

SMART GRID – WYZWANIE XXI WIEKU

Tomasz Kowalak

Słowa kluczowe: inteligentny pomiar, generacja rozproszona, elastyczność cenowa popytu, zarządzanie popytem, jakość energii, bezpieczeństwo energetyczne

Streszczenie. System elektroenergetyczny, w jego tradycyjnym kształcie, aktualnie jest źródłem rosnących kosztów, niewspółmiernych do pogarszającej się pewności zasilania. Dodatkowo, klasyczne formy wytwarzania energii wywierają negatywny wpływ na środowisko naturalne a wszelkie formy ograniczania tego wpływu pogarszają efektywność oraz dodatkowo podwyższają koszty wytwarzania. Czynnikiem krytycznym dla zachowania zrównoważonego rozwoju jest zapewnienie możliwości adaptacji na wielką skalę generacji rozproszonej, przede wszystkim, choć nie wyłącznie, opartej na odnawialnych zasobach energii pierwotnej. Skrócenie pętli pomiędzy miejscem generacji i konsumpcji oraz łatwiejsze wzajemne rezerwowanie małych źródeł prowadzi do ograniczania ryzyka zakłóceń dostaw. Spełnienie powyższego wymaga generalnej przebudowy całego systemu elektroenergetycznego. Niezbędne jest wyposażenie go w wielopoziomową platformę komunikacji (zróżnicowaną w zależności od realizowanych celów szczegółowych) oraz wdrożenie nowej generacji czujników i członów wykonawczych, rozmieszczonych w głębi sieci oraz urządzeń pomiarowych ulokowanych u odbiorców końcowych, zdolnych do generowania określonych informacji oraz odbioru sygnałów zwrotnych i komend, w wymaganych reżimach czasowych. Konieczna jest także przebudowa narzędzi i metod zarządzania przedsiębiorstwami sieciowymi. Kluczowym problemem jest bowiem potrzeba odebrania i właściwego zinterpretowania ogromnej ilości informacji i wykorzystania ich do wypracowywania optymalnych decyzji w wymaganym czasie.

1. WSTĘP

Pojęcie Smart Grid (ang.: sprytna/inteligentna sieć) robi na świecie zawrotną karierę, trochę na podobieństwo zaklęcia, tak jak np. walka z ocieplaniem klimatu. Jego entuzjastom nierzadko przypisuje się nieczyste intencje wykorzystywania ludzkiej naiwności dla zaspokojenia partykularnych interesów, np. dostawców liczników lub firm IT. Przypomina to utyskiwanie angielskich rolników sprzed ponad stu pięćdziesięciu lat, głoszących pogląd, że widok lokomotywy parowej, z gwizdem i w dymie przetaczającej się przez pastwiska, zaszkodzi mleczności ich krów. Wówczas świat, ignorując takie opory, zrealizował wizję zrewolucjonizowania transportu, a najzagorzalsi przeciwnicy w niedługim czasie sami zaczęli korzystać z nowego dobrodziejstwa techniki. Podobnie z inteligentną siecią, warto przyrzeć się bliżej, co się kryje pod tym pojęciem i dlaczego, mimo pozorów „drogiego gadżetu”, zawiera potencjał, który wiele krajów skłonił już do zainwestowania miliardowych kwot. Warto też jednak zasygnalizować naturę pułapek, które mogą spowodować, iż istotnie idea ta zdegeneruje się w mało przydatny acz drogi gadżet.

2. CHARAKTER WYZWAŃ XXI WIEKU

Na wstępie, sprostowania wymaga, że to nie Smart Grid i w istocie subiektywna decyzja: „wchodzić w to, czy nie”, jest wyzwaniem XXI wieku. Właściwym wyzwaniem jest szereg obiektywnych zjawisk i procesów, zmuszających do poszukiwania rozwiązań, jakie pozwolą im sprostać. Czy jednym z nich będzie wdrożenie Smart Gridu – jest odrębną kwestią. Pewne jest natomiast to, że Smart Grid nie może być

celem samym w sobie, jej wprowadzenie, a zwłaszcza kształt jaki powinna przybrać, musi być bezpośrednio uzależniony od charakteru problemów wymagających rozwiązania, czyli od funkcji celu jaki ma spełnić.

Jej poszukiwanie warto zacząć od konstatacji, że rozwój tradycyjnie rozumianego systemu elektroenergetycznego zbliża się do apogeum i, jakby zataczając koło, w pewnym sensie zaczyna wracać do punktu wyjścia. Jego rozwój rozpoczął się od małych, izolowanych źródeł, obsługujących relatywnie niewielkie zespoły odbiorców, z wykorzystaniem sieci niskonapięciowej jako prostego wyprowadzenia mocy. Przecież do dziś pokutuje tradycja, że do odczytu licznika przyszedł „Pan z Elektrowni”. Następnie zaznaczył się wpływ ekonomii skali w wytwarzaniu, co, wraz z wynalazkiem transformacji prądu przemiennego, pozwoliło na zaspokajanie odbiorców rozmieszczonych na coraz większym obszarze, zasilanych z coraz większych źródeł. Kolejnym milowym krokiem było wprowadzenie wielu źródeł do pracy równoległej, co dało podstawę dla budowania „wielomaszynowej sieci sztywnej” i systemu elektroenergetycznego rozumianego współcześnie. Dalej, przez kolejne sto lat mieliśmy do czynienia z filozoficznym status quo, kiedy to dyskontowane były korzyści efektu skali i wzajemnego rezerwowania źródeł. Postępował dynamiczny rozwój parametrów, zarówno źródeł jak i linii przesyłowych. W okresie tym dziesięciokrotnie wzrosły moce systemowych jednostek wytwórczych osiągając rząd 1 GW, blisko trzydziestokrotnie wzrosło napięcie znamionowe linii przesyłowych, dochodząc do 1500 kV. Radykalnie wzrastał też zasięg terytorialny systemów pracujących synchronicznie. Wydawać się mogło przez wiele lat, zwłaszcza wg

filozofii głoszącej że „komunizm to władza Rad i elektryfikacja”, że jest to proces nieograniczony, nie do powstrzymania. Odbijał się jednak w pewnej izolacji od rozwoju funkcjonalnego obserwowanego w innych obszarach, czego ilustracją jest to, że używany powszechnie do dziś indukcyjny licznik energii czynnej jest mniej więcej równolatkiem samolotu braci Wright. Pierwsze oznaki „nasycania” nadeszły ze strony linii przesyłowych. Problemy techniczne i eksploatacyjne, w tym środowiskowe, spowodowały niejako „cofnięcie się” do poziomu napięć przesyłowych rzędu 380 – 400 kV. Aktualnie Europa praktycznie nie eksploatuje (poza nielicznymi wyjątkami) a co ważniejsze nie rozwija, systemów przesyłowych ultrawysokich napięć.

Maksymalizacja mocy jednostkowych źródeł z jednej strony zwiększa dystans pomiędzy źródłem i odbiorcą, ekspozując proces zaopatrzenia odbiorcy na zakłócenia ze strony sieci, z drugiej wymusza odpowiednie podnoszenie poziomu rezerwy wirującej, zgodnie z kryterium $(n - 1)$. Tym samym ekonomia skali w wymiarze lokalnym jest ograniczana przez rosnące koszty systemowe, których źródło będące ich faktycznym sprawcą praktycznie „nie widzi”.

Faktem jest, że rozwój systemów elektroenergetycznych odbywał się cyklicznie i aktualnie dobiega swego żywota znaczna część majątku energetycznego, nie tylko w Polsce. To oraz rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną, związane z zachodzącymi przemianami technologicznymi oraz postępującym przenikaniem się poszczególnych rynków energetycznych (elektroenergetycznego, transportowego i grzewczego) powoduje konieczność sfinansowania gigantycznych inwestycji w relatywnie krótkim czasie, by eksploatowany dotychczas majątek odtworzyć i rozwinąć, co nieuchronnie prowadzić musi do znacznego wzrostu kosztów zaopatrzenia odbiorców w energię elektryczną. Dodatkowym czynnikiem kosztotwórczym dla tradycyjnego systemu elektroenergetycznego jest rozwój całkowicie nowych technologii, jakimi są źródła wiatrowe oraz elektryczny transport w powszechnym zastosowaniu, który stał się czynnikiem dramatycznie zmieniającym wymagania stawiane sieci dystrybucyjnej. Przemieszczanie się w cyklu dobowym aktywnych punktów ładowania samochodów elektrycznych pomiędzy centrami biznesu i strefami mieszkalnymi, jak się ocenia, prowadzić może do trzykrotnego wzrostu obciążenia sieci dystrybucyjnych w metropoliach w stosunku do ich aktualnej wydolności, dodatkowo dynamizując dobową krzywą obciążenia systemu.

Co gorsza, ponoszenie przez odbiorcę coraz większych kosztów budowy i utrzymania rozległego systemu nie prowadzi do odpowiedniego wzrostu pewności zasilania. Przeciwnie, rosnąca skala i stopień

komplikacji systemów zarządzanych metodami tradycyjnymi prowadzi do coraz częstszych awarii systemowych (rozległych black'outów), same sieci natomiast są ekspozowane w coraz większym stopniu na destrukcję z przyczyn klimatycznych, terrorystycznych oraz zwykłego wandalizmu. Zakłócenia tego rodzaju mają na ogół zasięg lokalny, ale z punktu widzenia poszczególnych odbiorców, zwłaszcza szczególnie wrażliwych na zakłócenie zasilania, drugorzędne znaczenie ma powód oraz zasięg zakłócenia, którego skutki ich dotyczą.

Jakby tego wszystkiego było mało, na świecie, także w Europie, narasta ciśnienie polityczne wokół dostępu do tradycyjnych nośników energii pierwotnej. W szczególności, nie jest żadną tajemnicą dążenie do odbudowania imperialnej pozycji względem Europy ze strony Federacji Rosyjskiej, do których to celów wykorzystywany jest potencjał tego kraju jako dostawcy ropy naftowej, gazu ziemnego a ostatnio także energii elektrycznej i uranu. Nie jest to jedynie teoria, obserwowaliśmy w ostatnich latach zakłócenia dostaw zarówno ropy naftowej (Możejki) jak i gazu ziemnego (Gruzja, Tadżykistan, Europa Środkowa i Południowa oraz Bałkany).

Należy jednocześnie odnotować, że notowany w ciągu kilku ostatnich dekad permanentny wzrost cen nośników energii pierwotnej doprowadził do rozwoju wielu technologii alternatywnych względem tradycyjnego wytwarzania energii elektrycznej, w szczególności do rozwoju źródeł w małej i mikroskali.

Mamy więc do czynienia z paradoksalnym zjawiskiem: procesy konsolidacyjne, stymulowane ekonomią skali, doprowadziły do stanu, w którym zaspokojenie priorytetowych potrzeb odbiorców może okazać się ekonomicznie bardziej uzasadnione przez działania o charakterze rozproszonym, lokalnym, z wykorzystaniem miejscowych zasobów energii pierwotnej, co pozwala uodpornić się zarówno na zakłócenia o charakterze technicznym jak i geopolitycznym, przy zachowaniu równowagi ekonomicznej, jeżeli tylko w jej ocenie uwzględni się pełny rachunek ciągłony. Tym samym, w efekcie zmonopolizowania kompetencji zaopatrzenia odbiorców w energię przez sektor energetyczny i oderwania oczekiwań tego sektora od rzeczywistych oczekiwań i możliwości odbiorców - mamy do czynienia ze zjawiskiem powrotu kompetencji wytwórcy energii do samego odbiorcy, z odpowiednim zmodyfikowaniem roli podsektora sieciowego. Przejawia się to rozwojem nowej kategorii uczestników rynku energii, tzw. prosumentów (konsumentów energii, będących jednocześnie jej producentami, zarówno na własny użytek, jak i z opcją odsprzedaży).

Kolejnym czynnikiem, stanowiącym bezwzględny stymulator zachowań odbiorców jest rosnąca świad-

domość, że korzystanie z energii, niezależnie od sposobu jej dostarczenia, wiąże się z kosztem, który w przyszłości może tylko rosnąć, a najtańszą formą energii jest energia zaoszczędzona. Tym samym wzrasta zapotrzebowanie na narzędzia dla racjonalizacji własnych zachowań, w szczególności rośnie zapotrzebowanie na informacje, których tradycyjny, indukcyjny licznik energii, odczytywany (lub nie) raz na kilka miesięcy, w żaden sposób dostarczyć nie może. Równocześnie rośnie znaczenie jakości energii dostarczanej odbiorcom oraz kosztów jej obniżenia poza dopuszczalny limit.

3. PRIORYTETY KOMISJI EUROPEJSKIEJ

Komisja Europejska stopniowo coraz dokładniej precyzuje swoje priorytety, poczynając od strategii lizbońskiej, poprzez pakiet klimatyczno-energetyczny po III pakiet liberalizacyjny. Priorytety te znalazły swój wyraz w „celach 3x20”, oznaczających wymaganie do roku 2020 ograniczenia o 20% emisji CO₂, zwiększenia o 20% udziału źródeł odnawialnych w wytwarzaniu energii elektrycznej oraz poprawie o 20% efektywności wykorzystania energii. Dwa pierwsze cele zostały określone jako sztywne (wymagalne, z perspektywą poniesienia kar za niewypełnienie), trzeci – paradoksalnie – jako indykatory. Paradoksalnie, gdyż logiczna kolejność ich efektywnej realizacji jest dokładnie odwrotna: działaniem pierwotnym powinna być poprawa efektywności, gdyż jego realizacja „odciąża” część zdolności wytwórczych. Wymagany udział OZEE w generacji energii oznacza (przy założeniu *ceteris paribus*) mniejszy bezwzględny poziom tej generacji, pozwalający zapewnić postulowany poziom udziału. Wymagana redukcja CO₂ w znacznym stopniu byłaby efektem realizacji dwóch poprzednich działań i najbardziej kosztowne przedsięwzięcia na rzecz ograniczania emisji CO₂ z wytwarzania konwencjonalnego dotyczyłyby jedynie odpowiednio ograniczonej części parku wytwórczego.

Podkreślenia wymaga, że:

- wymaganie poprawy efektywności wykorzystania energii ściśle wiąże się z dostarczeniem odbiorcy m.in. informacji zwrotnej o jego bieżącym zachowaniu,
- potrzeba rozwoju OZEE, jeżeli ma stanowić faktyczną realizację założonego celu, musi dotyczyć źródeł rozproszonych, gdyż każda forma zmasowanej generacji, w tym opartej o „zasoby odnawialne” stanowi formę istotnego naruszenia środowiska; w związku z tym postulat rozwoju OZEE spotyka się z podyktowanym względami bezpieczeństwa energetycznego zapotrzebowaniem na

małe źródła blisko odbiorcy,

- potrzeba ograniczenia emisji CO₂ aktywizuje poszukiwanie form gospodarczego wykorzystania CO₂ „odpadowego” i kieruje generalnie uwagę na poszukiwanie wszelkich form energetycznego wykorzystania odpadów (także m.in. metanu).

W kontekście priorytetów KE dodatkowego podkreślenia wymagają następujące istotne kwestie:

- horyzont roku 2020 postrzegany jest jako „punkt przyspieszenia” na drodze do bezemisyjnej gospodarki w horyzoncie 2050, co należy rozumieć jako realne ryzyko zwielokrotnienia wymuszeń po roku 2020 (niezależnie od kar) jeżeli celów aktualnie postawionych nie uda się do tego czasu zrealizować,
- dotychczas głoszony trójczłonowy kanon: „Ekonomia – Ekologia – Bezpieczeństwo energetyczne/Jakość energii” podlega rozszerzeniu o „Zdrowie”, rozumiane jako działanie na rzecz upodmiotowienia pacjenta, podobne do dążenia do upodmiotowienia odbiorcy energii; pytanie, czy i w jakim stopniu narzędzia realizacji kolejnego priorytetu mogą być/będą spójne z już wdrażanymi na potrzeby energetyki,
- nie bez powodu KE wskazuje na systemy zdalnego opomiarowania jako racjonalną formę realizacji nakreślonych powyżej priorytetów,
- chociaż strategia lizbońska i jej cele szczegółowe wynikają w istotnej mierze z uznania przez KE konieczności walki z antropogennym ociepleniem klimatu, to formy wynikowe, preferowane, czy wręcz wymagane dla realizacji tych celów, wpisują się w konieczność stawienia czoła tym wszystkim wyzwaniom, opisanym wcześniej, których pojawienie się pozostaje bez związku z oceną charakteru zmian klimatu.

4. LOKALNE UWARUNKOWANIA POLSKI

Polska doświadcza wszystkich przedstawionych powyżej problemów ze zwielokrotnioną siłą, dodatkowo występują problemy specyficzne.

- Park wytwórczy jest w znacznym stopniu zamortyzowany, a od 1 stycznia 2016 grozi nam dodatkowo konieczność wyłączenia jego istotnej części ze względu na ograniczenia emisyjne.
- Występują istotne ograniczenia techniczne w transgranicznej wymianie energii.
- Sieć przesyłowa jest – w porównaniu od krajów Zachodniej Europy – słabiej rozwinięta i także w znacznej części zamortyzowana, o kondycji znacznej części sieci rozdzielczych nie wspominając.

- Obserwowany jest dynamiczny rozwój generacji wiatrowej, przyłączanej głównie do sieci rozdzielczej. Skala tego zjawiska jest na tyle duża, że grozi zdestabilizowaniem systemu opartego wyłącznie na wolnoregulowalnych źródłach węglowych a dodatkowo wymusza masową rozbudowę zdolności przesyłowych.
- Nowe inwestycje, zarówno w źródła (za wyjątkiem inwestycji odtworzeniowych) jak i w linie, napotykają istotne formalne bariery lokalizacyjne, odsuwające w czasie realizację i tak nielicznych przedsięwzięć.
- Dodatkowe naprężenia zdolności przesyłowych są spowodowane postępującą dyslokacją centrów odbiorczych (w kierunku centrum i północy Kraju) względem dotychczasowych i nowych źródeł systemowych, lokowanych na południu, w pobliżu złóż paliw.
- Wszystkie ww. czynniki powodują postępujące zagrożenie dla bilansu mocy, zarówno w skali roku, jak i w skali doby, stymulujące do poszukiwania narzędzi dynamicznego zarządzania popytem poprzez jego „cywilizowaną” redukcję oraz wyrównywanie zmienności poboru dobowego.
- Dodatkowo, rosnące nasycenie instalacji odbiorczych sprzętem generującym zapotrzebowanie na moc bierną stwarza ilościowo nowe zagrożenie stabilności napięciowej systemu, co z kolei uzasadnia potrzebę znacznie dokładniejszej niż dotychczas kontroli stanu systemu.
- Choć Polska nie leży w strefie sejsmicznej, ani na trasie tornad, zaoszczędzony jej był dotychczas kataklizm podobny do tego, jaki dotknął Szwecję w styczniu 2005, to jednak powtarzające się anomalie pogodowe powodują istotne uszkodzenia sieci, zwłaszcza dystrybucyjnej, na obszarach obejmujących jednorazowo wiele gmin, a nie- rzadko całych województw.

Trwałości konstrukcji wsporczych linii 110 kV oraz NN nie sprzyja nagminne zjawisko kradzieży elementów konstrukcyjnych, pewności zasilania nie sprzyja również plaga kradzieży transformatorów SN/nN oraz wyczynów strzeleckich z izolatorami jako celem.

5. FUNKCJE CELU

Rekapitulując przedstawione powyżej uwarunkowania konieczne jest sprostanie następującym problemom, które wyodrębnić można w trzy, zazębiające się, grupy: techniczne, rynkowe i ekonomiczne. Są to:

- permanentny deficyt mocy czynnej i potrzeba ograniczania poboru w sposób mniej dotkliwy dla odbiorców niż „dwudziesty stopień zasilania” i rotacyjne wyłączenia,

- bieżące niebilansowania mocy czynnej w określonych godzinach doby,
- deficyt mocy biernej i problemy z równowagą napięciową w systemie,
- ograniczanie zasięgu oddziaływania lokalnych awarii wynikających ze zniszczenia majątku sieciowego,
- adaptacja generacji rozproszonej, przyłączanej do sieci SN i nN, w tym jej form nieprzewidywalnych i niesterowalnych,
- dostosowanie sieci do potrzeb rosnącej skali nowych zastosowań energii elektrycznej (pojazdy elektryczne, pompy ciepła, klimatyzacja),
- potrzeba zapewnienia odbiorcom bezpieczeństwa energetycznego w sposób skuteczniejszy niż zwielokrotnianie ciągów zasilania,
- potrzeba dostarczenia odbiorcom informacji o ich zużyciu energii elektrycznej w czasie umożliwiającym efektywną zmianę zachowania,
- potrzeba poddania bieżącemu monitorowaniu jakości energii dostarczanej odbiorcom,
- potrzeba uproszczenia i zobiektywizowania procedur przyłączeniowych oraz procedur zmiany sprzedawcy,
- potrzeba zoptymalizowania procesów inwestycyjnych (w zakresie ich lokalizacji i charakteru w związku z obserwowaną jakością zasilania oraz przewidywanymi zachowaniami odbiorców),
- potrzeba eliminacji strat handlowych oraz optymalizacji poziomu strat technicznych,
- potrzeba podnoszenia efektywności operacyjnej przedsiębiorstw energetycznych wobec rozwierających się nożyc zapotrzebowania na sfinansowanie inwestycji energetycznych i wydolności ekonomicznej odbiorców.

Jakkolwiek zadania stojące przed sektorem energetycznym w swych szczegółach są bardzo różnicowane, prowadzają się wszystkie do klasycznego już obowiązku zapewnienia bezpieczeństwa zasilania po akceptowalnym koszcie i z niezbędnym jedynie obciążaniem środowiska.

6. DEFINICJE INTELIGENTNEJ SIECI I INTELIGENTNEGO POMIARU

Przystosowanie sieci elektroenergetycznej do realizacji przedstawionych powyżej celów wymaga:

- zmiany zasad jej funkcjonowania (z jednokierunkowego przepływu energii i mocy „z góry w dół” na przepływy wielokierunkowe na wszystkich poziomach napięć – dotychczas charakterystyczne wyłącznie dla sieci zamkniętej, przesyłowej i podprzesyłowej), w szczególności wymaga to

- adaptacji układów automatyki zabezpieczeniowej,
- zapewnienia możliwości zbierania i zarządzania informacją na trzech poziomach:
 - masowej informacji pobieranej od wszystkich odbiorców przyłączonych do sieci, pozwalającej na ich rozliczanie (biling) ze zużycia energii i jakości energii oraz informowanie zwrotnie o zachowaniu; wymagania odnośnie szybkości i pewności transmisji w stosunku do tej klasy informacji są stosunkowo niskie (off-line, z opcją powtarzania transmisji do skutku),
 - informacji (sygnałów pomiarowych, sygnałów o stanach urządzeń, komend i alarmów) w zakresie niezbędnym do dynamicznego zarządzania siecią; wymagania odnośnie szybkości i pewności transmisji tych danych są najwyższe (on-line z „czterodziwiatkową” gwarancją poprawności przekazu),
 - informacji o charakterze pośrednim ze względu na wymagania czasowe i niezawodnościowe (np. komendy dotyczące redukcji dostępnej mocy, informacje o poziomie odpowiedzi cenowej popytu oraz stopniu realizacji działań w zakresie zarządzania zasobami rozproszonymi).

Zróznicowany poziom wymagań prowadzi do konieczności odpowiedniego przystosowania torów transmisji danych (przepustowość vs pewność transmisji) oraz członów nadawczo-odbiorczych (członów komunikacyjnych przy/w licznikach, sensorach i elementach wykonawczych w aparaturze sieciowej).

Uzbrojenie techniczne sieci musi być uzupełnione/poparte odpowiednim przystosowaniem narzędzi i mechanizmów (w tym organizacyjnych) zarządzania przedsiębiorstwem sieciowym. Problemem kluczowym jest selekcja i interpretacja informacji napływających z sieci w taki sposób, by poszczególne szczeble decyzyjne w przedsiębiorstwie otrzymywały właściwie wyselekcjonowane przesłanki do decyzji, w czasie umożliwiającym podejmowanie tych decyzji w sposób nadążny za zmieniającą się sytuacją. Dotyczy to zarówno decyzji ruchowych, jak i decyzji o zakresie i kolejności remontów oraz zakresie i kolejności inwestycji. Część decyzji, ze względu na skrajnie krótkie czasy ich podejmowania (np. dostosowanie nastaw zabezpieczeń do aktualnej konfiguracji generacji rozproszonej, czy miejsca podziału sieci w funkcji zdarzeń awaryjnych) powinny być przejęte przez autonomiczne układy automatyki.

Opisane powyżej wymagania wobec sieci kreują określone oczekiwania wobec urządzeń, zarówno w odniesieniu do torów komunikacyjnych, dedykowanych do transmitowania poszczególnych rodzajów informacji, jak i elementów podlegających instalowa-

niu – w miejscach dostarczania energii odbiorcom i w głębi sieci. W tym kontekście szczególnego znaczenia nabiera potrzeba zdefiniowania funkcjonalności liczników instalowanych u odbiorców grup C1X i G. Ze względu na ich liczbę konieczne jest uniknięcie sytuacji, kiedy np. wstępnie określony, zbyt ubogi zakres funkcjonalności liczników wykluczy możliwość realizowania istotnej części opisanych wyżej celów, lub – by przezwyciężyć to ograniczenie – trzeba będzie całą operację roll’outu powtarzać. Podkreślenia wymaga, że w świadomości powyższego Regulator nie będzie akceptował kosztów wymiany liczników indukcyjnych na takie, które pozwolą np. wyłącznie na realizację funkcji bilingu, gdyż działanie takie byłoby klasycznym przykładem ewidentnego zawężenia funkcjonalności, szkodliwego dla osiągnięcia przedstawionych powyżej funkcji celu.

7. PODSUMOWANIE

System energetyczny w swoim klasycznym kształcie kreuje coraz większe koszty, niewspółmierne do malejących możliwości zapewnienia bezpieczeństwa zasilania. Co więcej, tradycyjne formy wytwarzania energii prowadzą do postępującej degradacji środowiska, a środki techniczne niezbędne dla przeciwdziałania temu zjawisku powodują obniżanie efektywności netto wytwarzania energii i dodatkowy wzrost kosztów. W związku z powyższym kluczowe dla dalszego stabilnego rozwoju gospodarczego staje się dostosowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego do obecności w nim na dużą skalę generacji rozproszonej, bazującej głównie, jakkolwiek nie wyłącznie, na odnawialnych źródłach energii pierwotnej, poprzez bliskość odbiorcy i wzajemne rezerwowanie istotnie zmniejszającej ryzyko zakłócenia dostaw.

Spełnienie tego celu wymaga przebudowy systemu polegającej na uzupełnieniu istniejącej sieci w system wielopoziomowej (zależnie od spełnianej funkcji) transmisji informacji oraz wyposażenia:

- odbiorców w układy pomiarowe oraz
- sieci w sensory i człony wykonawcze aparatury sieciowej

rozbudowane o człony komunikacyjne pozwalające na zbieranie wymaganych informacji w wymaganym czasie, oraz odbiór i interpretację sygnałów zwrotnych.

Pociąga to za sobą konieczność przebudowy narzędzi i stylu zarządzania przedsiębiorstwami sieciowymi w sposób pozwalający na dynamiczne wspomaganie decyzji na podstawie odpowiednio zbieranych, sekcjonowanych i interpretowanych informacji.

SMART GRID – THE XXI CENTURY CHALLENGE

Key words: smart metering, distributed generation, price elasticity of demand, demand side management, quality of supply, security of supply

Summary. Power systems, according to their current shape, is a source of increased costs unrelated to reducing the security of supply. Additionally, classic power generation has a negative impact on the environment, and technical tools needed for environment protection lead to a decrease of efficiency and the increase of costs.

Crucial for a sustainable development is the ability to incorporate the large scale use of distributed generation, based, amongst other, a RES. A short loop from generation to consumption and easier covering by other small units, such as large scale traditional power plants, will reduce the risk of outages.

The fulfillment of this requires the reconstruction of the whole power system. It will necessary to add multi-level communication platform (depending upon the targets) and a new generation of measurement devices located at end users, sensors and apparatus inside the network able to generate specific information and receive signals and commands, according to required time schedules.

All of this support the argument to rebuilt tools and methods of management of network entities. The crucial problem is to absorb and interpret correctly the huge volume of information and make “just in time” optimal decisions.

Tomasz Kowalak, dyrektor Departamentu Taryf URE, dr inż. elektryk. W latach 1978 – 1998 zatrudniony w Instytucie Energetyki, na stanowiskach od asystenta do sekretarza naukowego. W dorobku kilkadziesiąt publikacji, kilka wzorów użytkowych, jeden patent. Od 1994 uczestniczył w pracach legislacyjnych nad ustawą Prawo energetyczne, w szczególności w ramach zespołów przygotowujących projekty aktów wykonawczych. Od 1998 w URE, od 2000 kieruje Departamentem Taryf. Wielokrotnie reprezentował Prezesa URE w ramach współpracy z instytucjami i organizacjami Unii Europejskiej (DG TREN, CEER, ERGEG), ERRA oraz ONZ.