rozładowań) [Marra 2010].

W samochodach elektrycznych korzysta się z baterii[23]. Wśród baterii najlepszymi do tej pory parametrami dla magazynowania energii dla EV charakteryzują się baterie litowo-jonowe (Li-ion)[24].

W tabeli 16 przedstawione zostały informacje o popularnych obecnie samochodach EV i parametrach stosowanych w nich baterii.

Tabela 16. Ilość energii jaką maksymalnie do rozładowania baterii można uzyskać w poszczególnych, najbardziej popularnych markach samochodów na świecie

Model samochodu	Energia (kWh)
Tesla Roadster	54
Nissan Leaf	24
GM Chevrolet Volt (city car)	16
Mitsubishi iMiEW (city car)	16

Źródło: opracowanie na podstawie: [Sara Deilami 2010; Param 2010], dane z 2012 r.

Ładowanie baterii w samochodzie najczęściej trwa od kilku (7–8 h) do kilkunastu godzin i jest to podstawowa ich wada. Mogą być ładowane szybko i bardzo szybko (od 5 do 40 min.), ale wtedy nie są doładowane w 100%. Baterie te nie są również odporne na temperatury (nieefektywna praca i spadek napięcia uzyskiwanego oraz pojemności podczas pracy w niskiej temperaturze, niebezpieczne na wysokim mrozie).

Akumulator jest jednym z najdroższych elementów samochodu. Pomysłem na obniżenie ceny auta z silnikiem elektrycznym jest np. dzierżawa baterii przez właściciela lub budowa systemu wymiany akumulatorów. System taki związany byłby z dodatkowymi kosztami eksploatacji EV i być może zwiększeniem stopnia szkodliwości dla środowiska (produkcja akumulatorów nie jest obojętna dla środowiska, utylizacja zużytych akumulatorów, recycling[25]). Cykl życia bate-

[23] Przeprowadzono analizę rodzajów zasobników energii oraz metodykę oceny ekonomicznej opłacalności ich stosowania [zob. Paska 2013].

[24] Ze względu na swoje właściwości, mają szerokie zastosowanie również w telefonii komórkowej, w laptopach i w samochodach elektrycznych oraz hybrydowych. Do podstawowych zalet baterii Li-ion należą stosunkowo mały ciężar oraz brak „efektu pamięci". Efekt pamięci jest zjawiskiem powodującym utratę rzeczywistej pojemności. Wcześniej, aby go uniknąć, należało ładować akumulator po jego pełnym rozładowaniu.

[25] Większość producentów zapewnia ich darmową utylizację i odzysk litu, miedzi i aluminium – produktów niezbędnych do produkcji akumulatorów.

rii użytej w samochodzie elektrycznym obecnie nie przekracza 150-200 tys. km i przeciętnie około 1000 cykli doładowań.

Zalety używania samochodów elektrycznych jako magazynów energii, ale także jako pojazdu przyszłości są następujące:

• efektywność energetyczna dla pojazdu spalinowego wynosi 30%, natomiast dla elektrycznego ok. 60%[26]. Mogą więc z powodzeniem pełnić rolę zasobników energii;

• w EV oszczędza się energię także dzięki temu, że silnik nie pracuje, gdy samochód stoi, odzyskuje się też energię podczas hamowania i kumuluje ją w akumulatorze. Daje to szczególnie duże, dodatkowe efekty przy poruszaniu się w mieście (korki, liczne skrzyżowania itp.).;

• możliwość ładowania EVs w nocy, gdy energia jest tańsza. Obecnie jest nawet możliwe darmowe ładowanie (np. w Warszawie);

• silnik elektryczny jest prostszy i w związku z tym tańszy w utrzymaniu i konserwacji od spalinowego. Ponadto nie wymaga on częstej obsługi serwisowej.

Modele integracji EVs z nowym rynkiem energii mają ogromne znaczenie dla rozwoju rynku SG. Głównie dlatego, że zastosowanie akumulatorów EV dla wyrównywania krzywej zapotrzebowania na moc elektryczną oraz dla bilansowania lokalnych węzłów sieci wydaje się być możliwe [Sheikhi 2010; Deilami 2010; Aggeler 2010; Ota 2010].

Generalnie zakłada się, że akumulator EV [Jones 2010], w większości przypadków będzie ładowany nocą (pełne ładowanie 7-8 h), a w czasie tzw. szczytu dziennego, gdy stoi na parkingu lub w domu, może być podłączany do sieci w celu zasilania/oddawania energii (max 3-4h). Jest to tryb pracy A.

Według innego harmonogramu pracy, akumulator może być wykorzystywany w celu doładowania/oddania do sieci (V2G) na żądanie agregatora (*control power* – kontrolowane zarządzanie zapotrzebowaniem), w celu bilansowania obszaru działania agregatora. Jest to tryb pracy („na żądanie") B.

Ostatni tryb pracy (C), tzw. losowy, jest często niezależny od cen energii i pory dnia, ponieważ potrzeba doładowania akumulatora wynika z konieczności dotarcia do celu podróży (ładowania szybkie, w schemacie G2V). Ewentualnie w grę wchodzi wymiana akumulatora, jeśli rozważać wdrożenie systemu wymiany akumulatorów jako ekonomicznie uzasadnione.

W każdym, ze wskazanych trybów współpracy z siecią *Plug in EV*, zmienia się rola biznesowa podmiotu, który jest właścicielem pojazdu/akumulatora [Malko a2010].

Należy wyróżnić trzy role uczestników i trzy typy współpracy z siecią (potrzebna jest infrastruktura typu: *residential, public i fast/ultra fast charging*) [Aggeler 2010]:

---

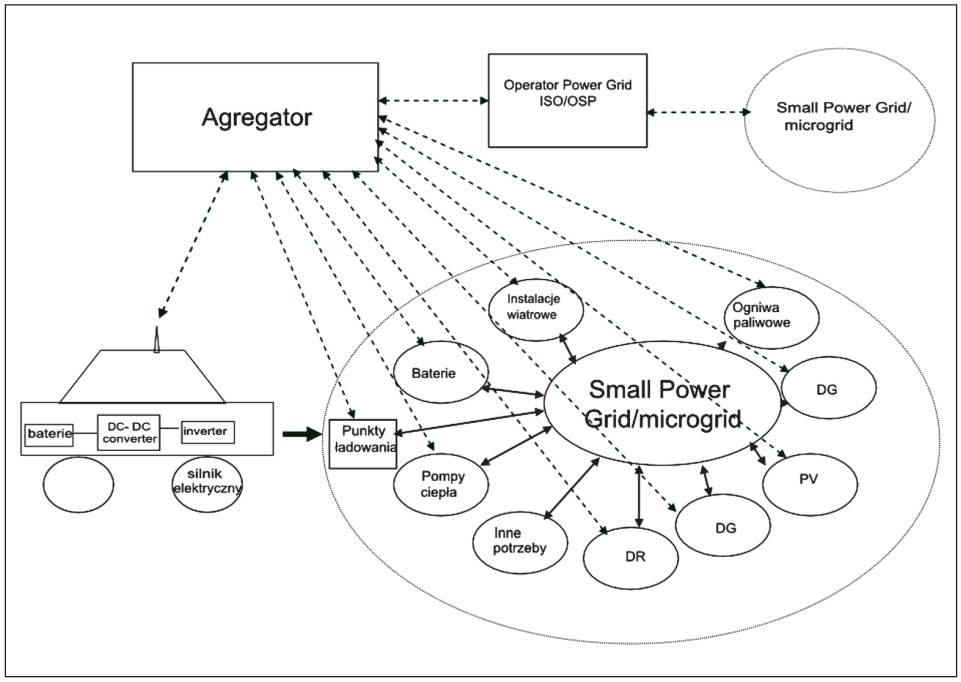
[26] W rzeczywistości sprawność jest mniejsza, ze względu na straty przesyłowe i w sieci dystrybucyjnej oraz sprawność samych jednostek wytwórczych. Szacuje się, że sumaryczna wartość sprawności to poniżej 20%.

1. Konsument – użytkownik końcowy, korzystający z własnej energii OZE – ładowanie akumulatora oraz oddawanie do sieci (V2H – *vehicle to home*) – rozładowanie akumulatora, według trybu pracy A. Cechą charakterystyczną jest to, że za pomiary odpowiada własny licznik konsumencki właściciela i system zarządzania urządzeniami domu AMM (*adwanced meter management*) [Marge 2010], a akumulowana energia to energia z własnych źródeł OZE. Agregator, który agreguje DS w trybie A na określonym obszarze, np. osiedla mieszkaniowego, pełni rolę narzędzia bilansującego, wykorzystującego „własną", tj. konkretnej społeczności energię z OZE. Najczęściej taki bilans ilościowy będzie rozliczany po kosztach nabycia energii elektrycznej, plus koszty usługi ładowania akumulatora i bilansowania przez agregatora [Pecas Lopes 2010].

2. Użytkownik końcowy jest uczestnikiem biznesowym (stroną biznesu) – gdy agregator (lub OSD) korzysta ze źródeł DS, w dynamiczny sposób. Agregator kupuje energię elektryczną od konsumenta na zasadzie świadczenia usługi biznesowej przez konsumenta. Taki sposób dotyczy przypadków, gdy agregacja obsługuje regiony, np. miasto/dzielnicę z parkingami, gdzie w ciągu dnia agregator na żądanie przyłącza dynamicznie zmienne ilościowo źródła DS, przeważnie pracujące w trybie pracy B. W takim modelu pracy użytkownik „zarabia" na świadczeniu usługi dla sieci, sprzedając energię OZE po kosztach zielonej energii oraz dostaje gratyfikację za pełnioną usługę.

Sprzedaż energii zmagazynowanej w BEV (*battery of the EV*) na zamówienie to tworzenie tzw – *control market* – jest to taki obszar rynku, gdzie w przypadku zdarzenia nieprzewidywalnego (np. wiatr przestaje wiać, awaria w elektrowni itp.), uczestnik rynku jest natychmiast gotowy do świadczenia usług dostarczenia energii (*backup power*) do sieci. Z racji parkowania samochodów i ich dostępności jest to energia dostarczana w dużo niższej kosztowo formule. Włączenie jej do sieci następuje niezwykle szybko. Stąd jest to kontrolowane zarządzanie poborem [Guille 2009; Nourai 2010; Darvishi 2010].

3. Użytkownik końcowy jest uczestnikiem biznesowym, gdy kupuje od agregatora (lub OSD – jeśli rozważać wersję bez agregatora) energię poza swoim własnym licznikiem, ładując akumulator (może to być w nocy lub w dzień) w trybie pracy C. Jest to usługa biznesowa sprzedawana/dostarczana klientowi. W tym przypadku należy rozważyć, jaką energię kupuje klient w stacji ładowania. Może to być energia z innych źródeł OZE (np. duża instalacja PV, która odpowiada za możliwość doładowania samochodów w danym rejonie). Energia jest akumulowana i następnie oddawana, celem naładowania innego akumulatora lub działa system wymiany akumulatorów, lub też – kiedy szybkie ładowanie pochodzi z sieci – klient jest usługobiorcą, który kupuje droższą energię elektryczną, wraz z usługą udostępnienia doładowania z sieci.



Rysunek 20. V2G w modelu zintegrowanego rynku energii
Uwzględnia rolę agregatora dla trybów pracy B i C
Źródło: opracowanie własne na postawie [Peças Lopes 2010; Ota 2010]

Na rys. 20 zobrazowano relację biznesową dla V2G, uwzględniając rolę agregatora (czy też lokalne centrum zarządzania bilansowaniem mikrosieci), który odpowiada za dany obszar w ramach swoich funkcji oraz użytkownika samochodu/klienta EV/HEV w systemie PHEV [por. Ungar 2010].

Jest wiele pilotażowych wdrożeń w świecie i prowadzonych badań nad wyżej wymienionymi zagadnieniami (Niemcy, Norwegia, Francja, USA, Japonia i in.), realizującymi nowe rozwiązania i narzędzia technologii ICT wymaganych dla prowadzenia skomplikowanego zarządzania włączeniem EVs do sieci (np. [Jones 2010; Wu 2010; Turker 2010; Sandels 2010]).

Należy wyjaśnić szczegółowo rolę agregatora w tym przypadku. Jego zadaniem jest:

- odebranie sygnału z sieci np. o potrzebie zredukowania wysokiego popytu w sieci w danej godzinie;
- rozpoznanie, ile i w jakim stopniu naładowane/rozładowane są BEVs (*battery of the EV*), w obszarze, który bilansuje. Niezwykle ważna jest optymalizacja ilości potrzebnych BEVs oraz rozpoznania stanu ich naładowania w danym czasie. Te zagadnienia są rozwiązywane w badaniach i prezentowane w literaturze, np. [Sheikhi 2010; Fan 2011];

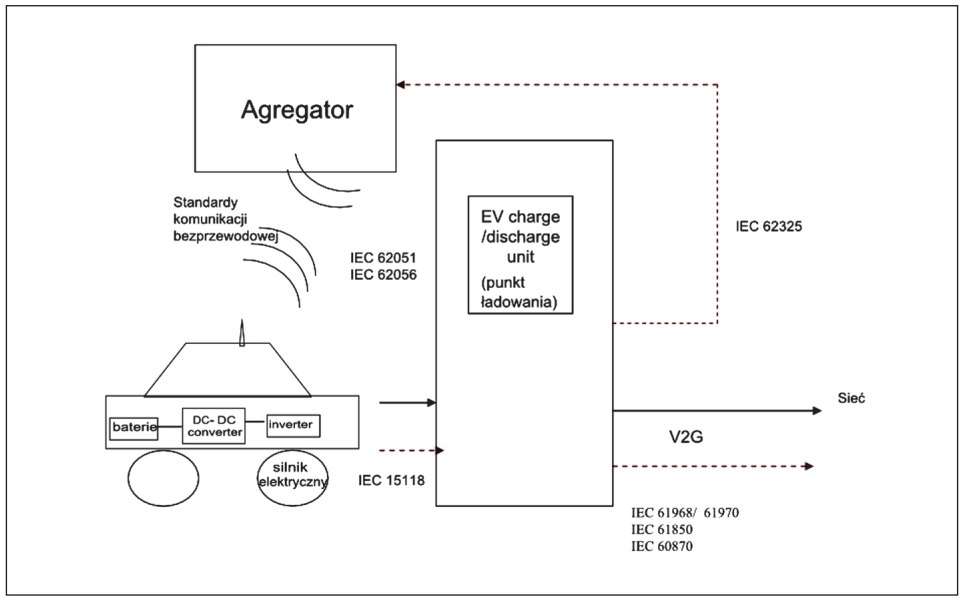
• wysłanie sygnału zgłoszenia potrzeby włączenia do sieci wybranych samochodów (każdy samochód jest rozpoznawany i identyfikowany poprzez indywidualne ID, a komunikacja następuje za pomocą rozwiązań mobilnych);

• odebranie zgody na włączenie V2G oraz realizacja zamówienia OSP;

• realizacja rozliczeń, według przyjętego schematu rozliczeń, cen i reguł optymalizacyjnych [Shi 2011; Han 2010; Hutson 2008; He 2011].

Samochód musi posiadać inteligentny system identyfikacji, dzięki któremu agregator może komunikować się z właścicielem i odwrotnie, agregator posiada zaawansowane zdalne systemy komunikacji i identyfikacji, w celu realizacji wspomnianych funkcji w sieci [Marge 2010].

Na rys. 21 zilustrowano realizację omówionej funkcjonalności, z wykorzystaniem wypracowanych przez organizacje standaryzacyjne protokołów przesyłania danych i komunikacji, dla systemu *Plug in EV/HEV*. Organizacja IEC (*International Electrotechnical Commission*), odpowiedzialna za opracowywanie standardów m.in. dla włączenia EV do RE, opracowała zestaw standardów dla wymiany informacji na RE i między samochodem elektrycznym a operatorem/agregatorem/handlowcem.



Rysunek 21. Realizacja V2G z usługą agregatora
Standaryzacja rozwiązań, realizujących system PHEV
Źródło: opracowanie własne na podstawie [Uslar 2010; Saleem 2010]

W modelu konsumenta – użytkownika końcowego (G2V), korzystającego z własnej energii OZE w trybie wyspowym (tj. użytkownik nie korzysta w danym

czasie z zasilania z sieci, wykorzystuje natomiast własne instalacje OZE w celu naładowania BEV) oraz w trybie podłączonym do sieci w godzinach nocnych (z usługą agregatora lub nie), należy rozważyć podstawowe korzyści takiego zastosowania:

1. Baterie gromadzą energię elektryczną z instalacji PV, by w dowolnym czasie zasilić sieć indywidualną użytkownika/dom klienta. Jest to czysta energia, która kosztuje tyle, co koszty eksploatacji akumulatora i instalacji PV, w przeliczeniu na uzyskaną 1 kWh w trybie odzyskiwania energii z akumulatora.

2. Użytkownik nadmiar energii elektrycznej z PV oddaje do sieci, zyskując profit według taryf FIT, natomiast akumulator EV zasila nocą. Cena tej energii jest według. taryf TOU, ale zwykle niższych niż w dzień i godzinach szczytu, co ekonomicznie jest uzasadnione.

W obszarze usługowego sprzedawania/kupowania energii z sieci w miejscach publicznych, z wykorzystaniem punktów dostępowych i stacji ładowania można rozważać następujące propozycje przypadków biznesu (opis ogólny):

1. Prowadzenie komercyjnych, dużych stacji doładowań z licznymi punktami doładowań lub wymiany akumulatorów (analogicznie do stacji paliwowych) dla szybkiego i ultra szybkiego ładowania BEVs.

2. Prowadzenie przez agregatora – inteligentnych punktów doładowań (*charge*), z możliwością sprzedania do sieci (*discharge*) energii elektrycznej na żądanie.

3. Prowadzenie punktów doładowań, na zasadzie prywatnego biznesu. Punkty te nie mają inteligentnego systemu komunikowania się z agregatorem czy OSD. Właściciel biznesu rozlicza się z OSD i jest biznesowym odbiorcą energii elektrycznej z sieci. Usługobiorcy są klientami właściciela stacji. Kupują nie tylko produkt, ale również usługę biznesową kupna energii elektrycznej od prywatnego pośrednika. Uzasadnieniem takiej aktywności biznesowej może być fakt, że w okolicy jest bardzo mało punktów PHEV (regiony rolnicze, wsie i małe miasteczka itp.) oraz jest niewielkie zagęszczenie mikro– i miniinstalacji OZE.

4. Prowadzenie stacji doładowań przy dużych farmach wiatrowych czy PV, które komercyjnie pracują w danym obszarze i posiadają rozszerzoną funkcjonalność, poprzez budowanie zasobów DS.

5. Prowadzenie specjalnych parkingów rozliczanych bezgotówkowo (np. brak opłat za parkowanie, ale w ramach tego samochody mogą oddawać do sieci określoną ilość energii, według uzgodnionego harmonogramu).

6. Małe instalacje PVs zasilające konkretne punkty zasilania (1:1), czyli jedna instalacja obliczona według optymalnego zapotrzebowania w danym punkcie ładowania. Przedsięwzięcia prywatne (nie tylko dla EV, także dla EB – *electric bicycle*).

7. Tzw. ruchome (przyjezdne na żądanie, zlecenie wysłane przez sieć komórkową) stacje doładowań lub wymiany akumulatorów i wiele innych podobnych usług.

Wszystkie te propozycje, należy rozważyć indywidualnie, w konkretnych kalkulacjach, budując biznesplany i przypadki biznesowe według przyjętych parametrów realistycznych założeń (scenariuszy).

Poniżej omówiono ogólne cechy modelu użytkownika EV (według punktów A, B, C, D wskazanych w podrozdz. 5.3.1).

A. Celem jest pozyskanie taniej energii dla zasilenia baterii EV, lub też zysku wynikającego z uczestnictwa w systemie V2G na żądanie agregatora. W szczególnych przypadkach (agregator), celem może być też wykonywanie dodatkowych usług doładowywania EVs komercyjnie.

B. Relacje na rynku zostały zaprezentowane wcześniej. Podstawowymi uczestnikami są: klient/użytkownik EV, agregator innego rejonu niż miejsce, gdzie klient rezyduje, własny agregator lub też OSD i OSP.

C. Modele zwrotu wartości powinny wynikać z kalkulacji poszczególnych przypadków biznesowych i mogą to być: płatności za dodatkowe usługi, leasingowanie punktów doładowań, dzierżawa, lub usługa za usługę (operacje bezgotówkowe typu zbieranie punktów doładowania i rozładowania) plus opłata za serwis. Tak może być w przypadku długookresowych umów o realizację wezwań na żądanie (usługi systemowe) i jednocześnie niekiedy możliwość realizacji G2V.

D. Potrzebne są zaawansowane technologie przemysłu motoryzacyjnego, oraz aplikacje i technologie ICT, dla realizacji i rozliczania systemu PHEV [Patel 2011]. Należy pamiętać, że najpoważniejszym zagrożeniem dla budowania rynku informacji (SG) są cyber przestępstwa w sieci informacyjnej [Billewicz 2012; Zhu 2011; Zerbst 2010], zatem są niezbędne również rozwiązania zabezpieczające, autoryzacyjne, identyfikacyjne itp. Wszystkie te wymienione składniki biznesu są bardzo kosztochłonne i powiększają ogólne koszty rozwoju SG i włączenia EV w sieć, w danym kraju. Większość potrzebnych narzędzi i aplikacji, obecnie nie osiągnęła wymaganego stopnia dojrzałości i komercjalizacji i nie są używane na rynku polskim (EV w relacji do modelu agregatora – brakuje wdrożonych rozwiązań pilotażowych dla agregacji w Polsce). Dodatkowo należy rozważyć odpowiednie rozwiązania prawne i organizacyjne, by uruchomić modele EVs na zintegrowanym rynku energii.

Podsumowanie. Integracja samochodów elektrycznych i hybrydowych dla nowego rynku energii ma zarówno dużo zwolenników, jak i przeciwników. Sceptycy zauważają, że EVs nigdy nie osiągnie znaczącego udziału w rozwoju transportu przyszłości i będzie niszową i ekskluzywną propozycją dla nielicznych. Poza tym sprawność realna takich samochodów – zdaniem ekspertów [Mielczarski 2013] – wynosi poniżej 20%. Nie wniosą one znaczącego bilansującego zapotrzebowania DS, w porównaniu z potrzebnym dla równoważenia niestabilnych źródeł w sieci. Zwolennicy zapowiadają nieuchronność przemian w kierunku rozwoju samochodów elektrycznych. Przemawiają za nimi wymogi ochrony środowiska, oraz coraz tańsza technologia BEVs. Ponadto magazynowanie energii

na większą skalę będzie miało największe znaczenie w sieci, gdzie ponad 30% zapotrzebowania tworzą źródła OZE.

Również niezmiernie ważny jest fakt, że prosument i jego zachowania bilansujące własną podaż i popyt mogą być elementem DSM. Właściciel może także lepiej (racjonalniej) wykorzystywać swoje OZE i EV dla celów zaspokojenia własnych potrzeb energetycznych. Ten mini biznes nie wymaga poniesienia dodatkowych nakładów na infrastrukturę rozliczeniową.

Poniżej przedstawiono analizę strategiczną SWOT, dla modelu włączenia samochodów elektrycznych do zintegrowanego rynku energii:

S – mocne strony
- Samochody elektryczne jako źródła DS, poprzez swoją funkcjonalność mogą przyczynić się do pełnej integracji i interoperacyjności nowego rynku energii, jako źródła energii elektrycznej dla bilansowania niestabilności źródeł OZE.
- Mogą pełnić funkcje dla bilansowania lokalnego zapotrzebowania na energię elektryczną (backup power).
- Powiększają możliwość rozwoju wielu nowych usług na zintegrowanym rynku energii.
- Są źródłami pełniącymi usługi dodatkowe, dla utrzymania stabilności sieci z dużą ilością źródeł o charakterze niestabilnym (wiatraki i PV).
- Przyczynią się do zmniejszenia uzależnienia kraju od dostaw paliw płynnych z zagranicy.

W – słabe strony
- Należy wykonać badania, czy dla pojedynczego użytkownika EV, praca w trybie V2G na żądanie, byłaby opłacalna. Może okazać się, że przy przyjętych cenach i opracowanych taryfach „unit in use", nie będzie to bodźcem i zachętą do współpracy użytkownika z operatorem/agregatorem. Badania podjęte w Niemczech wykazują dochodowość takich usług PHEV w wysokości 82 euro miesięcznie dla posiadacza samochodu [Sandels 2010], ale np. w Szwecji nie wykazano dochodowości takiego modelu [Sandels 2010].
- Istnieje konieczność zbudowania bardzo złożonej infrastruktury informacyjnej, a w związku z tym są to wysokie koszty.
- Rozwiązania komercyjne nie osiągnęły jeszcze skali dojrzałości dla masowego wdrożenia.

O – szanse
- Technologia BEVs wciąż tanieje, i chociaż obecnie jest droga, to już za 5 lat będzie bardzo konkurencyjna wobec samochodów z silnikami spalinowymi.
- Następuje na świecie szybki rozwój techniki w zakresie samochodów elektrycznych oraz technik informacyjnych dedykowanych dla ich integracji z siecią.

- Szansa na realizację projektu nasycenia OZE do poziomu 30% w 2050 roku w krajowym systemie energetycznym.
- Samochody parkują średnio 92% dnia i szacuje się, w samych tylko Niemczech, liczba samochodów wzrośnie do 7 mln. sztuk w 2020 r. co daje dużą podaż energii z takich dynamicznych magazynów włączanych w sieć [Sandels 2010].

T – zagrożenia

- Nie istnieją jeszcze w Polsce regulacje prawne i organizacyjne, uzasadniające działania agregatora na rynku, ani też regulujące współpracę agregatora z rozproszonymi DS poprzez EVs.
- Obecny kryzys ekonomiczny nie sprzyja rozwojowi drogich rozwiązań.
- Niezbędne są duże inwestycje w rozwiązania i technologie towarzyszące, takie jak technologie ICT, w tym mobilne, związane z rozwojem inteligentnych agentów obliczeniowych, przetwarzania w chmurze itp.
- Isnieje nacisk koncernów paliwowych, hamujący inicjatywy dotyczące rozwoju technologii samochodów z silnikiem elektrycznym.
- Wciąż brakuje wyprzedzających regulacji prawnych i organizacyjnych, regulujących ten obszar rynku energii i sektora transportu.

Zarówno w modelu agregatora, jak i modelu EVs należy podkreślić konieczność badań i wdrożeń pilotażowych, dla sprawdzenia ważnych właściwości tych rozwiązań. Jednym z problemów jest np. czas szybkiego działania systemu V2G czy G2V i wpływu mnogich cykli ładowania/rozładowania na długość życia akumulatora. Innym problemem są zabezpieczenia i systemy identyfikacji źródła energii przez EV oraz wszelkie regulacje prawne i organizacyjne, dla wdrożenia całkiem nowych zachowań na rynku energii. Należy również rozważać nie tylko DS, w znaczeniu samochody elektryczne, ale także magazynowaną energię ciepła i rozwiązania technologiczne dużych akumulatorów przydomowych oraz rozwiązania ekonomiczne dla rozwoju integracji całościowych, dojrzałych systemów integracji tzw. inteligentnych domów/obiektów, z nowym rynkiem energii.

5.4. Dalsze kierunki rozwoju modeli biznesowych dla PV

Modele biznesowe dla nowego rynku energii to nowa konieczność strategiczna dla wdrażania innowacyjnych zmian na nowym, zintegrowanym rynku mediów. Prezentowana praca skupia się głównie na modelach biznesowych

w ich początkowym etapie tworzenia, tj. na opracowaniu pomysłu na biznes, przy włączaniu technologii PV w Polsce.

Propozycja nowej ustawy o OZE otwiera znaczne możliwości i tworzy zachęty dla angażowania kapitału w rynek PV. Bodźce te nie są idealne. Jako regulacje ustawowe dają potencjalną, dużą możliwość uzyskania przychodowości, dla rozwiązań rozproszonych mikroinstalacji. Nie pobudzają bezpośrednio konkurencji na rynku, mimo to otwierają obszar działania, wokół którego gromadzą się interesariusze. Nowymi modelami biznesowymi i nowymi usługami na RE bardzo zainteresowani są obecni wielcy wytwórcy, którzy szukają dla siebie nowych pozycji (ról biznesowych) na przekształcanym rynku mediów oraz dostawcy technologii i usług towarzyszących, szukając nowych rynków zbytu dla siebie.

W pracy omówiono modele z czterech grup: modele użytkownika końcowego, modele tzw. strony trzeciej (w tym model przedsiębiorstwa typu ESCO oraz agregatora rynku), modele dużego wytwórcy, oraz modele mieszane dla włączenia samochodów elektrycznych jako DS do sieci. W pracy celowo nie wyszczególniono odrębnie modeli dla aktywnego użytkownika dla zastosowań DSM[27].

W każdej z grup zebrano podstawową charakterystykę i parametry dla badanej grupy oraz przykłady zastosowań, wraz z analizą strategiczną SWOT.

Tabela 17. Ewolucja modeli biznesowych dla wdrożenia PV w Polsce i na świecie

Sprzedaż technologii odbiorcom końcowym	Udział strony trzeciej (finansowanie, wdrożenie, zarządzanie, sprzedaż usług)	Modele zintegrowane z rynkiem energii
Modele głównie skupione na wdrożeniu sprzedaży technologii i usługach instalacyjnych, przeznaczone dla użytkowników końcowych/prosumentów. Przedsiębiorstwa sieciowe są w tych modelach pasywne, dostarczają infrastrukturę opomiarowania sieci i licznik klienta, jest ułatwiony kontakt z klientem i rozliczenia (portale klienckie i sprawnie działająca sieć Internet, dla komunikacji klient – przedsiębiorstwo)	Modele rozwijane przez tzw. udział strony trzeciej, które zarówno rozwijają cały projekt wdrożenia instalacji i utrzymania biznesu, jak i biorą na siebie ryzyka związane z niepowodzeniem czy inwestycyjne, cenowe itp. Modele te ułatwiają klientowi decyzję o inwestycji, zapewniają lepszy dostęp do źródeł finansowania oraz ułatwiają wdrożenie dużych projektów, dla rozwiązań komercyjnych i dla instytucji publicznych. Przedsiębiorstwa sieciowe stopniowo zwiększają swoją aktywność poprzez stwarzanie ułatwień dla wdrożeń PV	Modele biznesowe pozwalające na pełne włączenie PV w sieć systemową. Modele te są różnorodne, zarówno pod względem włączenia w nie różnych grup właścicieli, jak i operatorów sieci i innych uczestników rynku. Przedsiębiorstwa sieciowe są aktywne i kreują aktywnie możliwości tych modeli, włączając się w ich rozwój. Zarządzanie siecią jest integralne, zarówno pod względem PV, jak i innych OZE oraz mediów energetycznych. Rynek jest zintegrowany i optymalizowany względem celów jego działania

Źródło: opracowanie własne.

[27] W KI WZ UŁ powstaje odrębna praca naukowa na ten temat (2013 r.)

W Polsce brakuje zaawansowanych wdrożeń większości omawianych modeli (tab. 17, kol. 3), praktycznie, komercyjnie funkcjonujących i zintegrowanych z rynkiem energii. Można jedynie wskazać większe projekty pilotażowe oraz testowe dla wdrożeń dotyczących SM i AMI (projekty ENERGA i PGE), OIP (projekt powołania niezależnego operatora informacji pomiarowej) oraz laboratoryjne badania nad zarządzaniem mikrosieciami i energetyką prosumencką (np. Politechnika Łódzka, Politechnika Warszawska Politechnika Wrocławska, Politechnika Śląska, inne podobne).

Tabela 18. Zestawienie cech modeli biznesowych omawianych w pracy

Wyszczególnienie	Modele		
	klienta końcowego/ prosumenta	strony trzeciej ESCO	dużych wytwórców i agregatorów rynku (nowy jakościowo podmiot rynku)
1	2	3	4
Profil uczestnika modelu	Użytkownicy końcowi są zachęcani do inwestowania w PV, często jednak są sceptyczni i niepewni wobec dostępnych technologii	Głównie firmy wspierające finansowanie, spółki celowe, pośrednicy innowacji. Nie są to przedsiębiorstwa sieciowe, a raczej odrębne przedsiębiorstwa celowe	Głównie wielcy uczestnicy rynku energii, przedsiębiorstwa rynku zintegrowanego
Charakterystyka techniczna modelu	Małe instalacje od 4 do 8 kW, czasami większe. Zwykle montowane moduły od 150 do 300 W. Duży wybór technologiczny, od systemów tańszych, krzemowych ale z niską sprawnością (do 10%) poprzez droższe (sprawność do 20%) i bardzo drogie cienkowarstwowe (sprawność powyżej 90%). Szacuje się, że w najbliższym czasie koszt 1 W mocy wyniesie 1 dol. Pożądany rozwój automatyki i sterowania nowoczesnym, inteligentnym domem oraz nowych technologii ICT	Instalacje duże, skalkulowane pod kątem zwrotu z inwestycji wg modelu dostawcy usług, i dostawcy efektywności energetycznej. Docelowo modele dot. obszarów i rejonów miejskich, szpitali, szkół, uczestników biznesowych itp. Szeroki wybór technologiczny. Modernizacje mogą obejmować zintegrowane media: głównie instalacje cieplne i gazowe oraz PV. Konieczny wspierający rozwój technologii ICT itp.	Duże instalacje, farmy PV oraz inicjatywy DG, ze względu na przejęcie roli ESCO, modele mieszane, dedykowane również dla małych prosumentów (leasing dachów itp.) Agregatorzy – nowa usługa na rynku – agregowanie DER i EV oraz bilansowanie lokalne, funkcja tworzenia kontrolowanego zapotrzebowania na energię elektryczną: usługi dodatkowe, szczytowe i inne. Konieczny rozwój magazynów energii, oraz technologii wpierających ICT itp.

Tabela 18. (cd.)

1	2	3	4
Zachęty i działania marketingowe	Słabe działania. Są liczne portale inwestorów jak i stowarzyszeń energii z OZE w tym PV, ale ich skuteczność reklamowa i marketingowa jest słaba. Działania na poziomie gminnym i lokalnym – słabe. Nieliczne programy promocji. Dość liczne, ale mało rozpowszechnione formy szkoleń, kursów itp.	Modele te są realizowane w Polsce, głównie w obszarze takich mediów jak gaz i ciepło. Obecnie prawdopodobnie rozwiną się zainteresowania instalacjami PV. Promocja i marketing dedykowany i skuteczny	Brak roli agregatora na rynku energii. Podobną rolę pełnią wraz z innymi funkcjami obecni OSD. Niewielka promocja SG w społeczeństwie. Mały rozwój przedsiębiorczości w kierunku PV. Działania pasywne i ostrożne
Źródła finansowania	Taryfy gwarantujące zwrot inwestycji (FIT), dotacje i ulgi z projektów regionalnych i strukturalnych. Zwolnienia podatkowe dla terenów rolnych (inwestycje wolnostojące), oraz kredyty komercyjne i celowe	Ulgi i subsydia związane z uczestnictwem w projekcie finansowanym z ramienia NFOŚiGW. Kredyty i leasing, oraz system certyfikacji	Brak regulacji prawnych dla roli agregatora i klarownych rozporządzeń organizacyjnych. Głównie fundusze własne i kredyty oraz fundusze celowe z projektów i dofinansowań. Również system certyfikacji itp.

Źródło: opracowanie własne.

Prognozuje się znaczne przyspieszenie rozwoju SG w najbliższych latach. W 2020 roku przewiduje się w Polsce, osiągniecie rozwoju SG pierwszej generacji (*Young SG*). Stąd omawiane modele biznesowe i różne ich odmiany/wersje (najpierw proste), będą właśnie obecnie rozważane przez zarządy różnych firm i przedsiębiorstw. Poszukiwane będą rozwiązania szczególne, budujące przewagę strategiczną na rynku.

Wraz z omawianymi modelami (tab. 18) należy wskazać obecne bariery ich wejścia na rynek. Do najważniejszych z nich należą:

Mała lub niska stopa zwrotu z inwestycji (ROI) – części z tych propozycji można zarzucić małą lub niską stopę zwrotu z inwestycji. Oznacza to, że przy obecnych warunkach rozwoju rynku (bez ustawy o OZE) są właściwie słabo opłacalne lub też z potrzebą nowego sposobu finansowania (kwoty rzędy tysięcy zamiast milionów zł). Sytuacja jest tym bardziej trudna, że wciąż nie ma w pełni działającego rynku opomiarowania, a taryfy (TOU) użytkownika nie mogą być bodźcem dla podejmowanych decyzji. Koszty technologii dla OZE nie są konkurencyjne wobec technologii tradycyjnych.

Niektóre modele są bardzo zależne od systemu ulg, dofinansowań i dotacji oraz regulacyjnych działań promocyjnych. Zatem same, bez wsparcia nie są w stanie zbudować ekonomi skali, pożądanej dla rynku. Niektóre z nich stosują nowe modele zwrotu wartości. (np. nie omawiane w pracy tzw. modele domów certyfikowanych *green building label*, gdzie model zwrotu wbudowany jest w przychód developerów, lub stosowanie finansowania rynkiem obligacji), który nie zostały sprawdzone w określonych warunkach otoczenia. Wnosi to dodatkowe ryzyko dla podjęcia decyzji inwestycyjnych.

Wysokie koszty i ograniczony dostęp do wolnego kapitału – w modelach z wykorzystaniem TPF należy wskazać wysokie oprocentowanie kredytów komercyjnych. Istnieją kredyty dedykowane na rynku oraz ulgi i dotacje, wymagają one jednak wkładu własnego w projekt, często na poziomie 45-55%. Przy niestabilnej gospodarce i światowym kryzysie, inwestorzy obawiają się wzrostu oprocentowania, niestabilności waluty obcej oraz nieoczekiwanych bankructw itp. Poza tym brakuje klarownych deklaracji państwowych dotyczących np. ulg podatkowych i skarbowych ustanawianych długofalowo.

Wysokie koszty dotyczą nie tylko samej technologii OZE, ale przede wszystkim technologii ICT bez której SG i realizacja omawianych modeli nie mogłaby istnieć.

Wysokie ryzyko inwestycyjne i inne – najczęściej przedsiębiorstwa ESCO biorą na siebie całe ryzyko technologiczne, zapewniając poprzez swoją wiedzę „*know how*", jego ograniczenie. Jednak ESCO nie jest wstanie wziąć na siebie ryzyk, które wynikają z dopiero co rozwijających się technologii, takich, które niemal wychodzą na rynek prosto z laboratoriów badawczych (nowe rozwiązania dla DS, kolejne generacje rozwiązań PV itp.).

Inne ryzyka, jak ryzyko ceny lub organizacyjne w przypadku SG, czy prawne (częste zmiany regulacji prawnych), są bardzo trudne obecnie do przewidzenia, a zatem niemożliwe do skalkulowania dla podejmowania właściwych decyzji inwestycyjnych.

Brak pełnej, kompletnej informacji o przemianach na rynku (lub nadmiar sprzecznych informacji) – dostępnej w łatwy sposób – np. obecnie, słaby system doinformowania drobnych użytkowników o szczegółach wdrożenia ustawy OZE, oraz o korzyściach wynikających z inwestycji PV dla tworzenia pozycji aktywnego prosumenta na nowym rynku energii. W Internecie na wielu rozproszonych portalach informacyjnych stowarzyszeń i organizacji, które wspierają rozwój tzw. zielonej energii znajdują się szczątkowe informacje na tematy SG, ale brakuje ujednoliconej i pełnej informacji, podanej w łatwy sposób, zachęcającej do podejmowania konkretnych działań inwestycyjnych w konkretne rozwiązania. Kłopotliwe jest też dla użytkownika – szczegółowe doszukiwanie się poszczególnych „klocków" instalacji PV i składanie sobie samemu kompozycji. Tak może działać uczestnik dojrzałego rynku danej technologii. Klient najczęściej

chce mieć całość w jednym „pudełku” i to wraz z serwisem. Czyli chce korzystać z takich usług, które mu to wszystko zapewnią.

Niski stopień zainteresowania przemianami na rynku energii – problemy rynku energii w Polsce, nie są właściwie zauważalne przez większość osób spoza branży energetycznej. Energetyka prosumencka i jej idea, jest wciąż mało znana i rozpowszechniana. Prowadzi to do niezrozumienia intencji i pytań typu: a po co to? Dodatkowo, wrodzony sceptycyzm każe statystycznemu Polakowi poddawać w wątpliwość każde inicjatywy, dotyczące wielkich, globalnych przemian.

W projekcie SEESGEN_ICT (2009-2011), zdiagnozowano cały szereg barier i szans rozwoju dla niektórych, omawianych modeli biznesowych w Europie i rozważanych w projekcie. Wyniki tych badań zostały opublikowane zarówno na stronach projektu, jak i w artykułach naukowych, przy współudziale autorki [Seesgen D5.4; ISIM 2011].

6. PODSUMOWANIE

Przemiany na nowym, zintegrowanym rynku energii w Polsce, obejmującym wspólny obszar działań sektora energii elektrycznej, gazu i ciepła oraz możliwości i ograniczenia, dotyczące jego tworzenia to główne zagadnienia podjęte w niniejszej rozprawie. Jednym z elementów tych przemian jest inteligentny, zintegrowany rynek energii wraz z SG, którego ogólny model został omówiony w części pierwszej niniejszej pracy. W części drugiej skoncentrowano się na modelach biznesowych nowego RE. Omawione zostały ich poszczególne rodzaje i wskazane przykłady zastosowań, szczególnie rozważano wdrożenia rozwiązań PV oraz EV, dając uzasadnienie dla postawionej tezy i wysuniętych hipotez.

Z wykonanych i zebranych analiz wynika:

Obecnie zmienia się całkowicie orientacja rozważań dotyczących rynku energii z ogniskową skierowaną na małe, rozproszone, lokalne i dynamiczne działalności i przedsiębiorstwa, które zmienią ten rynek na najniższym poziomie, tj. na poziomie klienta/prosumenta. Omawiając w rozdz. 2 cechy SG wskazano nowe oczekiwania rynku, a w tym oczekiwania klientów – jako najważniejszych uczestników wobec nowego rynku energii (RE).

Dla obecnych na tym rynku dotychczasowych przedsiębiorstw energetycznych, najlepszą metodą wzrostu efektywności oraz pozyskania kapitału powinno stać się wdrażanie procesów innowacyjności technologicznej, w tym innowacyjności operacyjnej, polegającej na głębokich zmianach wpływających na istotę funkcjonowania przedsiębiorstw, których skutki oddziałują na wszystkie aspekty ich działań. Dotyczy to zarówno podejścia indywidualnego (przedsiębiorstwo, model biznesowy, nowe, innowacyjne modele i procesy biznesowe), jak i całościowego (organizacyjny model rynku energii). Należy też wdrażać innowacje technologiczne, budować dla nich nowe modele biznesowe i znajdować strategie błękitnego oceanu.

Omawiając rozwój SM uzasadniono, że proces powstawania środowiska informacyjnego i pomiarowego dla nowego, zintegrowanego RE jest złożony. Kreuje jednak nową rzeczywistość, tzw. e-energii. Uruchomienie SM wprowadzi nową jakość jednolitego opomiarowania mediów energii. Dzięki temu możliwe będzie powstawanie całkiem nowych produktów i usług oraz działalności i obszarów na zintegrowanym RE, które do tej pory nie istniały. Przedsiębiorstwa energetyczne muszą przygotować się i aktywnie szukać nowych obszarów działania, nowych produktów i nowych funkcji, jakie powinny rozwijać na zintegrowanym rynku mediów energetycznych, opomiarowanym w czasie rzeczywistym, by sprostać wyzwaniom XXI wieku.

W podrozdziale 2.7 monografii wskazano, że branża gazowa ma dużo mniej bodźców, by na szczeblu regulacyjnym wspierać rozwój SM i integrację rynku

energii oraz rozwój SG. Jeszcze mniej bodźców ma rynek ciepła. Stąd połączenie funkcjonalne inteligentnego opomiarowania energii elektrycznej, gazu i ciepła ma swoje uzasadnienie dla budowania SG. Wspólne korzystanie ze zintegrowanego systemu opomiarowania przyczyniłoby się do integracji funkcjonalnej zarządzania energią, na wspólnym rynku energii.

W podrozdziale 2.8 wskazano na zgodność zdania ekspertów co do wspierania rozwoju kogeneracji i unifikacji branż, zarówno energii elektrycznej jak gazowej i cieplnej – ze względu na korzyści uzyskane z efektu synergii. Należy jednak szukać nowych rozwiązań innowacyjnych, w tym modeli biznesowych dla wprowadzania nowych działań na takim rynku.

W podrozdziale 3.1 wykazano, że rynek ciepła stanie się rynkiem komplementarnym dla rynku zintegrowanego: energii elektrycznej i gazu. A właściwie będą to lokalne rynki ciepła. Wyjątki będą dotyczyć wyłącznie dużych skupisk urbanistycznych i miast.

W podrozdziale 3.4, na podstawie modelu mikro CHP udowodniono, że możliwe jest rozwijanie modeli biznesowych zintegrowanego rynku mediów na nowy, nieobecny jeszcze na rynku sposób, uwzględniając potrzeby odbiorców i wyzwania ekonomiczne XXI wieku.

Zatem z omawianych rozdziałów wynika, że:

Smart Grid na nowym rynku energii jest nowym sposobem organizowania go i zarządzania nim oraz stosowania rozwiniętych technologii ICT, które wbudowane w rynek tworzą obszar zarządzania, odzwierciedlony w przestrzeni informacyjnej dla realizacji wybranych strategii integrowania, zarządzania i wdrażania innowacji, poprzez nowe modele biznesowe.

Należy więc przyznać rację, że jest to budowanie od podstaw czegoś nowego, nie– istniejącego wcześniej, niemającego wcześniejszych wzorców, ani też dobrych praktyk. Jedynym wzorcem jest być może rynek teleinformatyki i telefonii komórkowej. *Smart Grid* to też wyzwanie dla głębokich przemian społecznych: wpisuje się w przemiany ostatnich lat: od społeczeństwa przemysłowego, poprzez postindustrialne i informacyjne (internetowe), do społeczeństwa wiedzy, ukierunkowanego na rozwój zrównoważony, wraz z prosumencką ideą stosowania nowych technologii OZE i tzw. Internetu „rzeczy" (czyli wszystkie urządzenia użytkowe zintegrowane ze sobą poprzez pomiar i kanał komunikacyjny – Internet).

Tym samym udowodniona została hipoteza pierwsza.

Z rozdziałów drugiego i trzeciego wynika również, że: nowe modele biznesowe powinny przekonać dużych wytwórców, że ich obszar działania należy przekształcać w pewnej części w nowy (poprzez technologie OZE), szukając nisz innowacyjnych i rozwiązań preferowanych w wielkiej skali, budując miks energetyczny, zapewniający im miejsce na rynku. Z drugiej strony, nowe modele biznesowe powinny zachęcić drobnych prosumentów do działania na rynku energii, by w sposób aktywny budowali równowagę popytowo-podażową i wzmacniali swoją siłę konkurencji na rynku.

Model nowego rynku energii obejmuje nie tylko integrację działań, obszarów biznesowych rynku gazu, ciepła i energii elektrycznej, ale też zmianę koncepcji działania obszaru odbiorów (obszar największych zmian również mentalnych), wytwórców, usługodawców, działań handlowych, informacyjnych i innowacyjnych technologii, dając efekt dynamicznego środowiska, opomiarowanego w czasie rzeczywistym i działającego w sposób racjonalny, efektywny i optymalny. Z systemu, gdzie dominują duże jednostki, tzw. *utilities*, rynek przechodzi w rozproszenie, budując inteligentną sieć z dużą ilością połączonych, małych i średnich źródeł uczestników rynku: węzłów, prosumentów, wytwórców, usługodawców, handlowców, pośredników, operatorów handlowych i rozliczeniowych czy operatorów informacyjnych.

W Polsce, przemiany w kierunku zintegrowanego rynku energii i osiągnięcia jego pełnej dojrzałości rozwoju, są na etapie początkowym, przygotowawczym.

Na nowym rynku energii pojawiają się nowe role i nowi, niezwykle ważni aktorzy rynku, tacy jak: prosument (omówienia w podrozdziałach 3.6 i 5.3), agregatorzy rynku czy przedsiębiorstwa typu ESCO, pojawiają się też nowe usługi, a zakres możliwości tworzenia wciąż nowych aktywności, wydaje się być obecnie nieograniczony.

W rozdziale czwartym podniesiono istotę rozwoju technologii na zintegrowanym rynku energii, w tym fotowoltaiki, wraz z problematyką magazynowania energii, uzasadniając zainteresowanie tym obszarem poprzez nową ustawę o odnawialnych źródłach energii w Polsce, która to ustawa zapala zielone światło dla inwestycji PV. W rozdziale tym przeprowadzono analizę otoczenia biznesowego zintegrowanego rynku energii w kontekście potrzeb OZE i nowych aktorów rynku energii, w okresie do roku 2050, wskazując pojawienie się nowych obszarów innowacyjnych działań, dla każdego z dotychczasowych i przyszłych uczestników nowego rynku.

Należy budować i stosować nowe modele biznesowe dla fotowoltaiki i innych OZE, wykorzystujące korzystną sytuację dofinansowań i możliwości rozwoju, przede wszystkim dla prosumentów, ale także dla dużych, dotychczasowych producentów systemowych. Korzystne byłoby wspieranie mikrohybryd – czego obecny, zdeterminowany nowymi rozporządzeniami system wsparcia nie przewiduje (np. w układach mały wiatrak, instalacja PV oraz przydomowy magazyn energii itp., pod warunkiem, że takie rozwiązania byłyby efektywne ekonomicznie), szczególnie ze względu na okresy zimowe w Polsce. Należy też wskazać, że obecny system finansowania, uzależniony od cen certyfikatów, nie jest doskonały i znacznie zwiększa ryzyko inwestycyjne, poprzez dużą niestabilność rynku certyfikatów.

Wnioski z rozdziału czwartego oraz rozważania rodziału piątego wraz z przytoczonymi przykładami, dotyczacymi modeli biznesowych i wdrożeń OZE w Europie (załącznik 2) uzasadniają hipotezę drugą niniejszej rozprawy.

Poprzez obszerny opis i analizę konkretnych modeli biznesowych na nowym, zintegrowanym rynku energii dla wdrożenia technologii PV i EVs, przeprowadzoną szczegółowo w rozdziale piątym, udowodniono również hipotezę trzecią. W rozdziale tym, wykonano obszerną analizę strategii, możliwych modeli biznesowych dla poszczególnych uczestników rynku: prosumenta, wytwórcy systemowego, agregatora rynku oraz przedsiębiorstwa ESCO i użytkownika EV, uporządkowano sposób ogólnego opisu modeli biznesowych oraz wykonano analizy strategiczne SWOT, szczególnie dla wprowadzenia PV w Polsce, podając obszerną literaturę przedmiotu, dla poszczególnych, wskazanych propozycji modeli biznesowych.

Dzięki przeprowadzonej analizie, w niniejszej rozprawie udowodniono tezę sformułowaną w rodziale pierwszym: Rozwój nowoczesnego społeczeństwa i nowoczesnej, innowacyjnej gospodarki wymaga m.in. dostępu do energii. Konieczna jest zatem integracja techniki, organizacji i sposobów zarządzania, prowadząca do powstania nowoczesnego, zintegrowanego rynku energii, umożliwiająca efektywne i ekonomicznie uzasadnione użytkowanie energii, pozyskiwanej z różnych źródeł, zwłaszcza odnawialnej energii z OZE.

Powodzenie modeli biznesowych dla PV, zależne jest w znacznym stopniu od rozwoju i komercjalizacji rozwiązań sposobów magazynowania energii. Dlatego jednym z wniosków całej rozprawy jest wskazanie dalszych prac badawczych. Istnieje niezbędna potrzeba skupienia badań nad modelami rozwoju magazynowania energii, równolegle z promocją wdrażania technologii PV w Polsce. Problem magazynowania energii w niniejszej rozprawie, jest rozpatrywany jedynie na przykładzie wykorzystania samochodów elektrycznych, gdy tymczasem przydomowe zasobniki energii wraz z instalacjami OZE będą w nieoceniony sposób wspomagały bilansowanie energetyczne domów i wraz z EV znacznie wzmocnią pozycje konsumenta/prosumenta, jako równoprawnego konkurenta dla wielkich wytwórców sieciowych na nowym rynku energii.

Technologie dla instalacji wiatrowych i kolektorów ciepła czy innych technologii cieplnych, w tym kogeneracji, i elektrociepłowni z wykorzystaniem biomasy, zostały w tej rozprawie pominięte, jednak należy również zadbać o ich zrównoważony rozwój, gdyż razem z PV tworzą obszar technologii OZE.

Następnie należy podjąć konieczne prace nad opracowaniem spójnej polityki rozwoju inteligentnych sieci w Polsce – określając w niej przede wszystkim sposoby finansowania i uzyskiwania funduszy na zachęty i bodźce regulacyjne, uruchamiające konkurencyjne mechanizmy na rynku, w długim okresie zwrotu. Przy czym nie mogą to być tylko regulacje bezpośrednie. Tworzenie warunków rozwoju jest tu bodźcem pośrednim, daleko ważniejszym i skuteczniejszym w długiej perspektywie czasu. Strategia ta powinna minimalizować obecne bariery rozwoju.

Należy wspierać uczestników rynku w rozumieniu i opracowywaniu nowych modeli biznesowych dla nowych usług i działalności na RE. Przemiany zachodzące obecnie, otwierają nowe możliwości oraz nowe potrzeby, w tym zupełnie nowe

usługi i produkty. Związane jest to również z rozwojem technologii informacyjno komunikacyjnych, w tym Internetu oraz przetwarzaniem ogromnych ilości danych – odpowiadających za bieżący stan działań i rozliczeń na rynku. Technologie *Internet of Things*[1] zapewniają rozwój urządzeń, począwszy od inteligentnego domu i zarządzania urządzeniami domu, po pracę agregatora usług rynkowych i bilansujących wraz ze sterowaniem według programów DSM. Zatem nowe modele biznesowe, oraz opracowywanie konkretnych scenariuszy wdrożeń, rozpoznanie otoczenia makro i mikroekonomicznego, przeprowadzenie analiz nowych procesów biznesowych i podjęcie projektów rozwojowych, a następnie utrzymanie ich tzw. „common work" i ocena rezultatów – to oczekiwane działania aktywnych uczestników rynku w dynamicznym okresie przemian na rynku mediów.

Nowe modele biznesowe pomagają w wejściu na rynek nowym technologiom. Przykłady i rozwiązania stosowane w innych krajach są niezwykle pomocne, dla przełożenia niekiedy podobnych rozwiązań w realia Polski.

Do dalszych badań dotyczących modeli biznesowych należy wskazać tzw. obszar zaawansowanych modeli biznesowych, dotyczących zintegrowanych, zaawansowanych modeli kompleksowych, obejmujących różne technologie, różne organizacyjnie obszary branż oraz ścisłe powiązanie ich z konkretnymi technologiami ICT, które wspierają realizacje ich podstawowych funkcji. Takie modele będą niezbędne na dojrzałym rynku mediów energetycznych i SG.

Następnym obszarem badawczym jest obszar bilansowania w tzw. sąsiedztwie[2]. Rola agregatora m.in. ma za zadanie tak zarządzać potencjalnymi zasobami energii w czasie, by maksymalnie wykorzystać je dla zbilansowania obszaru w jakim działa agregator.

Jako wniosek ogólny można przytoczyć zdanie zawarte w jednym z dokumentów UE, które odzwierciedla sens wykonanego opracowania modeli biznesowych uczestników zintegrowanego rynku mediów energetycznych jak i dalszych prac:

> Inteligentna sieć jest tylko środowiskiem dla rozwoju zrównoważonego inteligentnego ekosystemu energetycznego w którym klient/konsument jest najważniejszym podmiotem na rynku energii [ETP SG 2010][3].

---

[1] Przykładem może być nowy projekt badawczy rozwijany w Wielkiej Brytanii pt.: HAT – *Hub of All Things*; (http://hubofallthings.wordpress.com/).

[2] Autorka jest obecnie kierownikiem prac zadania (WP22) w zawiązanym konsorcjum, utworzonym dla wykonania projektu europejskiego FP7 Smartcities 2013 pt.: *Balancing Energy Production and Consumption in Energy Efficient Smart Neighbourhoods – E-balance* (2013-2017), dotyczącego badań, związanych z opracowaniem modeli biznesowych, rozważanych w działaniu agregatora, bilansującego zapotrzebowanie na energię elektryczną w sąsiedztwie. W projekcie uczestniczy 11 uczestników i 5 europejskich krajów, instytucje naukowe i praktycy biznesu RE.

[3] „The Smart Grid is only a platform for Smart Energy Ecosystem in which *customers* play the *first* violin", na podstawie e-źródła: http://www.metering.com/i/ETPSmartGrids.pdf [dostęp 14.11.2012].

Konsument staje się pierwszym i najważniejszym podmiotem na nowym rynku energii i względem niego koncentrują się działania wszystkich innych podmiotów nowego zintegrowanego rynku energii w XXI wieku, którego działanie ma zapewniać wysoką efektywność ekonomiczną oraz zrównoważony, bezpieczny i ekologiczny rozwój Europy i świata.

Załącznik 1

Rynek energii elektrycznej REE

Poniżej w uproszczeniu opisano najważniejsze procesy i relacje oraz ich przebieg między uczestnikami funkcjonującego obecnie rynku energii elektrycznej. Są to procesy jak i rozliczenia handlowe na dwóch podstawowych obszarach: rynku hurtowym i detalicznym dla energii elektrycznej z regulacją taryfową dla grupy G11 (rys. 2.):

1. Wytwórca podpisuje z przedsiębiorstwem obrotu hurtowego (PO_H) umowę na sprzedaż energii elektrycznej.

2. Wytwórca zawiera z operatorem systemu przesyłowego (OSP) umowę przesyłową.

3. OSP rozlicza i fakturuje usługi przesyłowe dla wytwórcy na podstawie umowy i IRiESP.

4. Wytwórca aktywnie uczestniczy w RBEE (rynek bilansujący) składając ZUSE dla każdej JG.

5. Operator rynku RBEE rozlicza koszty uczestnictwa w rynku dla każdej JG z osobna.

6. Operator systemu dystrybucyjnego (OSD) podpisuje z OSP umowę przesyłową.

7. OSD jest zobowiązany na mocy IRiESP i umowy do opracowywania i przekazywania w odpowiednich terminach do OSP planów koordynacyjnych i bilansów techniczno-handlowych o zawartości zgodnej z zapisami w IRiESP. Przekazywane wielkości pozwalają na opracowanie przez OSP planu zapotrzebowania na energię na terenie całej sieci, za pracę, której jest odpowiedzialny.

8. OSD podpisuje umowy przyłączeniowe i dystrybucyjne z odbiorcami końcowymi (OK), którzy korzystają z sieci rozdzielczej (o napięciu znamionowym, nie wyższym niż 110 kV), które są podstawą do rozliczeń usług dystrybucyjnych, na podstawie zatwierdzonej przez URE taryfy OSD.

9. OK_TPA na podstawie umów dystrybucyjnych z OSD i obowiązujących zapisów IRiESD są zobligowani do opracowania planów technicznych, zwierających plany zapotrzebowania na energię elektryczną. Powyższe plany pozwalają OSD opracować plan pracy i zapotrzebowania na energię elektryczną na obszar sieci dystrybucyjnej.

10. OK na podstawie umowy przesyłowej z OSP i zapisów w IRiESP zakupuje usługę przesyłową bezpośrednio od OSP, jeśli jest przyłączony bezpośrednio do sieci przesyłowej (OK_TPA (OK korzystający z TPA)).

11. OSP realizuje przesył energii dla odbiorcy podłączonego bezpośrednio do sieci przesyłowej. OSP sprzedaje usługę zgodnie z taryfami zatwierdzonymi przez prezesa URE.

12. PO_H uczestniczy pośrednio w RBEE, przekazując poprzez OH/OHT zgłoszenia umów sprzedaży energii.

13. Operatorzy OH/OHT aktywnie uczestniczą w procesie bilansowania handlowego i handlowo technicznego w imieniu PO_H.

14. PO_H może również bezpośrednio uczestniczyć w RBEE składając oferty na RBEE.

15. Operator RBEE potwierdza przyjęte zgłoszenia na RBEE, które zgodnie z obowiązującym zapisem IRiESP muszą zawierać stronę zakupu i stronę sprzedającego (gdzie jedną ze stron na tym typie zgłoszenia zawsze jest POH).

16. Pomiędzy PO_H a lokalnym przedsiębiorstwem obrotu zostaje podpisana umowa na sprzedaż energii elektrycznej.

17. PO_L kupuje energię elektryczną od PO_H.

18. PO_L poprzez OHT/OH pośrednio uczestniczy w rynku bilansującym.

19. OH/OHT rozlicza PO_L zapotrzebowanie i koszty uczestnictwa w RBEE.

20. Odbiorca końcowy zgłasza swoje zapotrzebowanie na energię elektryczną zgodnie z planami swojego zapotrzebowania, do lokalnego PO_L.

21. PO_L sprzedaje energię na pokrycie zapotrzebowania danego OK. Rozlicza się z danym odbiorcom zgodnie z umowa kompleksową, obejmującą zakup energii oraz przesył i dystrybucję sieciami dystrybucyjnymi, jeśli jest to odbiorca OK, lub tylko za zakup energii jeśli jest to odbiorca końcowy OK _TPA.

22. Odbiorca końcowy płaci za energię elektryczną dostarczoną przez PO_L.

23. Operator sieci dystrybucyjnej podpisuje na wniosek odbiorcy końcowegoumowę o przyłączenie do sieci i świadczenie usługi dystrybucyjnej.

24. Odbiorca końcowy OK(G) po przyłączeniu i zawarciu umowy na usługę dystrybucyjną, kupuje energię korzystając z sieci dystrybucyjnej. Po realizacji usługi na podstawie odczytów z liczników otrzymuje od OSD fakturę za zrealizowaną usługę dystrybucyjną.

25. Odbiorcy końcowi z dawnych grup taryfowych A, B, C (obecnie nie funkcjonują te taryfy) pośrednio uczestniczą w RBEE, przy czym odbiorcy z grup B i C nie muszą uczestniczyć w RBEE.

26. OK_TPA może być bezpośrednim uczestnikiem RBEE.

27. Wytwórca, który ma bloki wytwórcze o mocach poniżej 50 MW, przyłączony do systemu przesyłowego, może być uczestnikiem pośrednim RBEE, wtedy w jego imieniu OH/OHT składa oferty bilansujące na RBEE.

28. Wytwórcy mogą być bezpośrednio przyłączeni do sieci dystrybucyjnej OSD, uczestniczą pośrednio w RBEE.

Rynek gazu (RG)

Poniżej opisano najważniejsze procesy, istniejące i przyszłe, i ich przebieg pomiędzy uczestnikami rynku gazu. Są to procesy jak i rozliczenia handlowe

na dwóch podstawowych obszarach: rynku hurtowym i detalicznym dla gazu z regulacją taryfową (dotyczy rys. 3):

1. Dostawca gazu składa wniosek o warunki przyłączenia do sieci oraz warunki zawarcia umowy przesyłowej. Po przyłączeniu do sieci przesyłowej i pozytywnym rozpatrzeniu wniosku zostaje podpisana umowa przesyłowa z operatorem systemu przesyłowego. Umowa ta zobowiązuje OSP do świadczenia usługi przesyłowej na rzecz Dostawcy.

2. Dostawca jest zobowiązany do rozliczeń za świadczoną usługę przez OSP zgodnie z obowiązującymi zasadami, zapisanymi w umowie przesyłowej oraz taryfie zatwierdzonej przez prezesa URE.

3. W celu zachowania ciągłej, stabilnej i bezpiecznej pracy operator pozyskuje od dostawcy plany dostaw, remontów i zgłoszenia awarii. Otrzymane dane pozwalają na opracowywanie planów pracy całej sieci, które z kolei pozwalają na minimalizację ograniczeń systemowych.

4. W związku ze zgłaszanymi przez dostawcę nominacjami/renominacjami, wielkości zatwierdzone z nich stają się podstawą do rozliczeń związanych z przesyłem paliwa gazowego – bilansowanie rozliczeniowe i raporty HRP (handlowe raporty przesyłu) wraz z fakturami: zaliczkowymi, podstawowymi, dodatkowymi, korygującymi i notami odsetkowymi.

5. Operator sieci dystrybucyjnej składa wniosek do OSP na świadczenie usługi przesyłowej przez OSP, na paliwo kupowane na potrzeby własne i dostarczane przez sieć przesyłową.

6. OSP jest zobowiązany do rozliczeń za świadczoną usługę, zgodnie z obowiązującymi zasadami zapisanymi w umowie dystrybucyjnej oraz taryfie zatwierdzonej przez prezesa URE.

7. Dostawca podpisuje również z przedsiębiorstwem obrotu (PO_H) umowę, aby przedsiębiorstwo obrotu PO_H mogło kupować/sprzedawać paliwa gazowe od dostawcy na potrzeby innych uczestników rynku. Podpisana umowa pozwala dostawcy na opracowywanie planów, a następnie przygotowywanie zgłoszeń nominacji/renominacji na podstawie zamówień od PO_H.

8. PO_H, w ramach umowy kupuje od dostawcy paliwo gazowe na potrzeby poszczególnych odbiorców.

9. Przedsiębiorstwo Obrotu Hurtowego, które jest zleceniodawcą usługi przesyłowej, w ramach umowy przesyłowej jest zobligowane do zgłaszania nominacji/renominacji do OSP.

10. OSP w oparciu o zgłoszone nominacje/renominacje, zgodnie z zasadami bilansowania handlowego, wylicza opłaty za niedotrzymanie nominacji. Rozliczenia te są dokumentowane w postaci handlowego raportu przesyłu (HRP) i faktur rozliczeniowych.

11. PO_H zawiera umowę z OSD na świadczenie usługi dystrybucyjnej. Jednocześnie jest zobowiązany, na mocy IRiESD, do opracowywania i przekazywania w odpowiednich terminach do OSD nominacji/renominacji.

12. Operator systemu dystrybucyjnego (OSD) podpisując z PO_H umowę na świadczenie usługi dystrybucyjnej, zobowiązany jest stosować się do instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej (IRiESD), w której zapisane są zasady rozliczeń za świadczenie usług dystrybucyjnych, a w szczególności: za niedotrzymanie nominacji/renominacji oraz bilansowanie handlowe.

13. OSP podpisuje umowy przyłączeniowe i przesyłowe z odbiorcami końcowymi (OK_TPA). Umowy te są podstawą do rozliczeń za świadczenie usług przesyłowych w oparciu o zatwierdzoną przez URE taryfę OSP*.

14. OK_TPA na podstawie umowy z OSP i obowiązujących zapisów IRiESP są zobligowani do zgłaszania nominacji/renominacji paliwa gazowego.

15. Przedsiębiorstwo obrotu w ramach umowy kompleksowej z OK, sprzedaje i rozlicza paliwo gazowe oraz usługi przesyłowe/dystrybucyjne dostarczone odbiorcy końcowemu. Rozliczenia są realizowane w oparciu o zgłoszone nominacjach/renominacje. Poza danymi handlowymi, OK przekazuje do PO_H plany zapotrzebowania na paliwo gazowe oraz dane pomiarowo-rozliczeniowe.

16. Odbiorca końcowy (OK_TPA) przyłączony do sieci dystrybucyjnej zakupuje usługę od OSD i rozliczany jest zgodnie z taryfą zatwierdzoną przez prezesa URE*. OSD zapewnia przesłanie siecią dystrybucyjną zakupionego paliwa, zgodnie ze zgłoszonymi nominacjami/renominacjami do OK_TPA.

17. OK składa do OSD wniosek o przyłączenie do sieci oraz o podanie warunków przyłączenia. Po zatwierdzeniu tego wniosku jest podpisywana umowa dystrybucyjna, w oparciu o którą jest realizowana usługa dystrybucyjna.

18. OSD zawiera umowy dystrybucyjne z odbiorcami detalicznymi (OK) na dystrybucję paliwa gazowego i rozlicza ich zgodnie z obowiązującą taryfą, zatwierdzoną przez URE.

19. PO_L zawiera umowę z OK, w ramach której ma obowiązek wymiany i uzgodnień dotyczących wielkości nominacji/renominacji z PO_H.

20. Odbiorca końcowy detaliczny (OK) w ramach umowy kompleksowej zgodnie z taryfami, zakupuje paliwo gazowe od PO_L.

21. OSW zawiera umowę handlową na sprzedaż paliwa dla odbiorcy detalicznego. Niesie to za sobą obowiązek wymiany i uzgodnień dotyczących wielkości nominacji/renominacji na rzecz odbiorców detalicznych. Odbiorca detaliczny (OK) w ramach umowy kompleksowej może kupować paliwo gazowe od OSW, innego niż PO_L gdyż zapewnia to regulacja prawna*.

22. PO_L zgłasza zawarte transakcje handlowe na obowiązującym formularzu zgłoszeń nominacji/renominacji rocznych i tygodniowych. Na podstawie zgłoszeń, zgodnie z obowiązującymi zapisami kodeksu sieci dystrybucyjnej, są rozliczane opłaty za niedotrzymanie nominacji/renominacji oraz innych parametrów jakościowych dla OK.

23. Operatorzy systemów współpracujących uzgadniają bilans zapotrzebowania na paliwo pomiędzy OSP i OSW oraz zapewniają dostawę paliwa gazowego.

24. Operatorzy systemów współpracujących muszą być przyłączeni do sieci operatora systemu przesyłowego (OSP) i ponoszą opłaty za korzystanie z usługi przesyłowej na rzecz OSP.

25. Odbiorca końcowy może być przyłączony do systemu przesyłowego, zatem wtedy nie ponosi opłat związanych z usługą dystrybucyjną.

26. Odbiorca końcowy (OK_TPA) może kupować paliwo gazowe bezpośrednio od dostawców na podstawie umowy dwustronnej, która reguluje ceny za paliwo i za usługę przesłania gazociągiem technologicznym.

W nowych rozwiązaniach (projekt ustawy gazowej) przewidziano zbudowanie rynku hurtowego, na którym około 70% wolumenu gazu będzie dostępne dla wszystkich, chcących uczestniczyć w obrocie giełdowym.

* Stosunkowo nowe procesy i relacje na rynku.

Dodatkowe skróty użyte w załączniku 1

RBEE – rynek bilansujący energii elektrycznej
IRiESP – instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowych
IRiESD – instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych
OH/OHT – operatorzy handlowi/operatorzy handlowo – techniczni
JG – jednostka grafikowa
ZUSE – zgłoszenie umowy sprzedaży energii
OK – odbiorca końcowy z przypisaną grupą taryfową G
PO_L – lokalne przedsiębiorstwo obrotu
PO_H – przedsiębiorstwo obrotu na rynku hurtowym
OSW – operator systemu współpracującego
OK_TPA – odbiorca korzystający z zasady TPA

Załącznik 2

Najciekawsze modele biznesowe w Europie dotyczące PV

Poniżej omówiono pokrótce dwa działające projekty (wdrożone) PV z typu modeli biznesowych wytwórcy i/lub ESCO, wybrane ze względu na położenie kraju. Są to regiony o jeszcze mniejszym niż Polska nasłonecznieniu i krótszym czasie pracy paneli słonecznych w ciągu dnia. Są to projekty w Danii i Wielkiej Brytanii.

Projekt duński – przedsiębiorstwo wytwórca zielonej energii

The Dutch Energy Company (http://www.greenchoice.nl/thuis/groene-energie/groene-stroom/zonne-energie) – Greenchoice w 2011 r. zakończyło projekt „Zonvast", polegający na inwestycjach i instalacji paneli solarnych dla około 500 właścicieli domów mieszkalnych, tworząc w ten sposób dodatkowy potencjał zielonej energii elektrycznej na rynku. Instalacje nie są własnością właścicieli domów, ale za udostępnienie dachów dostają wyprodukowaną energię elektryczną dla swoich potrzeb, po stałej, atrakcyjnej cenie. Energia niezużyta w całości (nadwyżki) jest włączana w sieć bez zapłaty właścicielom dachów, tzn. jest zarobkiem dla firmy Greenchoice[1].

W tak opisanym modelu niedogodnością i ryzykiem jest fakt, że kiedy właściciel pragnie się przeprowadzić, kontrakt na instalacje na dachu związany z budynkiem musi być również sprzedany i kupiony przez nowego właściciela. Obecnie Greenchoice wprowadza podobny pomysł, tyle że obejmujący nie właścicieli domów mieszkalnych, a użytkowników biznesowych i obiekty przemysłowe.

Oto kilka danych technicznych: Greenchoice montował od 8 do 10 paneli na pojedynczym dachu. Oczekiwana produkcja energii elektrycznej była na poziomie 1990 MWh rocznie, z czego według założeń, niewiele mniej niż połowa jest konsumowana przez właścicieli budynków. Każda instalacja na dachu kosztowała Greenchoice około 8 tys. euro. Cała inwestycja dla 500 domów wyniosła około 4 mln euro. Greenchoice korzystała w niewielkim stopniu z dofinansowań państwowych.

Kontrakt jakim są objęci właściciele obejmuje okres 20 lat, a cena za energię elektryczną, uzyskaną z paneli dla własnych potrzeb to 0,23 eurocenta za 1 kWh.

Wielka Brytania – projekt typu ESCO

W Wielkiej Brytanii ruszył projekt wielkoskalowy dot. budowy farmy solarnej (spodziewany termin ukończenia – marzec 2013). Firma Lark Energy wybuduje farmę w rejonach lotniska (dystrykt Charnwood, angielskie hrabstwo

[1] Greenchoice jest w 100% dostawcą zielonej energii z biomasy, wiatraków, paneli i kolektorów oraz również przedsiębiorcą ESCO dla tych, którzy chcą korzystać z fachowej pomocy technicznej, jak i finansowej (TPF).

Leicestershire), a panele zostaną umieszczone wzdłuż pasów startowych. Firma Lark Energy jest częścią the Larkfleet Groups, zajmujących się inwestycjami i dostarczaniem technologii.

Wspomniana farma będzie się składała ze 125 tys. paneli fotowoltaicznych o łącznej mocy 35 MW, a koszt jej realizacji wyliczony jest na 35 mln funtów. Finansowaniem projektu zajmuje się firma Hazel Capital (inwestor w OZE; www.hazelcapital.com). Farma będzie zasilała ok. 7 tys. okolicznych domów.

Lark Energy wspólnie z Prosolia UK i Oakapple Renewable Energy, ma na swoim koncie mniejszą farmę (ok. 3 MW) ukończoną z sukcesem (Whittlesey, Cambridgeshire). Farma ta posiada 14 tys. paneli i generuje energię dla 900 domów, jak też mniejsze instalacje w Hawton, w Nottinghamshire, oraz w Maraton, które łącznie zasilają 1100 domów.

Firma ta stosuje dwa modele zwrotu[2]. Pierwszy dotyczy pośrednictwa ESCO i instalacji PV oraz sprzedaży jej użytkownikowi (użytkownik w ramach własnego finansowania może uzyskać wsparcie finansowe w ulgach i dopłatach). W takim przypadku użytkownik korzysta z taryf FIT i dostaje wszystkie korzyści ze sprzedaży nadwyżek energii do sieci. Drugi model jest formą dzierżawy (*leasingu*) – czyli w rezultacie użytkownik dostaje instalacje niejako za darmo, płaci mniej za swoje zużycie z sieci ponieważ ma własne źródło zasilania, lecz za oddaną energię do sieci – podobnie jak w projekcie duńskim – nie otrzymuje gratyfikacji.

Podsumowanie omówione pokrótce dwa przykłady modeli biznesowych są z rodzaju tych najpopularniejszych, gdzie firma ESCO – inwestor lub duży wytwórca (jak ESCO), działa by wdrażać proste modele biznesowe dotyczące zastosowań jednego medium i jednej technologii. Kompleksowe optymalizowanie mediów w tych modelach nie występuje, stąd są to modele pierwszej generacji rozwoju rynku. Celowo zostały pokazane przykłady z krajów mało nasłonecznionych, by zachęcić polskich inwestorów do podejmowania wyzwań inwestycyjnych w Polsce. Modele najbardziej zaawansowane i kompleksowe, dotyczące roli agregatora i działające obecnie są omawiane w literaturze i znajdują się w Niemczech, USA czy Japonii (szczególnie jeśli chodzi o włączenie EVs do sieci). Rozwiązania niemieckie i amerykańskie dominują w publikacjach zebranych w czasopismach IEEE (np. włączenie zasobników energii i EV w system agregatora – pilotażowe rozwiązania w USA, omówione w [Keiser 2011] (MeRegioMobil projekt), [Jones 2010; DoE2011] i inne w Danii: – wyniki projektu Microgrid (2003–2005) i More Microgrid (2006–2009) [Overbeeke 2010] itp.

[2] www.oakapple-energy.co.uk/SolarPV/OurBusinessModel.aspx [dostęp 2013.01.17].

BIBLIOGRAFIA

Zastosowane skróty

PWRS – IEEE Transaction on Power Systems Magazine
P&E – IEEE Power & Energy Magazine

Materiały konferencyjne jako prezentacje bądź materiały elektroniczne

Konferencja Göteborg 2010 – IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies Europe, October 11-13, 2010, Gothenburg, Sweden

Konferencja Manchester 2011 – IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies Europe, December 5-7, 2011, Manchester, UK

Konferencja Berlin 2012 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies Europe, October 12-17, 2012, Berlin, Germany

Konferencja SmartGridComm 2011, IEEE Conference on Smart Grid Communications and Technologies, October 17-20, 2011 Brussels, Belgium

[ADDRESS 2013] EU Project ADDRESS (2008–2013), *Technical and Commercial Conceptual Architectures*, D1.1 report, http://www.addressfp7.org/, [dostęp 01.10.2012]

[Aggeler 2010] Aggeler D., F. Canales, H. Zelaya – De La Parra, A. Coccia, N. Butcher, O. Apeldoorn, *Ultra-Fast DC-Charge Infrastructures for EV-Mobility and Future Smart Grids*; IEEE proceedings, http://ieeexplore.ieee.org

[Agregator 2010] Matusiak B., Pamuła A., *Barriers to DER Aggregation Business Related to Different ICT Tools – Two European Countries Review*, Warsaw, s. 70-80

[AMI 2012] Energia Operator,: *System AMI*, http://bip.energa-operator.pl/upload/przetargi/energa/ZAM_ENERGA_342213_09122010_16.pdf, [dostęp 20.09.2012]

[Amin 2005] Amin M., S.; Wollenberg, B. F., *Toward a smart grid: Power delivery for the 21st century*, P&E, no 3, s. 34

[Andruszkiewicz 2011] Andruszkiewicz J., *PSE Operator, o wprowadzeniu amerykańskiego rynku energii w Polsce*; http://www.media.egospodarka.pl/wiadomosci/J-Andruszkiewicz-PSE-Operator-o-wprowadzeniu-amerykanskiego-rynku-energii-w-Polsce,1607883.html [dostęp 14.01.2013]

[Amjady 2009] Amjady N., Keynia F., *Day-Ahead Price Forecasting of Electricity Markets by Mutual Information Technique and Cascaded Neuro-Evolutionary Algorithm*, PWRS, February, s. 306-318

[Areekul 2010] Areekul P., Senjyu T., Toyama H., Yona A. *A Hybrid ARIMA and Neural Network Model for Short-Term Model Price Forecasting in Deregulated Market*. PWRS, January, s. 524-530

[Bakari 2010] El Bakari K., Kling W.L.; *Virtual Power Plants: an Answer to Distributed Generation*, IEEE proceedings, http://ieeexplore.ieee.org

[Balcewicz 2012] Balcewicz J., *Pierwsza farma fotowoltaiczna działa w Wierzchosławicach już rok*, „Energia", nr 11

[Barbato 2011] Barbato A., Capone A., Rodolfi M., Tagliaferri D., *Forecasting the Usage of Household Appliances Through Power Meter Sensors for Demand Management in the Smart Grid*, IEEE SmartGridComm proceedings, http://ieeexplore.ieee.org

[Bariery 2010] Matusiak B.E., Pamuła A., Zieliński J. S., *Technologiczne i inne bariery dla wdrażania OZE i tworzenia nowych modeli biznesowych na krajowym rynku energii*, „Rynek Energii", nr 4, s. 31–35

[Barri 2010] Barri M.R., Ignasi Cairo-Molins, A. Sumper, A. Sudria-Andreu, *Experience on the Implementation of a Microgrid Project in Barcelona*, IEEE proceedings, http://ieeexplore.ieee.org
[Berger 2007] Berger R., *Wirtualne elektrownie regulacyjne z wykorzystaniem radiowego sterowania*, http://www.gigawat.net.pl/index.php/article/articleview/417/1/46/ [dostęp 8.10.2007]
[Best Practices SAP 2011] *Smart Grid for Europe Benefits, Challenges, and the Best Practices; the SAP Perspective*, Report January 2011, http://greenmonk.net/2011/03/24/smart-grids-for-europe-white-paper-presented-by-sap-to-eu-energy-commissioner [dostęp 20.09.2012]
[Biczel 2012] Biczel P., *Integracja rozproszonych źródeł energii w mikrosieci prądu stałego*, Wydział Elektryczny, Politechnika Warszawska 2012 (rozprawa habilitacyjna)
[Biellewicz 2012] Billewicz K., *Smart Metering Inteligentny system pomiarowy*, Warszawa
[Biuletyn nr 4/2012] Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki, nr 4, www.ure.gov.pl [dostęp 20.01.2013]
[Bliek 2011] Bliek F., A. van den Noort, Roossien B., Kamphuis R., de Wit J., Jorgen van der Velde, M. Eijgelaar, *PowerMatching City, a living lab smart grid Demonstration*, IEEE proceedings http://ieeexplore.ieee.org
[Borkowski 2012] Borkowski P., Pawłowski M., *Potencjał oszczędności energii elektrycznej u odbiorcy komunalnego*, Rynek Energii", nr 1, s. 101–106
[Braithwait 2010] Braithwait S., *Behavior Modification*, „P&E", no. 6, s. 36–45
[Brilman 2002] Brilman J., *Nowoczesne metody i koncepcje zarządzania*, Warszawa
[Buchta 2009] Buchta F., *Koncepcja modeli makroekonomicznego rynku energii elektrycznej*, „Rynek Energii", nr 2, s. 17–22
[BUSMOD 2004] Projekt: PR5 BUSMOD (2002-2004); *Business models in a world characterised by distribution generation, all deriverables*, http://cordis.europa.eu/data/PROJ_FP5/ACTIONeqDndSESSIONeq112362005919ndDOCeq251ndTBLeqEN_PROJ.htm [dostęp 19.09.2012]
[Capone 2011] Barbato A., Capone A., Carello G., Delfanti M., Merlo M., Zaminga A., *House Energy Demand Optimization in Single and Multi-User Scenarios*, IEEE proceedings SmartGridComm2011, http://ieeexplore.ieee.org
[Catterson 2011] Catterson V.M., Davidson E.M., McArthur S.D.J., *Embedded Intelligence for Electrical Network Operation and Control*, IEEE Inteligent Systems 2011, s. 38–45
[CBA 2011] *Summary of Member State experiences on cost benefit analysis (CBA) of smart meters*, Raport ERGEG/CEER, Ref: C11-RMC-44-03; http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_CONSULT/CLOSED%20PUBLIC%20CONSULTATIONS/CUSTOMERS/Smart%20metering/CD/C11-RMC-44-03_CBA%20SM_2-Feb-2011.pdf [dostęp 01.10.2011]
[CEN 2009] *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); http://www.cen.eu/cen/Sectors/Sectors/Measurement/Documents/M441.pdf [dostęp 01.10.2011]
[Chan Kim 2005] Chan Kim W., R. Mauborgne R., *Blue Ocean Strategy*, Harvard Business School Press
[Chen 2010] Chen Y., Luh P.B., Guan C., Zhao Y., Miche l D., Coolbeth M.A., Friedland P.B., Rourke S.J., *Short– Term Load Forecasting Similar Day-Based Wavelet Neural Networks*, PWRS, February, s. 322–330
[China 2011] Wen J., He H., *China's approach to the Smart Grid*; IEEE proceedings; http://smartgrid.ieee.org/july-2011/99-chinas-approach-to-the-smart-grid [dostęp 02.11.2012]
[Chmurski 2010] Chmurski P., Tomasik G., Rasolomampionona D., Robak S., *Możliwość implementacji mechanizmów DSR w warunkach funkcjonującego rynku energii elektrycznej w Polsce*, „Rynek Energii", nr 2, s. 26–31

[Chowdhury 2009] Chowdhury S., Chowdhury S.P., Crossley P., *Microgrids and Active Distribution Networks*; London
[Ciepucha 2012] Ciepucha E., Moos J., *Stan prognozy sektora energetyki odnawialnej w Polsce i w województwie łódzkim z perspektywy rynku pracy*, ekspertyza, Łódź
[Countries 2011] *Top 10 Countries for smart grid investment*, http://www.gereports.com/top-10-countries-for-smart-grid-investment/ [dostęp 31.02.2011]
[Couto 2009] Do Couto Filho M. B., Stacchini de Souza J.C., *Forecasting-Aided State Estimation – Part II: Implementation*, PWRS, November, s. 1678–1685
[Czerniawska 1998] Czerniawska F., Potter G.: *Business in a Virtual World*, London
[Czyżewski 2010] Czyżewski R., *Koncepcja wdrażania systemu AMI w Energa-Operator*, http://www.piio.pl/dok/2010-07-22_spotkanie_projekt_AMI_komisja_gospodarki.pdf [dostęp: 28.08.2012]
[D1] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE. Wszystkie dyrektywy dostęp: http://eur-lex.europa.eu/pl/index.htm
[D2] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE
[D3] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE
[D4] Decyzja nr 1364/2006/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 6 września 2006 r.; ustanawiająca wytyczne dla transeuropejskich sieci energetycznych oraz uchylająca decyzję 96/391/WE i decyzję nr 1229/2003/WE
[D5] Dyrektywa 2012/27/UE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE
[D6] Decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2009/406/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie wysiłków podjętych przez państwa członkowskie, zmierzających do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych w celu realizacji do roku 2020 zobowiązań Wspólnoty dotyczących redukcji emisji gazów cieplarnianych
[D7] Dyrektywa 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 r. dotycząca działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych
[D8] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/92/WE z dnia 22 października 2008 r. ;dotycząca wspólnotowej procedury w celu poprawy przejrzystości cen gazu i energii elektrycznej dla końcowych odbiorców przemysłowych
[D 11] Dyrektywa 2004/22/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 31 marca 2004 r. o urządzeniach pomiarowych (MID).
[D 10] Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii
[D 9] Dyrektywa 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowej wykorzystania energii i usług energetycznych,
[D12] Dyrektywa 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 r. dotycząca działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych,
[D13] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE

[D14] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla oraz zmieniająca inne dyrektywy

[Darvishi 2010] Darvishi A., Alimardani A., Hosseinian S.R., *Optimal Integration of Energy Storage System in Smart Distribution Grid*, IEEE proceedings http://ieeexplore.ieee.org

[Deilami 2010] Deilami S., at al., *Impacts of Battery Charging Rates of Plug-in Electric Vehicle on Smart Grid Distribution Systems*; IEEE proceedings 2010, http://ieeexplore.ieee.org

[Djapic 2007] Djapic P., Ramsay Ch., Pudjianto D., Strbac G., Mutale J., Jankins N., Allan R., *Taking an Active Approach. Distribution System Transitions and Integration of Distributed Generation in Europe*, P&E, July–August, s. 68–77

[DoE 2011] *Energy storage program planning document*, US Departament of Energy Report 2011, http://energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/OE_Energy_Storage_Program_Plan_Feburary_2011v3.pdf [dostęp 02.02.2013]

[DoE 2009] *A Vision for The Smart Grid*, http://www.netl.doe.gov/smartgrid/referenceshelf/whitepapers/Whitepaper_The%20Modern%20Grid%20Vision_APPROVED_2009_06_18.pdf [dostęp: 05.09.2012]

[Drucker 2004] Drucker P.F., Natchnienie i fart czyli innowacja i przedsiębiorczość, Warszawa

[Działania SAP 2012] *Działania SAP na rzecz Smart Metering*, „Smart Grids Polska", nr 2, www.smart-grids.pl [dostęp 20.01.2013]

[Dzirba 2011] Dzirba D., *Smart metering w gazownictwie– jaka przyszłość?*: http://www.piio.pl/dok/Smart_metering_w_gazownictwie_-_jaka_przyszlosc_D.Dzirba.pdf [dostęp 13.10.2012]

[Dzirba, Zajdler i inni 2011] Dzirba, Zajdler i in., *Smart metering w utilities – inteligentne rozwiązania wspierające sprzedaż mediów*, Warszawa (mat. konf.)

[Elias 2009] Elias C.N., Hatziargyriou N.D., *An Annual Midterm Energy Forecasting Using Fuzzy Logic*, PWRS, February, s. 469–478

[EBI 2008] *Analiza rynku gazu w Polsce do roku 2035* – raport końcowy dla EBI, http://www.centrumfede.pl/dc/inne/GMS_PL_final.pdf [dostęp 2.02.2012]

[ECF 2012] The European Climate Foundation (ECF), *Roadmap 2050. A practical guide to the prosperous, low carbon Europe*, www.roadmap2050.eu [dostęp 2.02.2012]

[EDC 2010] Eurogas Distribution Committee, *Report on Smart Gas Metering*, http://www.eurogas.org/uploaded/Mendiluce_Presentation%20Smart%20Gas%20Metering_London_221010.pdf [dostęp 14.08.2012]

[EEA 2010] *Renewable Energy Projections as Published in the National Renewable Energy Action Plans of the European Member States*, Beurskens L.W.M., M. Hekkenberg M., www.ecn.nl/docs/library/report/2010/e10069.pdf [dostęp 16.09.2012]

[Energy 2012] *Wdrożenie systemu AMI w Energa-Operator, Stan realizacji*, (http://www.piio.pl/ami_stan_realizacji.php) [dostęp 20.09.2012]

[Energy 2010a] *Energy retailers' perspective on the deployment of smart grids in Europe; 2010* – EU WG3 on Demand and Metering from ETP SmartGrids, http://www.smartgrids.eu/documents/newforum/8thmeeting/ETPSmartGrids_EnergyRetailers_WhitePaper_Final_ExecutiveSummary.pdf [dostęp 15.12.2012]

[Energy 2010] *Energy 2020 A strategy for competetive, sustainable and secure energy*, raport, European Comission, Brussels, http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:52010DC0639:EN:HTML:NOT; [dostęp 20.02.2012]

[EREG 2010] *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; http://www.smartgrids-cre.fr/media/documents/regulation/100326_ERGEG_Public_consultation.pdf [dostęp 23.02.2012]

[EST 2011] *Feed in Tariff Scheme, UK Energy Saving Trust*, www.energysavingtrust.org.uk/Generate-your-own-energy/Sell-your-own-energy/Feed-in-Tariff-scheme [dostęp 01.03.2011]

[ESTIP 2006] *European Solar Thermal Technology Platform: Solar Thermal Vision 2030*, http://enr.cstb.fr/file/rub28_doc150_1.pdf [dostęp 20.12.2012]

[Etso 2008] *The Harmonised Electricity Market. Role Model*, http://www.ebix.org/Documents/eBIX_EFET_and_ENTSO_E_Harmonised_electricity_model.pdf [dostęp 20.02.2012]

[ETP SG 2010] *Energy Retailers' Perspective on the Deployment of Smart Grids in Europe*, http://www.metering.com/i/ETPSmartGrids.pdf [dostęp 20.10.2012]

[Fan 2011] Fan Z., *Distributed Charging of PHEVs in a Smart Grid, IEEE proceedings*, http://ieeexplore.ieee.org

[FENIX] FENIX Project deliverable D3.3 Report: *Financial and socio-economic impacts of embracing the Fenix concept*, http://www.ecn.nl/docs/library/report/2009/o09032.pdf [dostęp 20.03.2012]

[Feuerhahn 2011] Feuerhahn S., Zillgith M., Wittwer Ch, Wietfeld Ch., *Comparison of the Communication Protocols DLMS/COSEM, SML and IEC 61850 for Smart Metering Applications*, IEEE proceedings http://ieeexplore.ieee.org

[Finansowanie 2010] Matusiak B.E., *Pozyskiwanie środków finansowych na budowę lub modernizację kogeneracyjnych źródeł wytwarzania, rozwój sieci, dystrybucyjnych gazowych i elektrycznych*, „Rynek Energii", nr 3, s. 147–151

[Gas Forum 2011] Słomiński P., *Smart metering w gazownictwie*, prezentacja na*:* South Baltic Gas Forum – Gdańsk 2011, http://www.slideshare.net/Pomcert/5-pawe-somiskipl [dostęp 30.01.2013]

[Gąsiorowska 2011] Gąsiorowska E., Paska J., Surma T.: *Wytwarzanie energii elektrycznej z wykorzystaniem zasobów odnawialnych – realizacja celów roku 2010 oraz perspektywa roku 2020*, „Rynek Energii", nr 2

[Geidl 2007] Geidl M., Koeppel G., Faure-Perrod P., Klockl B., Andersson G., Frohlich K, *Energy Hubs for the future*, P&E, no. 2, s. 24–30

[Gil 2008] Gil H. A., Joos G.; *Models for quantifying the economic benefis of distributed generation*, PWRS, vol 23, no. 2, s. 327–335

[Goutard 2011] Goutard E., *Renewable Energy Resources in Energy Management Systems*, IEEE proceedings, http://ieeexplore.ieee.org

[Guille 2009] Guille C., Gross G., *A conceptual framework for the vehicle-to-grid (V2G) implementation*, „Energy Policy", http://seclab.illinois.edu/wp-content/uploads/2011/12/GuilleG09.pdf [dostęp 05.01.2013]

[Hammer 2004] Hammer M., *Transformacja firmy poprzez innowację operacyjną*, „Harvard Business Review", May, s. 57

[Hamidi 2010] Hamidi V., Smith K.S.,Wilson R.C., *Smart Grid Technology Review within the Transmission and Distribution Sector*, IEEE proceedings, http://ieeexplore.ieee.org

[Han 2010] Han S, Han S., Sezaki K., *Development of an optimal vehicle-to-grid aggregator for frequency regulation*, IEEE Transaction on Smart Grid, vol. 1, no. 1/2010, s. 65–72

[Hao 2011] Miles Hao Fu Wen, Ka-Cheong Leung, Victor O.K. Li, *Communication-Oriented Smart Grid Framework*, IEEE proceedings SmartGridComm, http://ieeexplore.ieee.org

[Hatziargyriou 2007] Hatziargyriou N., Asano H., Iravani R., Marnay Ch., *Microgrids*, P&E,. July–August, s. 78-94

[He 2011] He Yifeng; Bala Venkatesh; Ling Guan, *Optimal Scheduling for Charging and Discharging of Electric Vehicles*, IEEE proceedings SmartGridComm, http://ieeexplore.ieee.org

[Hedberg 1999] Hedberg B., Dahlgren G., Hansson J., Olve N., *Virtual organizations and beyond. Discover imaginary systems*, Chichester 1999

[Hel Energia2012] *Hel inteligentny półwysep*, „Smart Grids Polska", nr 2, www. smart-grids.pl [dostęp 20.01.2013]

[HP 2010] *Zbudowanie i uzgodnienie modelu rynku opomiarowania i stosowania mechanizmów zarządzania popytem wraz z opracowaniem modeli biznesowych – 2010*, opracowanie HP na zlecenie PSE Operator, www.piio.pl [dostęp 20.01.2013]

[Huisman 2009] Huisman R., *An Introdution to models for the energy markets*, London

[Hutson 2008] Hutson C., Venayagamoorthy G. K., Corzine K.A., *Inteligent scheduling of hybrid and electric vehicle storage capacity in a parking lot for profit maximization in grid power transactions*, IEEE proceedings *"Energy2030",* s. 1-8

[IBM2010] *Global Trends in Smart Metering 2010*, prezentacja, www.ure.gov.pl/download.php?s=2&id=138 [dostęp 13.12.2012]

[ICT 2009] *ICT for Low Carbon Economy, Smart Electricity Distribution Network*; EU Brussels, http://ec.europa.eu/information_society/activities/sustainable_growth/docs/sb_publications/pub_smart_edn_web.pdf [dostęp 14.12. 2012]

[ICT 2012] Matusiak B., *Energy Market as a Virtual Organisation and Communication-oriented Smartgrid*, „Rynek Energii" nr 1, s. 168–172

[ICT4SmartDG2004] ICT4SmartDG Project, all deriverables, www.ict4smartdg.eutc.org [dostęp 05.01.2013]

[IEA RETD 2012] Würtenberger L., Bleyl J.W., Menkveld M., Vethman P., van Tilbury X., *Business models for renewable energy in the built environment*; Energy Research Centre of the Nederlands, report, http://www.ecn.nl/docs/library/report/2012/e12014.pdf [dostęp 01.09. 2012]

[IEC 2010] IEC, *Smart Grid Standardization Roadmap*, www.iec.ch/smartgrid/roadmap [dostęp 20.01.2013]

[IEOG 1010] Instytut Energetyki, Oddział Gdańsk, *Studium wdrożenia inteligentnego pomiaru energii elektrycznej w Polsce*, Gdańsk, http://www.piio.pl/dok/2010-05-06_raport_koncowy_AMI.pdf [dostęp 14.09.2012]

[IOM 2010] Matusiak B.E., *Independent Operator of Measurements as a Virtual Enterprise on the Energy Market*, publikacja elektroniczna, IEEE proceedings Catalog Number CFP1064E-CDR, s. 255–258

[ISE 2012] *Inteligentne systemy elektroenergetyczne*, http://www.smartgrid.agh.edu.pl/index.php/84-smgrid-rozne/104-inteligentne-systemy-elektroenergetyczne-ang-smart-grid [dostęp 05.09.2012]

[ISIM 2011] Matusiak B.E., Pamuła A., *Smart Grid Deployment – Current State and Recommendations*, [w:] *Information Systems in Management*, Warszawa, s. 52–68

[Jabłońska 2011a] Jabłońska M., *Aktualne trendy w badaniach nad reakcją strony popytowej oraz możliwości ich implementacji w warunkach krajowych*, „Rynek Energii", nr 3

[Jabłońska 2011b] Zieliński J.S., Jabłońska M.R.; *The development of renewable energy resources (RES) at a commune level*, „Silesian Electrical Journal", no. 4

[Jabłońska 2011] Jabłońska M.R., Zieliński J.S., *Electric Vehicles influence on Smart grids; Aktualne problemy w energetyce 2011*, t. II, Jurata

[Jabłońska 2012] Jabłońska M.R., Janicki A.Ł., Klimek M., Pawlak J., Popławski P., Szubska-Włodarczyk N., Tjacz E., Znajdek K., *Osiedle 2020. Koncepcja proekologicznego budownictwa energooszczędnego w ujęciu zintegrowanego procesu projektowego, uwzględniająca innowacyjne rozwiązania pozyskiwania energii ze źródeł odnawialnych*, Łódź

[Janiszewska 2009] Janiszewska Z., *Otwarcie rynku energii elektrycznej i procedura zmiany sprzedawcy*, URE, Stalowa Wola, www.ure.gov.pl [dostęp 23.10.2012]

[Janikowski 2002] Janikowski A., *PLC – prąd i dane w jednym gniazdku*, „Networld", nr 1, wydanie specjalne, http://www.networld.pl/artykuly/291489/PLC.prad.i.dane.w.jednym.gniazdku.html [dostęp 20.03.2012]

[Janowski 2011] Janowski K., *Mechanizmy finansowania inwestycji energetycznych ze źródeł europejskich*, „Rynek Energii", nr 3

[Jones 2010] Jones A., *Grid Connection of Renewable Energy*; IEEE proceedings, http://ieeexplore.ieee.org

[Jorgensen 2005] Jorgensen T., Johansen N., *Z-Wave as Home Control RF Platform*, http://hometoys.com/emagazine.php?art_id=618 [dostęp 3.03.2012]

[Kacejko 2004] Kacejko P., *Generacja rozproszona w systemie elektroenergetycznym*, Lublin

[Kacejko 2012] Kacejko P., Miller P., *Pożegnanie z energetyką rozproszoną, czyli uwagi do wybranych zapisów ustawy prawo energetyczne w wersji obowiązującej i proponowanej*, „Rynek Energii", nr 2, s. 29–36

[Kaestle 2011] Kaestle G., Til K. Vrana, A. Bentalem, *Smart standards for Smart Grid Devices*, Manchester, IEEE proceedings, s. 143–148

[Kaleta 2012] Kaleta M., Krajewski P., *Technologie informatyczne w operacyjnych procesach decyzyjnych na rynku mikrogridów*, „Rynek Energii", nr 1, s. 39–46

[Kalinowski 2000] Kalinowski T., Wilczyński A., *Usługi na rynku energii elektrycznej*, „Rynek Terminowy", nr 1, s. 45–49

[Karnouskos 2012] Karnouskos S., Goncalves da Silva P., Ilic D., *Energy Services for the Smart Grid City*; http://diktio.dyndns.org/files/2012_DEST_IEM.pdf [dostęp 14.11.2012]

[Kamrat 2010] Kamrat W., *Perspektywy rozwoju energetyki gazowej w Polsce*, „Rynek Energii", nr 4, s. 3–8

[Kassel 2006] *Information and Communication Technologies for Tomorrow's Energy Supply*, materiały konferencyjne, Kassel, Niemcy.

[Kato 2011] Kato T., Yuasa K., Matsuyama T., *Energy On Demand Efficient and Versatile Energy Control System for Home Energy Management*, IEEE proceedings SmartGridComm, http://ieeexplore.ieee.org

[Keiser 2011] Keiser J., Glass J., Masuch N., Lützenberger M., Albayrak S., *A Distributed Multi-Operator W2V2G Management Approach*, IEEE proceedings,http://ieeexplore.ieee.org

[Kiani 2010] Kiani A., Annaswamy A., *Perturbation analysis of market equilibrium in the presence of renewable energy resources and demand response*, IEEE proceedings, http://www.lsr.ei.tum.de/fileadmin/publications/Kiani/Kiani_Annaswamy_ISGT10. pdf [dostęp 13.10.2012]

[Kim 2011] Kim M., Metzner J.J., *A Hierarchical Communication Network Architecture for Smart Grid*, IEEE proceedings SmartGridComm, http://ieeexplore.ieee.org

[Kieżum 2011] Kieżum w. (red.), *Krytycznie i twórczo o zarządzaniu. Wybrane zagadnienia*, Warszawa.

[Klimowicz 2010] Klimowicz S., *Inteligentne Sieci Dystrybucyjne (Smart Grids), zarządzanie infrastrukturą techniczną* (prezentacja), Industry Principal, Utilities SAP Central Europe; http://www.sap.com/poland/about/events/2008utilities/agenda/prezentacje/1.Sesja_Glowna/10.S_Klimowicz_AMI_SAP.pdf [dostęp 20.01.2013]

[Kościelniak 2011] Kościelniak H., *Analiza benchmarkingowa w zarzadzaniu przedsiębiorstwami energetycznymi*; „Rynek Energii", nr 1, s. 60–65

[Krawiec 2012] Krawiec F., *Energia – zasoby, procesy, technologie, rynki, transformacje, modele biznesowe, planowanie rozwoju*, Warszawa, s. 131–210

[Krupski 2005] Krupski R., *Zarządzanie przedsiębiorstwem w turbulentnym otoczeniu*, Warszawa

[Krzak 2012] Krzak J., *Samochody hybrydowe i elektryczne. Perspektywy rozwoju rynku w Polsce*, "Infos BAS", nr 5, s. 1–4

[Kucęba 2011] Kucęba R. *Struktura inteligentnego systemu wspomagania zarządzania wirtualną elektrownią*, „Rynek Energii", nr 1, s. 80–86

[Kucęba 2012] Kucęba R., *Wirtualna elektrownia – wybrane aspekty organizacji i zarządzania podmiotami generacji rozproszonej*, Toruń

[Kwiecień 2004] Kwiecień M., *Strategia urynkowienia gazownictwa trzy lata później*, „Biuletyn URE", nr, www.ure.gov.pl [dostęp 21.09.2012]

[Kwiecień 2001] Kwiecień M., *Strategia urynkowienia gazownictwa*, „Biuletyn URE", nr 5, www.ure.gov.pl [dostęp 21.09.2012][Kyoto 1997] *Kyoto-protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change*, http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf;. United Nations (UN), Kyoto 1997 [dostęp 20.12.2012]

[Lubczyński 2010] Lubczyński W., *Budowa systemu zarządzania popytem na rynku energetycznym*, Warszawa, www.pse-operator.pl [dostęp 03.02.2012]

[Lubczyński 2011] Lubczyński W., *Realizacja koncepcji Smart Grids w PSE Operator S.A.*, Warszawa, www.pse-operator.pl [dostęp 03.02.2012]

[Lugaric 2011] Lugaric L., Krajcar S., Simic Z.; *Smart City – Platform for Emergent Phenomena Power System Testbed Simulator*; IEEE proceedings, http://ieeexplore.ieee.org

[Łucki 2003] Łucki Z., *Zarządzanie w górnictwie naftowym i gazownictwie*, Kraków

[Ma 2010] Ma K., Mutale J., *Incorporating Control System Reliability in Active Management Distribution Systems with Dispersed Generation*, IEEE proceedings, http://ieeexplore.ieee.org

[Malko 2000] Malko J., *Rozwój energetyki rozproszonej z uwzględnieniem uprawnień samorządów lokalnych. Energetyka XXI wieku – szanse i bariery*, Warszawa

[Malko 2010] Malko J., *Sieci inteligentne jako czynnik kształtowania sektora energii elektrycznej*, „Rynek Energii", nr 2, s. 80–87

[Malko a2010] Malko J., *Pojazdy elektryczne typu Plug-in jako rozproszone zasoby energetyczne*, „Rynek Energii", nr 6, s. 83–86

[Malko Wilk 2009] Malko J., Wilczyński A., *Rynki energii elektrycznej i regulacja*, www. elekroenergetyka.eu [dostęp 20.08.2012]

[Malko USA 2012] Malko J., *Ocena efektywności Smart Grid Case study: USA*, „Rynek Energii", nr 3, http://www.cire.pl/pliki/2/smartgrid_casestudyusa.pdf, [dostęp 20.01.2013]

[Marge 2010] MERGE Project. WP1.2. Deliverable D1.1., *Specify Smart Metering for EV*, Aug 2010, http://www.ev-merge.eu/ [dostep 20.01.2013]

[Markvart 2005] Markvart T., Castaner L., *Solar Cells: Materials, Manufacture and Operation*, Oxford

[Marra 2010] Marra F., Træholt Ch., Larsen E., Wu Q., *Average Behavior of Battery-Electric Vehicles for Distributed Energy Studies*; IEEE proceedings, http://ieeexplore.ieee.org

[Mao 2009] Mao H., Zeng X.-J., Leng G., Zhai Y.-J., Keane J.A., *Short-Term and Mid-term Load Forecasting Using Bilevel Optimisation Model*, PWRS, May, s. 1080–1090

[Matusiak 2011] Matusiak B.E., Zieliński J.S., *Renewable Energy Resources – Partners in Virtual Energy Market*, „Rynek Energii", nr 1, s. 133–137

[Mielczarski 2013] Mielczarski W., *Samochody przyszłości czy elektryczne*, „Energy Newsleter", no. 4, http://www.i15.p.lodz.pl/~w.mielczarski/Newsletters_4_Final.pdf [dostęp 02.10. 2013]

[Mielczarski 2011] Mielczarski W., *Inwestycje w energetyce w warunkach rynkowych*, „Rynek Energii", nr s. 44–48

[Mikulik 2005] Mikulik J., *Budynek inteligentny*, t. II: *Podstawowe systemy bezpieczeństawa w budynkach inteligentnych*, Gliwice

[Mikuła 2001] Mikuła B., *Elementy nowoczesnego zarządzania. W kierunku organizacji inteligentnych*, Kraków

[Mikuła 2006] Mikuła B., *Organizacje oparte na wiedzy*, Kraków

[Miles 2011] Miles H.F., Wen, Ka-Cheong Leung, Victor O.K. Li., *Communication-Oriented Smart Grid Framework*, IEEE SmartGridComm2011 proceedings, http://ieeexplore.ieee.org.

[Modele 2010] Matusiak B.E., Pamuła A., *Koncepcje modeli biznesowych z wykorzystaniem rozproszonych źródeł energii*, „Rynek Energii", nr 1, s. 85–90

[Motorola 2010] *Realizing Smart Grid Revenues Using WiMAX to Fulfill the M2M Promise*; http://www.motorola.com, white papers [dostęp 20.12.2012]

[Mro 2009] *Zbudowanie i uzgodnienie modelu rynku opomiarowania i stosowania mechanizmów zarządzania popytem wraz z opracowaniem modeli biznesowych*, opracowanie dla: Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A. 2009,HP Polska Sp. z o. o., www.piio.pl [dostęp 17.12.2012]

[Murugesan 2011] Murugesan S., *Cloud computing gives emerging Markets a Lift*, IEEE Computer Society, no. 12, s. 60–62

[NAŁ 2010] Matusiak B.E., Pamuła A., *Koncepcje modeli biznesowych z wykorzystaniem rozproszonych źródeł energii,* „Rynek Energii", nr 1, s. 85–90

[Nazarko 1999] Nazarko J., Zalewski W., *The fuzzy regression approach to peak load estimation in power distribution systems, Power Systems*, PWRS**,** no.14, s. 809–814

[Nazarko 2006] Kowalczewski W, Nazarko J., *Instrumenty zarządzania współczesnym przedsiębiorstwem*, Warszawa

[NIST 2010] NIST *Framework and Roadmap for Smart Grids Interoperability Standards, Release1.0*, http://www.nist.gov/public_affairs/releases/upload/smartgrid_interoperability_final.pdf [dostęp 16.09.2012]

[NIST 2010a] *Cyber Security Working Group Introduction to NISTIR 7628 Guidelines for Smart Grid Cyber Security 2010*, http://csrc.nist.gov/publications/nistir/ir7628/introduction-to-nistir-7628.pdf [dostęp15.01.2013]

[Niezabitowska 2005] Niezabitowska E., „*Budynek inteligentny*, t. I: *Potrzeby użytkownika a standard budynku inteligentnego*", Gliwice

[NIK 2012] *Rozwój i wykorzystanie odnawialnych źródeł energii elektrycznej*; raport www.nik.gow.pl, [dostęp 20.01.2013]

[Nourai 2010] Nourai A., Kearns D., *Batteries Included*, P&E, vol. 8, no. 2, s. 49– 54

[NREL 2008] Frantzis L., Graham S., Katofsky R., Sawyer H., *Photovoltaics Business Models*, Report of the National of the U.S. Departament of Energy, Office of Energy Efficiency& Renwewable Energy; www.nrel.gov [dostęp 20.12.2012]

[Obłój 2000] Obłój K., *Strategia sukcesu firmy*, Warszawa

[Obłój 2002] Obłój K., *Tworzywo skutecznych strategii: na styku starych i nowych reguł konkurencji*, Warszawa

[OPEN 2010] Open meter Project, FP7 deriverable D 3.1, *Design of the overall system architecture*, http://www.smartgrids.eu/Open_meter; http://www.openmeter.com/?q=node/ [dostęp 11, 09.05.2012]

[Opole 2011] Matusiak B., Pamuła A., Zieliński J., *Narzędzia ICT w sterowaniu zachowaniem klienta w inteligentnych sieciach energetycznych*, Opole

[Orzech 2011] Orzech A., *Skuteczne prawo jako warunek rozwoju inicjatyw Smart Grid w Polsce,* „Rynek Energii", nr 1, s. 127–131

[Osterwalder 2012] Osterwalder A., *Tworzenie modeli biznesowych: podręcznik wizjonera*, Gliwice

[Ota 2010] Ota Y., Taniguchi H., Nakajima T., Liyanage K.M., Baba J., Yokoyama A., *Autonomous Distributed V2G (Vehicle-to-Grid) considering Charging Request and Battery Condition*, IEEE proceedings, http://ieeexplore.ieee.org

[Overbeeke 2010] van Overbeeke F., Cobben S., *Operational aspects of a microgrid with bartery Storage*, IEEE proceedings, http://ieeexplore.ieee.org

[OZE 2012] Matusiak B.E., Pamuła A., Zieliński J.S., *Odnawialne źródła energii i ich rola w bilansie energetycznym*, [w:] *Aktualne problemy w energoelektryce*, t. III, Jurata 2011, s. 27–34

[OZE i SG 2011] Matusiak B.E., Zieliński J.S., *Renewable Energy Sources Intrusion into Smart Grids – Selected Problems*, „Przegląd Elektrotechniczny", nr, 9a, s. 206–209

[Pan Euro 2006] Hajdrowski K., *Tworzenie wspólnego europejskiego rynku energii*, http://www.rynek-ciepla.cire.pl/pliki/2/tworzwure.pdf; 2006 [dostęp 20.12.2012]

[Pałka 2011] Pałka P., *Uwolnienie cen detalicznych na obecnym rynku energii elektrycznej*; „Rynek Energii", nr 2, s. 129–134

[Papińska 2008] Papińska-Kacperek J.(red.), *Społeczeństwo informacyjne*, Warszawa

[Param 2010] Tesla Motors, *Tesla Motors – High performance electric vehicles*,. [http://www.tesla-motors.com, Nissan, *Nissan LEAF Electric Car*, http://www.nissanusa.com/leaf-electric-car/, Chevrolet, *2011 Volt Electric Car*, http://www.chevrolet.com/electriccar/, Mitsubishi, *i MiEV Mitsubishi innovative Electric Vehicle*, http://www.mitsubishi-motors.com/special/ev/ [dostęp 21.02.2013]

[Paska 2010] Paska J., *Wytwarzanie rozproszone energii elektrycznej*, Warszawa

[Paska 2013] Paska J., Kłos M., *Metodyka oceny ekonomicznej opłacalności magazynowania energii elektrycznej*, „Rynek Energii", nr 3, s. 20–25

[Patel 2011] Patel A., AparicioJ., TasN. C., Loiacono M.T., Rosca J., *Assessing Communications Technology Options for Smart Grid Applications*, IEEE proceedings SmartGridComm, http://ieeexplore.ieee.org

[Paździor 2009] Paździor A., *Kierunki zmian w zarządzaniu energetyką w Polsce*, „Rynek Energii", nr 1; s. 13–17

[Peças Lopes 2010] Rua D., Issicaba D., Soares F.J., Rocha P.M., Almeida R.J., Rei Peças Lopes J.A., *Advanced Metering Infrastructure Functionalities for Electric Mobility*, IEEE proceedings, http://ieeexplore.ieee.org

[Perechuda 2005] *Zarządzanie wiedzą w przedsiębiorstwie*, Warszawa

[PIIO 2012] Platforma informacyjna inteligentnego opomiarowania, http://www.piio.pl/smart_metering_w_polsce.php [dostęp 11.09.2012]

[Pindoriya 2008] Pindoriya N.M., Singh S.N., Singh S.K., *An Adaptive Wavelet Neural Network-Based Energy Price Forecasting in Electricity Market*, PWRS, August, s. 1423–1432

[Polska 2011] *POLSKA 2011 – Raport o stanie gospodarki*, Ministerstwo Gospodarki, raport 2012, http://www.mg.gov.pl/files/upload/8436/RoG2011.pdf, rozdz. 10 [dostęp 15.08.2012]

[Popczyk 2011] Popczyk J., *Nowa struktura technologiczna inwestycji energetycznych. Rynkowa transformacja ekonomiki energetyki WEK do finansowania projektów OZE/URE przez prosumentów*, „Rynek Energii", nr 1, s. 33–43

[Popczyk 2011a] Popczyk J., *Energetyka rozproszona*, http://www.snews.pl/files/Energetyka_rozproszona_-_od_dominacji_energetyki_w_gospodarce_do_zrównoważonego_rozwoju_od_paliw_kopalnianych_do_energii_odnawialnej_i_efektywności_energetycznej_0.pdf [dostęp: 29.03.2012]

[Popczyk 2011b] Popczyk J., *Energetyka rozproszona*, Warszawa

[Popczyk 2012] Popczyk J., *Miks energetyczny 2050*, „Energetyka Cieplna i Zawodowa", nr 1–3, http://www.energetyka.e-bmp.pl/polski-miks-energetyczny-2050-cziii,4644,art.html [dostęp 20.12.2012]

[Popczyk 2012a] Popczyk J., *ENERGETYKA 2011 Ustawa, której nie ma – rzecz o przebudowie energetyki, której rząd i korporacja unikają, czyli dalej para w gwizdek*, http://www.energetyka.e-bmp.pl/energetyka-2011-ustawa-ktorej-nie-ma-8211-rzecz-o-przebudowie-energetyki-ktorej-rzad-i-korporacja-unikaja-czyli-dalej-para-w-gwizdek,4239,art.html [dostęp 28.12.2012]

[Porter 2001] Porter M.E., *Strategy and the Interent*, http://faculty.ksu.edu.sa/ysabri/Courses/437%20%D9%86%D9%85%D8%A7/Strategy%20and%20the%20Internet-Porter.pdf [dostęp 20.02.2012]

[Porter 1996] Porter M.E.: *What is Strategy*, „Harvard Business Review", November–December, http://www.ipocongress.ru/download/guide/article/what_is_strategy.pdf [dostęp 20.02.2012]

[Projekty 2013] Projekt ustaw energetycznych 2013, http://www.mg.gov.pl/Bezpieczenstwo+gospodarcze/Energetyka/Pakiet+ustaw+energetycznych [dostęp 20.01.2013]

[Przemiany gaz 2011] Matusiak B.E., *Liberalizacja rynku gazu w krajach Unii i w Polsce*, „Rynek Energii", nr 3, s. 21-25

[Przewodnik 2010] *Planowanie energetyczne w miastach i gminach, przewodnik* MODEL – Management of Domains related to Energy in local authorities 2010, http://www.pnec.org.pl/model_cd/pl/planning.html [dostęp 23.01.2013]

[PSE 2010] PSE-Operator, *Opracowanie modelu stosowania mechanizmów DSR na rynku energii w Polsce*, 3.03.2010, http://www.piio.pl/dok/DSR_etap_II_03032010.pdf [dostęp: 28.08.2012]

[PSE 2010] *Zbudowanie i uzgodnienie modelu rynku opomiarowania*, http://www.piio.pl/dok/omr002_29042010_v6_8.pdf [dostęp 09.12. 2012]

[PUG 2012] PUG, *Projekt uwolnienia rynku gazu PGNiG*, projekt do publicznych konsultacji z 12.02.2012; http://www.ure.gov.pl/portal/pl/552/[dostęp 20.02.2013]

[Roadmap 2013] URE, *Mapa drogowa uwolnienia cen gazu*, http://www.ure.gov.pl/portal/pl/552/[dostęp 20.02.2013]

[Rap 2010] Raport krajowy Prezesa URE 2010, www.ure.gov.pl [dostęp 17.12.2012]

[Rap 2011] Raport krajowy Prezesa URE 2011, www.ure.gov.pl [dostęp 17.12.2012]

[Raport CEN 2010] CEN, CENELEC, ETSI, JWG Report on standards for smart grids – V1.0; 2010, www.cencenelec.eu [dostęp 20.12.2012]

[Raport EPRI 2011] Report EPRI, *Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid, A Preliminary Estimate of the Investment Requirements and the Resultant Benefits of a Fully Functioning Smart Grid 2011*, http://ipu.msu.edu/programs/MIGrid2011/presentations/pdfs/Reference%20Material%20-%20Estimating%20the%20Costs%20and%20Benefits%20of%20the%20Smart%20Grid.pdf [dostęp 13.08.2012]

[Raport ICT 2009] Report: *ICT for a Low Carbon Economy Smart Electricity Distribution Networks*; European Commission Directorate-General Information Society and Media, ICT for Sustainable Growth Unit, Brussels 2009, http://ec.europa.eu/information_society/activities/sustainable_growth/docs/sb_publications/pub_smart_edn_web.pdf [dostęp 14.08.2012]

[Raport 2011] *European Smart Metering Landscape Report 2011*, www.smartregions.net [dostęp 20.12.2012]

[REE model 2009] Matusiak B.E., Stołowski J., *Modelowanie rynku energii elektrycznej dla potrzeb inwestycyjnych w energetyce*, [w:] J. Gołuchowski (red.), *Technologie wiedzy w zarządzaniu publicznym*, Katowice

[Rendez 2012] Rendez H., *The New Energy Landscape –Berlin at the Heart of the Energy Change*, Conference on Innovative Smart Grid Technologies Europe 2012, Berlin, http://live.campusparty.org/player/load/id/d2fdf95b99d6f564f086db8d32bb4a5d [dostęp 20.02.2013]

[Roadmap 2010] *The European Electricity Grid Initiative (EEGI); Roadmap 2010-2018 and detailed implementation Plan 2010-12*; report entso-e 2010; http://www.entsoe.eu [dostęp 20.12.2012]

[Rosłaniec 2009] Rosłaniec E., *Porównanie systemów inteligentnego domu – część I*, http://www.budujemydom.pl/component/option,com_content/task,specialblogcategory/act,view/id,1358/Itemid,45/ [dostęp 3.03.2012]

[RP 2010] *The Polish Electric Power Energy Industry Brief*; December, http://www.reportlinker.com/d011863696/The-Polish-Electric-Power-Energy-Industry-Brief.html [dostęp 10.10.2012]

[Rychlicki 2010] Rychlicki S., Siemek J., *Prognozy energetyczne dla świata z uwzględnieniem gazu ziemnego wg Międzynarodowej Unii Gazowniczej*, „Rynek Energii" nr 6, s. 3–7.

[Rynek 2008] Matusiak B.E., Zieliński J.S., Pamuła A., *Rola zarządzania informacją i wiedzą w procesie kreowania wirtualnego rynku elektroenergetycznego*, [w:] *Komputerowo zintegrowane zarządzanie*, Zakopane, s. 113–124

[Saleem 2010] Saleem A., Honeth N., Nordström L., A *Case Study of Multi-Agent Interoperability in IEC*, IEEE proceedings, http://ieeexplore.ieee.org

[Samotyj 2013] Samotyj M., *Smart Grid po amerykańsku*, EPRI, http://cse.ibngr.pl/smart-grid-po-amerykansku [dostęp 21.02.2013]

[Sanchez 2012] Sanchez-Martin P., Sanchez G., Espada M., *Direct Load Control Decision model for Aggregated EV Chargins Points*, PWRS,vol 27, no 3, s. 1577–1584

[Sandels 2010] Sandels C., Franke U., Ingvar N., Nordström L., Hamrén R., *Vehicle to Grid – Reference Architectures for the Control Markets in Sweden and Germany*, IEEE proceedings, http://ieeexplore.ieee.org

[Sankar 2011] Raj Rajagopalan S., Sankar L., Soheil M., Vincent Poor H., *Smart Meter Privacy: A Utility-Privacy Framework*, IEEE proceedings SmartGridComm, http://ieeexplore.ieee.org

[SAP 2011] *Smart grid for Future, Benefis, challenges and the best practices*, SAP raport 2011 http://pl.scribd.com/doc/47461006/12036-NM-Smart-Grids-for-Europe-En [dostęp 12.11.2012]

[SDG 2011] Zieliński J.S., *Smart Distribution Grids importance in smart grids development*, „Rynek Energii", nr 1, s. 178–182

[Siemek 2011] Rychlicki S., Siemek J., *Gaz łupkowy – zasoby i technologia*, „Rynek Energii", nr 3, s. 9–14

[Stifter 2010] Stifter M., Kathan J., *SunPowerCity – Innovative Measures to increase the Demand Coverage with Photovoltaics*, IEEE proceedings, http://ieeexplore.ieee.org

[Schmutzler 2011] Schmutzler J., Gröning S., Wietfeld Ch., *Management of Distributed Energy Resources in IEC 61850 using Web Services on Devices*, IEEE proceedings SmartGridComm, http://ieeexplore.ieee.org

[Schulze 2010] Schulze M., Zapata Riverso J., *Impact of Electrical Vehicles on Strategic Planning of Energy Infrastructure*, PWRS, vol.? http://ieeexplore.ieee.org

[Seesgen d2.4] *Policy action and recommendation for intragrid control applications in Smart Grid*, Deriveralbe D2.4; SEESGEN_ICT 2009-11, http://seesgen-ict.rse-web.it/

[Seesgen d5.2] Deriverable WP5, D5.2; SEESGEN_ICT 2009-11 http://seesgen-ict.rse-web.it/, współautor opracowania: B.E. Matusiak

[Seesgen d5.3] *Business model management, Identify technological and non– technological barriers, identyfy solution to barriers*, D5.3; SEESGEN_ICT 2009-11, http://seesgen-ict.rse-web.it/, współautor opracowania: B.E. Matusiak

[Seesgen d5.4] *Business model management, Policy action identification and recommendation*, D5.4; SEESGEN_ICT 2011, http://seesgen-ict.rse-web.it/, współautor opracowania: B.E. Matusiak

[SGS 2010] *Smart Grid System report 2010*, U.S. Departament of the Electricity; http://energy.gov/oe/downloads/2010-smart-grid-system-report-february-2012 [dostep 12.08. 2012]

[Sheikhi 2010] Sheikhi A., Maani A., Esfahani M., Ranjbar A.M., *The Influence of the Intelligent Distribution Network on Plug-in Hybrid Electric Vehicles Penetration Level*, IEEE proceedings, http://ieeexplore.ieee.org

[Shi 2011] Wenbo Shi, Vincent Wong W.S., *Real-Time Vehicle-to-Grid Control Algorithm under Price Uncertainty*, IEEE proceedings SmartGridComm, http://ieeexplore.ieee.org

[SM UK 2010] *Smart metering Implementation Programme :Prospectus – Great Britain*, July, www.gov.uk [dostęp 17.07.2012]

[SM UK 2011] *Smart Metering UK & Europe Summit and the European Smart Metering Awards*, 27-28.01.2011, London; www.gov.uk [dostęp 17.07.2012]

[Smartgrid 2010] Matusiak B.E., Pamuła A., Zieliński J.S., *Inteligentne sieci rozdzielcze i energetyka odnawialna; w zarządzanie informacją i energią w systemie bezpieczeństwa Unii Europejskiej*, s. 39–53

[Smartgrid 2010a] Matusiak B.E., Pamuła A., Zieliński J.S., *New Idea in Power Networks Development. Selected Problems*, „Przegląd Elektrotechniczny", nr 2, s. 148–150

[Souryal 2011] Michael R. Souryal, N. Golmie, *Analysis of Advanced Metering over a Wide Area Cellular Network*, IEEE proceedings SmartGridComm, http://ieeexplore.ieee.org

[Strategia 2011] Ministerstwo Środowiska, *Strategia rozwoju energetyki odnawialnej (realizacja obowiązku wynikającego z rezolucji Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 8 lipca 1999 r. w sprawie wzrostu wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych*, Warszawa, 23 sierpnia 2001, http://www.ekoinnowacjenamazowszu.pl/files/download/documents/12_StrategiaOZE_Polska.pdf [dostęp 17.08.2012]

[Strategia 2008] *Polityka energetyczna Polski. Strategia do 2030 roku*, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, projekt z dnia 31.07.2008

[Strategic 2010] *Strategic Deployment Dokument for Europe's Electricity Networks of the Future 2010*; European Technolgogy Platform SmartGrids: www.smartgrids.eu [dostęp 20.03.2012]

[Studium 2010] *Studium wdrożenia inteligentnego pomiaru energii elektrycznej w Polsce, raport PTPiREE, 2010*, http://www.ptpiree.pl/data/aktualnosci/raport_koncowy_AMI_11_06_2010.pdf [dostęp 20.01.2012]

[Subirachs 2010] Colet-Subirachs A., Ruiz-Alvarez A.,. Gomis-Bellmunt O., Alvarez-Cuevas-Figuerola F., Sudria-Andreu A., *Control of a utility connected microgrid*, IEEE proceeding, http://ieeexplore.ieee.org

[Suszkiewicz 2004] Suszkiewicz M., *ZigBee (IEEE 802.15.4) energooszczędne bezprzewodowe sieci PAN*, http://www.networld.pl/artykuly/42313/ZigBee, IEEE.802154.energooszczedne.bezprzewodowe.sieci.PAN.html [dostęp 3. 03. 2012]

[Synergy plus] Materiały szkoleniowe projektu SYNERGY+, www.synergy-project.org

[Syroka 2010] Syroka M., *Mapa drogowa uwolnienia rynku gazu*, „Rynek Energii", nr 3, s. 22–28

[Szkutnik 2012] Szkutnik J., Wróbel J., *Stopień kojarzenia sieci gazowych i elektroenergetycznych w Polsce*, „Rynek Energii", nr 32, http://www.cire.pl/item,65384,2,0,0,0,0,0,stopien-skojarzenia-sieci-gazowych-i-elektroenergetycznych-w-polsce.html [dostęp 20.11.2012]

[Szpilt 2005] Szpilt A. (red.), *Zarządzanie przez strategią i finanse*, Kielce

[Szymanowski 2006] Szymanowski W., Perkowski R., *Charakterystyka przedsiębiorstwa wirtualnego i sfery jego zastosowań*, http://www.wspiz.edu.pl/gfx/kozminski/files/wykladowcy/zacher_lech/ciastf/transformacje/19_26/19t009.doc [dostęp 1.08.2006]

[Świrski 2011] Świrski K., *Polityka a systemy informatyczne dla energetyki*, „Rynek Energii", nr 1, s 168–173

[Tapscott 2006] Tapscott D., Williams A.D, *How Mass Collaboration Changes Everything*, New York

[Timmerman 2009] Timmerman W., Huitema G., *Design of Energy-Management Services – Supporting the Role of the Prosumer in the Energy Market*; Proceedings of CAISE-DC 2009, http://ceur-ws.org/Vol-479/paper9.pdf [dostęp 16.11.2012]

[TOE 2012] *Rynek energii elektrycznej – stan na 31 marca 2012*; raport TOE http://www.toe.pl/serwisy/2/upl/5c262d81a89510a4098da878aad6101d.pdf [dostęp 11.08.2012]

[Tomasik 2010] Chmurski P., Tomasik G., Rasolomampionona D., Robak S., *Możliwość implementacji mechanizmów DSR w warunkach funkcjonującego rynku energii elektrycznej w Polsce*, „Rynek Energii", nr 2, s 26–31

[Tucci 2003] Afuah A., Tucci Ch., *Biznes internetowy. Strategie i modele*, Kraków

[Turker 2010] Turker H., Bacha S., Chatroux D., *Impact of Plug-in Hybrid Electric Vehicles (PHEVs) on the French Electric Grid*; IEEE proceedings, http://ieeexplore.ieee.org

[URE 2011] *Stanowisko 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,* www.ure.gov.pl [dostęp 20.02.2013]

[US DoE 2009] *Study of Security Attributes of Smart Grid Systems– Current Cyber Security Issues*, 2009, http://www.inl.gov/technicalpublications/Documents/4235623.pdf [dostęp12.20.2012]

[Uslar 2010] Uslar M., Rohjans S., Bleiker R., Jose Gonzalez, Specht M., Suding T., Weidelt T., *Survey of Smart Grid Standardization Studies and Recommendations*, IEEE proceedings, http://ieeexplore.ieee.org

[Ungar 2010] Ungar E., Fell K., *Plug in, turn on and Load up*, P&E, no. 6, s. 21–35

[Vankayala 2008] Vankayala V., Vaahedi E., Cave D., Huang M., *Opening up for inteoperability*, P&E no. 4, s. 61–69

[Wasilewski 2012] Kaproń H., Wasilewski A., *Gaz ziemny paliwem XXI* w., Lublin

[Wąsowski 2011] Wąsowski M., *Uwarunkowania rozwoju Smart Grids w Polsce w świetle dyrektyw UE*, Warszawa

[Wdrożenia AMR 2012] *Smart metering w spółkach gazownictwa*, „Smart Grids Polska", nr 2, www.smart-grids.pl [dostęp 20.02.2013]

[WEF 2010] *Accelerating successful smart grid pilots*, Word Economic Forum 2010 Accenture, http://www3.weforum.org/docs/WEF_EN_SmartGrids_Pilots_Report_2010.pdf [dostęp 23.01.2013]

[Wen 2011] Wen M.H.F.; Ka-Cheong Leung; Li V.O.K., *Communication-Oriented Smart Grid Framework*, IEEE proceedings, http://ieeexplore.ieee.org [Weron 2009] Weron A., Weron R., *Inżynieria finansowa*, Warszawa

[Wilczyński 2011] Wilczyński A., Tymorek A., Namysłowska-Wilczyńska B., *Koncepcja warstwowej taryfy przesyłowej*, „Rynek Energii", nr 2, s. 106–111

[Williams 2010] Williams B., Gahagan M., *Using Microgrids to Integrate Distributed Renewables Into the Grid*, IEEE proceedings, http://ieeexplore.ieee.org

[WIO 2012] *Wdrożenie systemu Inteligentnego Opomiarowania(AMI) w Energa-Operator*, (http://www.piio.pl/dok/Wdrozenie_systemu_Inteligentnego_Opomiarowania__AMI__w_Energa-Operator__Rafal_Czyzewski_.pdf) [dostęp 04.09.2012]

[Wirtualny rynek 2011] Matusiak B.E., Zieliński J.S., *Renewable Energy Resources – Partners in Virtual Energy Market*, „Rynek Energii", nr.1, s. 133–137

[Woszczyk 2011] Woszczyk M., *Rola regulatora na europejskim rynku energii*, „Rynek Energii", nr 1, s. 49–56

[Wu 2010] Wu Q., Nielsen A. H., Østergaard J., Tae Cha S., Marra F., Yu Chen, Træholt Ch., *Driving Pattern Analysis for Electric Vehicle (EV) Grid Integration Study*, IEEE proceedings, http://ieeexplore.ieee.org

[Wymagania URE SM] *Stanowisko regulatora w sprawie niezbędnych wymagań wobec inteligentnych systemów*, http://www.ure.gov.pl/portal/pl/424/3926/Stanowisko_regulatora_w_sprawie_niezbednych_wymagan_wobec_inteligentnych_systemo.html [dostęp 19.11.2012]

[Venayagamoorthy 2011] Venayagamoorthy G. K., *SmartParks in Smart Grids*, IEEE Innovative Smart Grid Technologies (Europe 2011) – Smart Power System with Grid for Vehicles Panel presentation, Manchester, UK, December, s. 5–7

[Xin 2011] Xin Y., Baldine I., Chase J., Beyene T, Parkhurst B., Chakrabortty A., *Virtual Smart Grid Architecture and Control Framework*, IEEE proceedings SmartGridComm, http://ieeexplore.ieee.org

[Yusa 2011] Yusa H., Tetsuo Otani T., Senke N., Ohba E., Arai Y., Okuno Y., Hayash T., Hoshi Y., *Application of IEC 61850 to the Communication of a Large-scale Photovoltaic Power Generation Operation – Web Service and Conformance Test*, IEEE proceedings SmartGridGomm, http://ieeexplore.ieee.org

[Zajdler 2011] Zajdler R., *Smart Metering in Utilities: Inteligentne rozwiązania wspierające sprzedaż energii*, Warszawa (materiały konferencyjne)

[Zarychta 2011] Zarychta J., *Współzależność rynków i pomiarów*, „Wulkan – Energia w Informatycznym Wydaniu", nr 2, s. 20–23

[Zarz 2003] Zieliński J.S., *Zarządzanie wiedzą w elektroenergetyce*, [w:] *Zarządzanie wiedzą we współczesnych organizacjach*, Warszawa, s. 162–175.

[Zastosowania a 2001] Matusiak B.E., Zieliński J.S., Bartkiewicz W., Gontar Z., *Zastosowanie narzędzi sztucznej inteligencji w zarzadzaniu w elektroenergetyce*, [w:] *Przeszłość i przyszłość nauk o zarządzaniu*, Łódź, s. 362–375

[Zastosowania b 2001] Matusiak B.E., Zieliński J.S., Bartkiewicz W., Gontar Z., *Neural network based short-term load forecasting for energy market*, ENERGY MARKET, Łódź (materiały konferencyjne), s. 73–83

[Zastosowania c 2002] Matusiak B.E., *Algorytmy genetyczne a wydobywanie wiedzy w prognozowaniu zużycia energii elektrycznej*, konferencja *Pozyskiwanie wiedzy z baz danych*, Akademia Ekonomiczna we Wrocławiu (materiały konferencyjne), s. 153–161

[Zastosowania d 2002] Matusiak B. E., *Hybrid System for STLF-First Results and Conceptions of Further Evolution*, w: Artificial Intelligence in Control and Management, AICM, Łódź, s. 119–126

[Zastosowania e 2002] Matusiak B. E., Bartkiewicz W., Gontar Z, Zieliński J.S., Chmielewski M., Szady S., *Experiences from initial exploitation of the short-term energy demand forecasting system in Zamość Energy Corporation S.A.*,[w:] *Modern Electric Power Systems*, Wrocław

[Zastosowania f 2002] Matusiak B. E., Bartkiewicz W., Gontar Z., Zieliński J.S., *Short-term load forecasting in market environment*, *Power generation, transmission, distribution and energy conversion*, Med. Power proceedings, Athens

[Zastosowania g 2003] Matusiak B.E., Bartkiewicz W., *Advances in Soft Computing*, eds. L. Rutkowski, J. Kacprzyk, *Proceedings of the Sixth International Conference on Neural Network and Soft Computing*, Zakopane

[Zastosowania h 2004]. Matusiak B.E., Bartkiewicz W., Czajkowska R., Głuszkowski T., Gontar B., Gontar Z., Krygier N., Kurzyjamski R., Pamuła A., Papińska-Kacperek J., Zieliński J.S., *Modern IT tools in management*, „Acta Universitatis Lodziensis", Folia Oeconomica 178, s. 7–28

[Zastosowania i 2004] Matusiak B.E., Bartkiewicz W., Pamuła A., Gontar Z., Zieliński J.S., *Control and Management in Energy Market upon Deregulation*, [w:] *Technical Electrodinamic*, vol. 1, s. 128–134, Kijev

[Zastosowania j 2004]. Matusiak B.E., Bartkiewicz W., *Sieci neuronowe i algorytmy genetyczne a krótkookresowe prognozowanie zużycia na rynku energii*, [w:] *Jerzy S. Zieliński – 50 lat pracy naukowej*, Łódź, s. 345– 353

[Zastosowania k 2004] Matusiak B.E., Zieliński J.S., *Nowoczesne narzędzia informatyczne w zarządzaniu* w: *Rola nauk o zarządzaniu w kreowaniu społeczeństwa opartego na wiedzy*, Łódź

[Zastosowania l 2010]. Matusiak B.E., Bartkiewicz W., Bolek C., Gontar B., Gontar Z., Pamuła A., Papińska Kacperek J., Zieliński J. S., *Zastosowania sztucznej inteligencji w elektroenergetyce w pracach Katedry Informatyki UŁ*, [w:] *Wiedza i komunikacja w innowacyjnych organizacjach– systemy ekspertowe wczoraj dziś i jutro*, red. J. Gołuchowski, B. Filipczyk, Katowice, s. 250–256

[Zastosowania m 2012] Matusiak B.E., Zieliński J.S., *Smart Power Grids Development-Needs and Limitations of ICT*,[w:] *Computer Science in Novel Applications*, red. A.Romanowski, D. Sankowski, Łódź, s. 257–266

[ZDP RM 2009] *Polska 2030 – Wyzwania rozwojowe*, Zespół Doradców Prezesa RM, lipiec 2009, http://zds.kprm.gov.pl/sites/default/files/pliki/pl_2030_wyzwania_rozwojowe.pdf [dostęp 12.05.2012]

[Zerbst 2010] Zerbst J., Schaefer M., Rinta-Jouppi J., *Zone Principles as Cyber Security Architecture Element for Smart Grids*, IEEE Proceedings 2010; http://ieeexplore.ieee.org

[Zhu 2011] Zhu Ting, Sheng Xiao, Yi Ping, Don Towsley, Weibo Gong, *A Secure Energy Routing Mechanism for Sharing Renewable Energy in Smart Microgrid*, IEEE proceedings SmartGrid-Comm, http://ieeexplore.ieee.org

[Ziel 2007] Zieliński J.S., *Review of Selected Problems in Distribution Networks with Dispersed Generation*, The European Electricity Market EEM07, Cracow, s. 79–87

[Zielin Mat Pam 2011] Matusiak B.E., Pamuła A, Zieliński J.S., *Smart Grid for Digital Society*, [w:] *Current Trends in Management, Finance and Accounting Sciences*, „Acta Universitatis Lodziensis", Folia Oeconomica 257, s. 107–120

[Zmiany gaz 2012] Matusiak B. E., *2012 – perspektywy uwolnienia rynku gazu w Polsce*, [w:] *Rynek gazu 2012*, (materiały konferencyjne), red. H. Kaproń, Lublin s. 41–48

[ZPP 2011] Bill J., Gąsiorowska E., Graczyk W., Guzik R., Maciuk-Grochowska A., Malec A., Smoleń P., *Analiza trendów rozwoju branży energetycznej*; Związek Pracodawców Prywatnych Energetyki; Raport Lewiatan; www.pkpplewiatan.pl [dostęp 20.02.2013]

[Żupnik 2012] Żupnik M., *Liberalizacja rynku gazu ziemnego*, „Nowoczesne Technologie w Przemyśle", nr 1–2, www.media2.com.pl

Spis rysunków

Rysunek 1. Elementy technologiczne *Smart Grid* 24
Rysunek 2. Zmiana zasady organizacji rynku, na podstawie branży elektroenergetycznej 29
Rysunek 3. Podstawowy model rynku energii elektrycznej w Polsce 58
Rysunek 4. Podstawowy model rynku gazu w Polsce 60
Rysunek 5. Model rynku dla energetyki gazowej 65
Rysunek 6. Koncepcja modelu organizacyjnego, zintegrowanego rynku energii z uwzględnieniem idei SG 68
Rysunek 7. Łańcuchy wartości na rynku energii 73
Rysunek 8. Operator informacji pomiarowej (OIP) i platforma integracyjna informacji o rynku (model). 80
Rysunek 9. Internet of Energy – sieć informacyjna o rynku E-Energy 81
Rysunek 10. Model informacyjny SG według NIST 82
Rysunek 11. Zintegrowany model informacyjny SG. 83
Rysunek 12. Prognozowane i aktualne wartości produkcji energii elektrycznej z OZE (2010 i 2050 r.) 102
Rysunek 13. Przepływ wartości w modelu prosumenta/klienta dla wprowadzenia technologii PV 131
Rysunek 14. Przepływ wartości w modelu prosumenta/klienta dla wprowadzenia technologii PV z uwzględnieniem bezpośrednio agregatora rynku 132
Rysunek 15. Proporcje i schematy udziału kosztów w omawianych modelach zwrotu wartości 139
Rysunek 16. Miejsce przedsiębiorstwa ESCO na rynku zintegrowanych mediów energetycznych z uwzględnieniem relacji między uczestnikami rynku 140
Rysunek 17. Miejsce wytwórcy na rynku zintegrowanych mediów energetycznych 148
Rysunek 18. Agregator wobec innych aktorów zintegrowanego rynku energii 157
Rysunek 19. Miejsce agregatora na rynku zintegrowanych mediów energetycznych 158
Rysunek 20. V2G w modelu zintegrowanego rynku energii 165
Rysunek 21. Realizacja V2G z usługą agregatora 166

Spis tabel

Tabela 1. Uczestnicy rynku EE i ich role 59
Tabela 2. Uczestnicy rynku gazu i ich role 61
Tabela 3. Uczestnicy nowego, zintegrowanego rynku i ich role..... 69
Tabela 4. Podobieństwa i różnice między elektroenergetyką i sektorem gazowniczym z punktu widzenia rozwoju SG 85
Tabela 5. Segmenty rynku prosumenckiego według podmiotów i propozycje zastosowania technologii OZE..... 95
Tabela 6. Założenia rozwoju do 2050 roku 99
Tabela 7. Przewidywany potencjał produkcji energii z OZE w 2050 roku..... 101
Tabela 8. Stan i struktura produkcji z OZE w 2010 roku..... 102
Tabela 9. Przewidywany stan i struktura produkcji z OZE w 2050 roku 102
Tabela 10. Typy samochodów EV wg opcji doładowań 113
Tabela 11. Charakterystyka parametrów modelu biznesowego prosumenta dla inwestycji w fotowoltaikę 128
Tabela 12. Koszty instalacji OZE opracowane przez Ministerstwo Gospodarki 130
Tabela 13. Charakterystyka parametrów modelu biznesowego przedsiębiorstwa ESCO, dla inwestycji w technologie OZE..... 141
Tabela 14. Charakterystyka parametrów modelu biznesowego wytwórcy dla inwestycji w technologie PV 149
Tabela 15. Niektóre ważniejsze usługi, pełnione przez agregatora 154
Tabela 16. Ilość energii jaką maksymalnie do rozładowania baterii można uzyskać w poszczególnych, najbardziej popularnych markach samochodów na świecie 162
Tabela 17. Ewolucja modeli biznesowych dla wdrożenia PV w Polsce i na świecie 171
Tabela 18. Zestawienie cech modeli biznesowych omawianych w pracy 172

Od redakcji

Bożena Ewa Matusiak jest doktorem nauk ekonomicznych w zakresie nauk o zarządzaniu, absolwentem Wydziału Ekonomiczno-Socjologicznego UŁ i obecnie adiunktem w Katedrze Informatyki na Wydziale Zarządzania Uniwersytetu Łódzkiego.

Od początku rozwoju naukowego związana zainteresowaniami z rynkiem energii elektrycznej i prognozowaniem zapotrzebowania na energię elektryczną z wykorzystaniem narzędzi sztucznych sieci neuronowych i algorytmów genetycznych (doktorat 2001 r.).

W okresie 2005–2011 r. uczestnik sieciowych projektów europejskich FP6 Synergy PLUS (*Expanding the Competitive Intelligence in the European Distributed Energy Resources Sektor*) i FP7 SEESGEN_ICT (*Supporting Energy Efficiency in Smart GENeration Grids through ICT)* oraz obecnie, w temacie FP7 SmartCities2013, jako reprezentant UŁ w międzynarodowym konsorcjum projektu e-Balance – *Balancing energy production and consumption in energy efficient smart neighbourhoods* (kierownik prac zadania WP2.2).

Dr B.E. Matusiak jest autorem i współautorem wielu publikacji m.in. w czasopismach: Rynek Energii i Przegląd Elektrotechniczny, w monografii *Społeczeństwo informacyjne* (Warszawa 2008) pod redakcją J. Papińskiej-Kacperek, rozdział 7 (*Gospodarka elektroniczna*) i rozdział 8.1 (*Organizacja wirtualna*). Specjalizuje się w zakresie budowy i analizy modeli biznesowych dla rynku energii i optymalizacji procesów biznesowych w przedsiębiorstwach (Business Process Management). Obszarem swoich badań obejmuje szeroko rozumiany rozwój sieci inteligentnych, rozwój odnawialnych źródeł energii (OZE), energetykę prosumencką, budownictwo energooszczędne i pasywne, nowoczesny transport (PHEV, PEV), energetykę gazową, oraz zintegrowany rynek mediów energetycznych.

Ze względu na profil wykształcenia informatycznego, autorka interesuje się zastosowaniami sztucznej inteligencji w zarządzaniu, systemami informatycznymi ERP, bazami danych i eksploracją danych, dedykowanymi systemami informatycznymi dla rachunkowości i w logistyce, zagadnieniami e-commerce oraz wirtualizacją w biznesie.

W obszarze kontaktów z biznesem, dr B.E. Matusiak współpracuje z Łódzkim Odziałem SEP oraz z GK PGE Łódź, jak również z Center for Business Education – CBE Polska w Warszawie. Współuczestniczyła w analizach modernizacyjnych dla projektu wdrożenia rozwiązań energetyki gazowej w jednym z dużych zakładów energetycznych w Polsce północnej. Udziela też konsultacji dotyczących rozwoju innowacyjnych modeli biznesowych dla wytwórców energii w Polsce. W zagadnieniach budownictwa energooszczędnego zajmuje się rozwiązaniami dla prosumenta oraz dla włączenia modelu biznesowego przedsiębiorstw ESCO.

Dr B.E. Matusiak prowadzi zajęcia na Wydziale Zarządzania UŁ z zagadnień informatyki i zarządzania procesami biznesowymi (zajęcia w jęz. polskim i angielskim). Promotor ponad 20 prac magisterskich i licencjackich z obszaru zagadnień: inteligentnych sieci w Polsce, organizacji wirtualnych, rozwoju technologii dla e-biznesu, stosowania narzędzi informatycznych dla przedsiębiorstw w dobie społeczeństwa informacyjnego i społeczeństwa wiedzy. Prywatnie interesuje się zagadnieniami komunikacji interpersonalnej i rozwoju osobistego.