

Uwarunkowania formalnoprawne wdrażania sieci inteligentnych

1. PRAWO I POLITYKA UNII EUROPEJSKIEJ

Regulacje zawarte w dyrektywach UE są wiążące dla państw członkowskich w odniesieniu do rezultatu, który ma zostać osiągnięty, pozostawiając jednak organom krajowym państwa członkowskiego swobodę wyboru formy i środków prawnych. Z tego względu dyrektywy muszą być zaimplementowane do porządku prawnego państw członkowskich, aby osiągnięty został wskazany w nich skutek prawny, a w konsekwencji mają wpływ na obecny stan krajowych uregulowań prawnych i przyszłe kierunki ich zmian, również w zakresie dotyczącym możliwości wdrażania rozwiązań z zakresu elektroenergetycznych sieci inteligentnych (Smart Grid).

Dyrektywa 2005/89/WE dotyczy środków gwarantujących bezpieczeństwo dostaw energii i inwestycji w infrastrukturę. Zapewnienie wysokiego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej ma być realizowane między innymi poprzez rozwój infrastruktury wytwórczej i przesyłowo-rozdzielczej (w tym stworzenie stabilnych warunków inwestowania) oraz rozwój rynku energii. Zadaniem krajów członkowskich jest określenie ról i obowiązków kluczowych uczestników rynku energii i właściwych organów państwa (w tym zakresu uprawnień regulacyjnych i kontrolnych) oraz podawanie do publicznej wiadomości informacji na ten temat.

Zgodnie z zapisami dyrektywy państwa członkowskie lub właściwe organy gwarantują, że operatorzy systemów przesyłowych, a w stosownych przypadkach także systemów dystrybucyjnych, określają i realizują cele w zakresie jakości dostaw oraz bezpiecznej pracy sieci. Cele te podlegają zatwierdzeniu przez państwa członkowskie lub właściwe organy, a ich realizacja jest przez nie monitorowana.

Dyrektywa wskazuje promowanie zaawansowanych systemów pomiarowych jako jedną z czynności, które mogą podjąć kraje wspólnoty w celu zbilansowania podaży i popytu na energię. Inteligentne opomiarowanie postrzegane jest jako instrument mogący przyczynić się do ograniczenia popytu na energię elektryczną, a w konsekwencji wpłynąć na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego.

Celem Dyrektywy 2006/32/WE jest ekonomicznie opłacalna poprawa efektywności końcowego wykorzystania energii w krajach należących do UE, stworzenie dodatkowych bodźców ograniczających konsumpcję energii elektrycznej oraz stymulacja rozwoju usług w sektorze energetycznym. Dyrektywa wprowadza cel indykatorywny – osiągnięcie do 2016 roku 9% oszczędności energii.

Akt przewiduje możliwość stworzenia na poziomie krajowym programów pomocy publicznej, mających na celu wspieranie działań podnoszących efektywność energetyczną. Do działań tych zaliczono m.in.: zaawansowane systemy pomiarowe oraz systemy rozliczania i fakturowania, udostępniające odbiorcom informacje o zużyciu i cenach energii.

Dyrektywa obliguje kraje wspólnoty do wdrożenia przepisów umożliwiających korzystanie z indywidualnych urządzeń pomiarowych, pozwalających uzyskać informacje o bieżącym zużyciu energii i rzeczywistym czasie korzystania z energii. Urządzenia te powinny być wprowadzane na rynek, o ile jest to technicznie możliwe, efektywne kosztowo, a ponoszone nakłady są proporcjonalne do uzyskiwanych osiągnięć w zakresie poprawy efektywności energetycznej. Działania te mają na celu umożliwić odbiorcy bieżące regulowanie poziomu zużycia energii, z uwzględnieniem obowiązujących cen energii elektrycznej.

Dyrektywa 2009/72/WE, mając na względzie poprawę funkcjonowania i zintegrowanie konkurencyjnych rynków energii we wspólnocie, ustanawia wspólne zasady dotyczące wytwarzania, przesyłu, dystrybucji i dostaw energii elektrycznej wraz z przepisami dotyczącymi ochrony konsumentów.

Zgodnie z zapisami dyrektywy operator systemu dystrybucyjnego jest odpowiedzialny za zapewnienie długoterminowej zdolności systemu do zaspokajania uzasadnionego zapotrzebowania na dystrybucję energii elektrycznej, za eksploatację, utrzymanie i rozbudowę w warunkach opłacalności ekonomicznej bezpiecznego, niezawodnego i wydajnego systemu dystrybucji energii

Streszczenie

W artykule zaprezentowano przegląd zagadnień formalnoprawnych, wynikających z polityki UE, a także krajowych regulacji mających wpływ na możliwości wdrażania rozwiązań z zakresu sieci inteligentnych (Smart Grid). Prawodawstwo unijne nie nakłada obecnie obowiązku stosowania w krajach członkowskich mechanizmów wspierających wdrażanie rozwiązań Smart Grid w elektroenergetyce. Dyrektywy postulują wprowadzenie takich regulacji krajowych, które sprzyjają poprawie bezpieczeństwa i niezawodności dostaw energii, rozwojowi oraz integracji odnawialnych i rozproszonych źródeł energii z systemem elektroenergetycznym, rozwojowi rynku

energii w celu umożliwienia odbiorcom reagowania na bodźce rynkowe i racjonalnej zmiany zachowań w kwestii wykorzystania energii. Nie wszystkie zobowiązania i zalecenia zostały w pełni przeniesione do ustawodawstwa krajowego. Jednak kierunki polskiej polityki energetycznej są zbieżne z trendami europejskimi i jednoznacznie wskazują na inteligentne sieci jako jedno z remediów na wyzwania, którym będzie musiał sprostać Krajowy System Elektroenergetyczny w perspektywie długoterminowej. Należy więc oczekiwać w najbliższym czasie istotnych zmian legislacyjnych, dotyczących sektora energetyki.

elektrycznej na swoim obszarze, z należytym poszanowaniem środowiska i efektywności energetycznej.

W preambule dyrektywy zawarto zalecenie, aby państwa członkowskie UE zachęcały do modernizacji sieci dystrybucyjnych, na przykład poprzez wprowadzanie sieci inteligentnych, które powinny być budowane w taki sposób, aby stymulowały rozwój zdecentralizowanego wytwarzania energii i poprawę efektywności energetycznej.

Dyrektywa wymaga, aby przy planowaniu rozbudowy sieci dystrybucyjnej operator systemu dystrybucyjnego uwzględniał środki związane z efektywnością energetyczną/zarządzaniem popytem lub wytwarzanie rozproszone, które mogą zastąpić potrzebę modernizacji lub zwiększenia zdolności przesyłowych.

W załączniku pierwszym dyrektywy zawarto wytyczne dla państw członkowskich w kwestii działań związanych z wdrażaniem inteligentnych systemów opomiarowania. Państwa te do 3 września 2012 roku powinny przeprowadzić analizę ekonomiczną wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych, uwzględniając koszty i korzyści z punktu widzenia rynku, jak i odbiorców. Analiza ta powinna wskazać optymalny dla danego państwa system oraz określić harmonogram wdrożenia, przy założeniu że powinno ono zostać zakończone na przestrzeni dziesięciu lat. W przypadku pozytywnych wyników analizy instalacja inteligentnego opomiarowania powinna objąć co najmniej 80% odbiorców. Państwa członkowskie powinny zapewnić współdziałanie systemów pomiarowych poprzez zdefiniowanie odpowiednich standardów i wskazanie najlepszych praktyk.

Dyrektywa 2009/28/WE określa wspólne ramy dla państw członkowskich w zakresie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, jak również wyznacza obowiązkowe krajowe cele dotyczące udziału energii z OZE w zużyciu finalnym brutto energii ogółem.

Dyrektywa zobowiązuje państwa członkowskie do podjęcia odpowiednich kroków, mających na celu stworzenie infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej sieci elektroenergetycznej, inteligentnych sieci, obiektów magazynowania oraz systemu elektroenergetycznego, aby zagwarantować bezpieczne działanie systemu elektroenergetycznego podczas przystosowania go do dalszego rozwoju wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii.

2. KRAJOWA POLITYKA ENERGETYCZNA I REGULACYJNA

Obecnie nie wszystkie dyrektywy przedstawione w rozdziale pierwszym znalazły odzwierciedlenie w obowiązującym w Polsce ustawodawstwie. Poniżej skatalogowano dokumenty strategiczne i akty prawne warunkujące możliwości wdrażania rozwiązań z obszaru sieci inteligentnych przez operatorów systemów dystrybucyjnych.

2.1. Polityka energetyczna Polski do 2030 roku

Przyjęta przez Radę Ministrów we wrześniu 2010 roku „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku” (PEP 2030) wyznacza sześć podstawowych kierunków rozwoju polskiej energetyki. Dla każdego z nich sformułowane zo-

stały cele szczegółowe, działania wykonawcze, a także sposób ich realizacji, wyznaczono również terminy oraz podmioty. Do podstawowych kierunków rozwoju sektora energetyki zaliczono m.in.: poprawę efektywności energetycznej, wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii oraz rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii.

Za cele główne w dziedzinie poprawy efektywności energetycznej przyjęto dążenie do utrzymania zero-energetycznego wzrostu gospodarczego, tj. rozwoju gospodarki następującego bez wzrostu zapotrzebowania na energię pierwotną oraz konsekwentne zmniejszanie energochłonności polskiej gospodarki do poziomu UE-15. Wśród celów szczegółowych przewidziano m.in.:

- zmniejszenie wskaźnika strat sieciowych w przesyłach i dystrybucji poprzez m.in. modernizację obecnych i budowę nowych sieci, wymianę transformatorów o niskiej sprawności oraz rozwój generacji rozproszonej
- spłaszczenie rocznej krzywej zapotrzebowania na energię elektryczną, prowadzące do zmniejszenia całkowitych kosztów zaspokojenia popytu na energię elektryczną. Do działań wykonawczych zaliczono:
 - stopniowe wprowadzenie obowiązku stosowania liczników elektronicznych, umożliwiających przekazywanie sygnałów cenowych odbiorcom energii
 - stworzenie możliwości zastosowania systemu bodźców do racjonalizacji zużycia energii elektrycznej poprzez taryfy dystrybucyjne (np. taryfy wielostrefowe)
 - zastosowanie technik zarządzania popytem (ang. *Demand Side Management*), stymulowane poprzez m.in. zróżnicowanie dobowe stawek opłat dystrybucyjnych oraz cen energii elektrycznej na podstawie cen referencyjnych, będących wynikiem wprowadzenia rynku dnia bieżącego, oraz przekazanie sygnałów cenowych odbiorcom wyposażonym w inteligentne liczniki.

Program działań wykonawczych, zaplanowanych do roku 2012, przewiduje również wprowadzenie standardu cyfrowej łączności, zapewniającego stworzenie warunków do budowy jednolitego, ogólnokrajowego systemu łączności radiowej na potrzeby energetyki, gwarantującego realizację funkcji łączności głosowej i transmisji danych, zarówno w stanach normalnych, jak i w sytuacjach kryzysowych.

Podstawowym celem polityki energetycznej w dziedzinie bezpieczeństwa dostaw paliw energii jest zapewnienie ciągłego pokrycia zapotrzebowania na energię przy uwzględnieniu maksymalnego możliwego wykorzystania krajowych zasobów oraz przyjaznych środowisku technologii. Wśród wyznaczonych celów szczegółowych przewidziano m.in. modernizację i rozbudowę sieci dystrybucyjnych, pozwalającą na poprawę niezawodności zasilania oraz rozwój energetyki rozproszonej, wykorzystującej lokalne źródła energii, modernizację sieci przesyłowych i sieci dystrybucyjnych, pozwalającą obniżyć do 2030 roku czas awaryjnych przerw w dostawach do 50% czasu trwania przerw w roku 2005. Zaplanowane działania obejmują m.in. wprowadzenie elementu jakościowego do taryf przesyłowych i dystrybucyjnych. Operatorom

systemów elektroenergetycznych będzie przysługiwała premia za obniżenie wskaźników awaryjności i utrzymywanie ich na poziomach określonych przez prezesa URE dla danego typu sieci.

W dokumencie przyjęto, że rozwój energetyki odnawialnej ma istotne znaczenie dla realizacji podstawowych celów polityki energetycznej. Z tego względu za istotne uznano stosowanie rozwiązań, w szczególności przy wykorzystaniu innowacyjnych technologii, które zapewnią stabilność pracy systemu elektroenergetycznego.

2.2. Strategia „Bezpieczeństwo energetyczne i środowisko” perspektywa 2020 roku

Ministerstwo Środowiska oraz Ministerstwo Gospodarki opracowały projekt strategii „Bezpieczeństwo energetyczne i środowisko”. Strategia wskazuje, że w krajowym systemie energetycznym należy wykorzystywać zalety, jakie daje OZE dla wzrostu bezpieczeństwa energetycznego na tych obszarach, gdzie rozwój energetyki zawodowej napotkać może duże ograniczenia. Według autorów należy jednak mieć na względzie, że rozwijanie generacji rozproszonej, opartej na odnawialnych źródłach energii, będzie wymagało dostosowania do nowych warunków sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, procedur funkcjonowania, zabezpieczeń itp.

W strategii wyznaczono wskaźniki będące miarą stopnia wypełnienia założonych celów. Powyższe wskaźniki służą zapewnieniu gospodarce krajowej bezpiecznego i konkurencyjnego zaopatrzenia w energię:

Nazwa wskaźnika	Wartość bazowa 2009 rok	Wartość oczekiwana 2020 rok
Wskaźnik SAIDI	341,6 min	200 min
Wskaźnik SAIFI	4,0	poniżej 1,5
Liczba odbiorców posiadających inteligentny licznik energii	–	80%

2.3. Projekt „Koncepcja przestrzennego zagospodarowania kraju 2030”

Projekt „Koncepcja przestrzennego zagospodarowania kraju 2030” został opracowany w Ministerstwie Rozwoju Regionalnego i przechodzi obecnie konsultacje społeczne. Jednym z celów koncepcji jest zwiększenie odporności struktury przestrzennej na zagrożenia naturalne i utratę bezpieczeństwa energetycznego. Z tego względu rozwój infrastruktury energetycznej będzie w perspektywie roku 2030 musiał odpowiedzieć na podstawowe wyzwania:

- ograniczanie emisji CO₂ do poziomu uzgodnionego w ramach Unii Europejskiej
- rozbudowa sieci przesyłowej niskiego napięcia, niezbędnej do przyłączenia nowych źródeł wytwórczych, w tym OZE, i wyprowadzenia z nich mocy
- poprawa efektywności przesyłu, zaopatrzenia i zużycia energii poprzez rozwój inteligentnych sieci przesyłowych.

Kolejnym celem uwzględnionym w koncepcji jest rozbudowa połączeń wewnątrz kraju, prowadząca do poprawy bezpieczeństwa zasilania dużych miast oraz Polski północnej. Autorzy koncepcji przewidują, że dalszy rozwój sieci elektroenergetycznych będzie się odbywał dzięki rozwojowi i wdrażaniu technologii sieci inteligentnych, w tym technologii informatycznych. Producenci i dystrybutorzy zaczną stosować urządzenia do sterowania siecią oraz do regulacji i zabezpieczenia sieci w celu zwiększenia niezawodności i jakości dostaw oraz zmniejszenia wpływu procesów energetycznych na środowisko. Wśród konsumentów nastąpi upowszechnienie inteligentnych liczników energii ze zdalną transmisją danych.

2.4. Ustawa o efektywności energetycznej

Ustawa o efektywności energetycznej¹ stanowi też wypełnienie postanowień Dyrektywy 2006/32/WE. Ustawa określa krajowy cel w zakresie oszczędnego gospodarowania energią jako uzyskanie do 2016 roku oszczędności energii finalnej w ilości nie mniejszej niż 9% średniego krajowego zużycia tej energii w ciągu roku.

Akt ustanawia ramy prawne dla działań na rzecz poprawy efektywności energetycznej gospodarki. Wprowadza mechanizm wsparcia w postaci systemu białych certyfikatów. System będzie oparty na już istniejących systemach wsparcia kogeneracji oraz odnawialnych źródeł energii. Przedsiębiorstwa energetyczne sprzedające energię elektryczną, ciepło lub gaz ziemny odbiorcom końcowym będą zobowiązane uzyskać i przedstawić do umorzenia prezesowi URE świadectwa efektywności energetycznej (w liczbie proporcjonalnej do wielkości sprzedaży) lub uiścić opłatę zastępczą. Świadectwa te wydawać będzie prezes URE na wnioski podmiotów, u których zostaną zrealizowane przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej.

W celu wyboru przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, za które można uzyskać świadectwa efektywności energetycznej, prezes URE będzie ogłaszał i organizował przetargi, oddzielnie dla każdej z kategorii przedsięwzięć:

- zwiększenia oszczędności energii przez odbiorców końcowych
- zwiększenia oszczędności energii przez urządzenia potrzeb własnych (w instalacjach wytwórczych energii elektrycznej lub ciepła)
- zmniejszenia strat energii elektrycznej, ciepła i gazu ziemnego w przesyłach lub dystrybucji (w szczególności ograniczenie przepływów mocy biernej, strat sieciowych w ciągach liniowych i strat w transformatorach).

2.5. Ustawa Prawo energetyczne

Podstawowy akt prawny, określający zasady kształtowania polityki energetycznej państwa, zasady i warunki zaopatrzenia i użytkowania energii elektrycznej oraz działalności przedsiębiorstw energetycznych, stanowi ustawa Prawo energetyczne z 1997 roku. Obowiązujące przepisy ustawy nie zawierają bezpośrednich uregulowań dotyczących stosowania rozwiązań

Smart Grid. Pośredni wpływ mogą mieć następujące postanowienia:

1. Obowiązki operatorów sieci dystrybucyjnych w zakresie:
 - prowadzenia ruchu sieciowego w sieci dystrybucyjnej w sposób efektywny, z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości jej dostarczania w obszarze sieci 110 kV
 - eksploatacji, konserwacji i remontów sieci dystrybucyjnej w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu dystrybucyjnego
 - planowania rozwoju sieci z uwzględnieniem przedsięwzięć związanych z efektywnością energetyczną lub zarządzaniem popytem na energię elektryczną
 - zapewnienia rozbudowy sieci dystrybucyjnej
 - budowy i eksploatacji infrastruktury służącej pozyskaniu i transmisji danych pomiarowych oraz zarządzaniu nimi
 - pozyskania, przechowywania, przetwarzania i udostępniania danych pomiarowych energii elektrycznej pobranej przez odbiorców
 - udostępniania danych dotyczących planowanego i rzeczywistego zużycia energii elektrycznej dla uzgodnionych okresów rozliczeniowych.

Biorąc pod uwagę zakres obowiązków i odpowiedzialności operatorów sieci dystrybucyjnych, skala wdrożeń rozwiązań z zakresu sieci inteligentnych zależy w głównej mierze od ich oceny relacji kosztów i spodziewanych korzyści, a także oceny ryzyka inwestycyjnego tego typu projektów. Przy czym pozytywna ocena nie jest równoznaczna z decyzją o ich realizacji, gdyż o tym będą decydowały również możliwości pozyskania źródeł finansowania oraz przeniesienia kosztów inwestycyjnych do kalkulacji taryf.

2. Warunki funkcjonowania systemu elektroenergetycznego szczegółowo określone w rozporządzeniu ministra gospodarki.

Rozporządzenie jest kluczowym aktem wykonawczym, regulującym wzajemne stosunki podmiotów sektora elektroenergetyki oraz odbiorców energii. Rozporządzenie określa m.in. warunki świadczenia usług przesyłania, dystrybucji energii elektrycznej, prowadzenia ruchu sieciowego, eksploatacji sieci i korzystania z systemu elektroenergetycznego oraz parametry jakościowe energii elektrycznej i standardy jakościowe obsługi odbiorców.

Rozporządzenie ustala klasyfikację, definicje przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w zależności od przyczyny ich powstania (przerwy planowane i nieplanowane) oraz czasu ich trwania. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych IV i V określa ono dopuszczalne czasy trwania jednorazowej przerwy planowanej i nieplanowanej, a także maksymalne sumaryczne czasy trwania przerw długich i bardzo długich w ciągu roku. W uzasadnionych przypadkach odbiorcy mogą wystąpić o przyznanie bonifikaty z tytułu niedotrzymania parametrów jakościowych i standardów jakościowych obsługi.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych zobowiązani są corocznie podawać do publicznej wiadomości wskaźniki dotyczące czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, wyznaczone dla poprzedniego roku kalendarzowego:

- przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej (SAIDI)
- przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich (SAIFI)
- przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI).

W obecnym stanie prawnym przepisy nie określają maksymalnych dopuszczalnych wskaźników, nie jest również przewidziana sankcja w przypadku ich przekroczenia, samo wyznaczanie i publikowanie wskaźników nie stwarza wystarczającej motywacji do podjęcia działań sprzyjających poprawie ciągłości i bezpieczeństwa zasilania.

3. Zasady kształtowania i kalkulacji taryf dla energii elektrycznej szczegółowo określone w rozporządzeniu ministra gospodarki.

Dystrybucja energii jest działalnością regulowaną i podlega kontroli w procesie zatwierdzania opłat i stawek określanych w taryfie. Zgodnie z zapisami ustawy i rozporządzenia przedsiębiorstwa dystrybucyjne ustalają taryfę w sposób zapewniający pokrycie uzasadnionych kosztów prowadzonej działalności oraz eliminowanie subsydiowania skrośnego. Jednocześnie musi być zagwarantowana ochrona interesów odbiorców przed nieuzasadnionym wzrostem cen i stawek. Podstawą oceny zasadności kosztów są porównywalne koszty poniesione przez przedsiębiorstwo w poprzednim roku, porównywalne koszty innych przedsiębiorstw dystrybucyjnych, operujących w zbliżonych warunkach. Środki pozyskane z opłat taryfowych stanowią więc kompromis między poziomem wynikającym z realnych potrzeb rozbudowy, modernizacji i odtworzenia sieci dystrybucyjnej a akceptowalnym przez ogół odbiorców wzrostem opłat.

4. Zakres działania prezesa URE, w szczególności:

- zatwierdzanie i kontrolowanie stosowania taryf energii elektrycznej pod względem zgodności z zasadami, w tym analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek w taryfach
- uzgadnianie projektów planów rozwoju przedsiębiorstw dystrybucyjnych
- organizowanie i przeprowadzanie przetargów dotyczących realizacji przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną
- kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz kontrolowanie na wniosek odbiorcy dotrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej
- ustalanie metod kontroli i podejmowanie działań w celu poprawy efektywności przedsiębiorstw energetycznych
- publikowanie informacji służących zwiększeniu efektywności użytkowania energii elektrycznej.

2.6. Projekt nowego Prawa energetycznego

Wprowadzenie istotnych zmian w systemie elektroenergetycznym przewiduje konsultowany obecnie projekt nowego Prawa energetycznego. Przewiduje on wdrożenie systemu tzw. inteligentnego opomiarowania. W skład tego systemu wejdą liczniki inteligentne wraz z obsługującym je systemem teleinformatycznym, złożonym z informatycznej aplikacji centralnej, infrastruktury komunikacji dwukierunkowej oraz pozostałych elementów umożliwiających zdalne pomiary, przesył,

przechowywanie i przetwarzanie danych pomiarowych dotyczących energii elektrycznej oraz stosownych sygnałów i komend. Według założeń projektu system ten powinien poprawić bezpieczeństwo energetyczne kraju poprzez aktywizację odbiorców w zakresie bardziej efektywnego zarządzania zużyciem energii elektrycznej, prowadzącym do redukcji obciążenia KSE w okresach szczytowego zapotrzebowania.

Obowiązek zainstalowania inteligentnych liczników i podłączenia ich do systemu opomiarowania zgodnie z projektem będzie spoczywał na operatorach systemów dystrybucyjnych. Będą oni ponosić również koszty tej operacji, które zgodnie z zasadami taryfowania będą przenoszone na odbiorców poprzez zatwierdzone przez prezesa URE stawki i opłaty taryfowe. Proces instalacji liczników będzie rozłożony w czasie i według przyjętych założeń zostanie zrealizowany do końca 2020 roku. Harmonogram wdrażania liczników oraz szczegółowe warunki funkcjonowania systemu inteligentnego opomiarowania zostaną określone w rozporządzeniu do ustawy.

Istotną zmianą będzie również przeniesienie funkcji przechowywania, przetwarzania i udostępniania danych pomiarowych energii elektrycznej pobranej przez odbiorców, realizowanej dotychczas przez operatorów systemów dystrybucji, do niezależnego operatora informacji pomiarowych, prowadzącego i zarządzającego centralnym zbiorem

informacji pomiarowych. Podmiot ten określi szczegółowe zasady funkcjonowania systemu inteligentnego opomiarowania w Instrukcji informacji pomiarowej, wzorowanej na stosowanej obecnie Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej. Instrukcję tę zatwierdzać będzie prezes URE.

2.7. Stanowisko prezesa URE w sprawie niezbędnych wymagań wobec wdrażanych inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych

URE opublikowało projekt „Stanowisko prezesa URE w sprawie niezbędnych wymagań wobec wdrażanych przez OSD E inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych z uwzględnieniem funkcji celu oraz proponowanych mechanizmów wsparcia przy postulowanym modelu rynku”², w którym określono wymagania w stosunku do systemów inteligentnego opomiarowania odbiorców energii wdrażanych przez OSD. Spełnienie wyszczególnionych tam warunków jest podstawą do ubiegania się operatorów sieci o uzyskanie źródeł refinansowania inwestycji. Dokument zawiera propozycje minimalnej wymaganej funkcjonalności systemu oraz relacji pomiędzy zainteresowanymi stronami w zakresie wymiany danych pomiarowych, zobowiązań finansowych i przepływów pieniężnych. Dokument znajduje się na etapie konsultacji ze wszystkimi zainteresowanymi stronami.

1. wersja z dn. 31.05.2011.

2. Dz.U. nr 94, poz. 551.

Bibliografia

1. Dyrektywa 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 roku, dotycząca działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych, Dz.U. UE L 33/22, 2006.
2. Dyrektywa 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 roku, w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylająca dyrektywę Rady 93/76/EWG, Dz. U. UE L 114/64, 2006.
3. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 roku, dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE, Dz.U. UE L 211/55, 2009.
4. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 roku, w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywę 2001/77/WE oraz 2003/30/WE, Dz.U. UE L 140/16, 2009.
5. Ministerstwo Gospodarki, Polityka energetyczna Polski do 2030 roku, 10 listopada 2009, Warszawa.
6. Ministerstwo Środowiska, Ministerstwo Gospodarki, Strategia „Bezpieczeństwo energetyczne i środowisko” perspektywa 2020, projekt z 16 września 2011, Warszawa.
7. Ministerstwo Rozwoju Regionalnego, Koncepcja przestrzennego zagospodarowania kraju 2030, 25 stycznia 2011, Warszawa.
8. Ustawa z 15 kwietnia 2011 o efektywności energetycznej, Dz.U. nr 94, poz. 551.
9. Ustawa z 10 kwietnia 1997, Prawo energetyczne, tekst ujednolicony w biurze prawnym URE na dzień 1 stycznia 2012.
10. Ustawa Prawo energetyczne, projekt z 20 grudnia 2011.
11. Stanowisko prezesa URE w sprawie niezbędnych wymagań wobec wdrażanych przez OSD E inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych z uwzględnieniem funkcji celu oraz proponowanych mechanizmów wsparcia przy postulowanym modelu rynku, 31 maja 2011, Warszawa.