

## Formularz zgłoszenia uwag do projektu *Stanowiska Prezesa URE ws. NOP*

Podmiot zgłaszający uwagi		Operator Systemu Dystrybucyjnego
Nazwa:		PGE Dystrybucja SA
Część dokumentu (1-9)	Nr punktu (gdy dotyczy)	(Tekst uwagi)
Uwaga ogólna		Działania związane z pozyskiwaniem, przetwarzaniem i udostępnianiem danych pomiarowych, stanowiące funkcje Operatora pomiarów, obecnie realizowane są przez OSD w sposób niedyskryminacyjny dla wszystkich uczestników rynku energii elektrycznej. Wydzielenie właścicielskie dodatkowego podmiotu, niezależnego od OSD, nie jest konieczne i może niepotrzebnie powodować dodatkowe koszty, ponieważ zadania związane z pozyskiwaniem, przetwarzaniem i udostępnianiem danych (np. do NOP) nadal będą realizowane przez OSD. Rozwiązaniem bardziej efektywnym, w zakresie zachowania spójnego sposobu i zakresu udostępniania danych, może okazać się pełna standaryzacja funkcji Operatora Pomiarów realizowanej przez OSD w skali ogólnokrajowej.
1		Odstąpienie od wykonania analizy kosztów i korzyści (CBA) implementacji systemu AMI, o której mowa w Dyrektywie 2009/72/WE, nie ma podstaw w oficjalnym stanowisku Rządu RP, ani Ministerstwa Gospodarki. Przywoływana w dokumencie rekomendacja Zespołu Doradczego, powołanego przy MG, której treść nie została upubliczniona, według naszej wiedzy nie uzyskała dotychczas oficjalnej i podanej do publicznej wiadomości akceptacji MG i trudno utożsamiać ją ze stanowiskiem Rządu. Wykonanie analizy CBA, jeżeli nawet nie warunkuje wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania, jest niezbędne dla obiektywnego oszacowania nakładów finansowych oraz kosztów i zysków poszczególnych interesariuszy, a jej wyniki winny zostać uwzględnione w metodzie redystrybucji korzyści do OSD w stopniu zapewniającym pokrycie kosztów wdrożenia i eksploatacji. Z powyższych względów, w naszej opinii, wykonanie analizy CBA jest uzasadnione i wymaga określenia organu odpowiedzialnego w Państwie za realizację tego zadania.
1		Istotną barierą w realizacji funkcji celu (wymienionych w rozdz. 1) jest brak standardów technologicznych, w tym min. standardów komunikacji. Wdrożenie i budowa inteligentnego opomiarowania w formule <i>Smart Metering Smart Grid Ready</i> przez OSD jest uzależniona od określenia ram prawnych pozwalających na ujednoczenie i standaryzację protokołów komunikacyjnych w systemie AMI. Brak kompatybilności wymiennej oferowanych na rynku systemów stwarza zagrożenie sztucznego podziału rynku przez dostawców lub wręcz jego zmonopolizowanie. Ustalanie standardów nie mieści się w kompetencjach OSD i wykracza poza jego możliwości. Zgodnie z zapisami dyrektywy 72/2009/WE zapewnienie standardów należy do obowiązków kraju członkowskiego.

3	<p>Dla właściwej oceny przedstawionych form realizacji funkcji celu wskazane byłoby uzupełnienie Stanowiska o analizę efektywności ekonomicznej poszczególnych rozwiązań modelu rynku energii elektrycznej.</p> <p>W analizie przytacza się aspekt zmniejszenia kosztów odczytu, zupełnie pomijając koszty okresu przejściowego oraz koszty utrzymywania historycznych baz danych. Naturalne jest, że wdrożenie NOP będzie przeprowadzane stopniowo, co wymagać będzie od OSD używania starego i nowego rozwiązania. W przedstawionej analizie brakuje również uwzględnienia kosztów dostosowania istniejących systemów bilingowych, obsługi klienta, itp. do nowego rozwiązania. Należy także zwrócić uwagę, że uruchomienie sytemu zdalnej transmisji nie zmniejszy znacząco kosztów kontroli ponoszonych przez OSD. Ze względu na: zjawisko nielegalnego poboru energii elektrycznej, dewastacji urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych zainstalowanych w miejscu ogólnodostępnym, OSD będzie musiało otrzymać środki finansowe na prowadzenie cyklicznej kontroli, np. co 2 lata.</p> <p>W analizowanych wariantach niektóre z argumentów „za” oraz „przeciw” powinny odnosić się do wszystkich wariantów. Przykładowo, podany w wariacie WIIA, argument „<i>Blokada rozwoju systemu z powodu braku rynku - paradoksalny brak zainteresowania ze strony odbiorców nowym rodzajem aktywności</i>” oraz „<i>Brak jednoznacznego standardu komunikacyjnego</i>” prawdziwy jest dla KAŻDEGO wariantu, a nie tylko tego wybranego.</p>
4	<p>W uzasadnieniu Wariantu WI oraz WIIA/B, podano, że jest to „<i>wariant w wysokim stopniu zagrożony ze względu na problemy organizacyjne i techniczne, związane z koniecznością budowania przez Sprzedawców wielu interfejsów do danych pomiarowych, przy trudnościach z ich zestandaryzowaniem</i>”. Twierdzenie to jest nie do końca słuszne, gdyż wybór innych wariantów wcale nie zwalnia podmiotów rynku energii elektrycznej z budowy interfejsów o odpowiednich standardach, również w przypadku NOP centralnego.</p> <p>W uzasadnieniu brak jest informacji, że dla osiągnięcia wymaganego celu niezbędne jest sektorowe wypracowanie modelu:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• zakresu wymienianych danych,</li> <li>• formatu wymiany,</li> <li>• protokołów komunikacyjnych,</li> <li>• kanałów komunikacji użytkowników z NOP.</li> </ul> <p>Po uzupełnieniu analizy wariantowej o ww. informacje, odrzucenie wariantów WI oraz WIIA/B nie byłoby tak oczywiste, gdyż wówczas względy techniczne nie stanowiłyby głównego kryterium oceny.</p> <p>Wybrany wariant WIIC nie uwzględnia:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• kosztów stworzenia nowego podmiotu, który zdubluje zadania OSD w zakresie Operatora Pomiarów,</li> <li>• kosztów zbudowania i utrzymania centralnej bazy danych wraz z centralnym systemem. OSD w trakcie zbierania i przekazywania danych muszą zapewnić ich archiwizację, co powoduje zdublowanie przechowywanych danych przez dwa podmioty,</li> <li>• odpowiedzialności za drogę transmisji pomiędzy odbiorcą a systemem pozyskiwania danych przez dwa podmioty, co przy usterkach rodzi problem odpowiedzialności za niedostarczone dane pomiarowe,</li> <li>• faktu, że przy obecnych terminach przekazywania danych pomiarowych na RB utworzenie kolejnego pośrednika spowoduje skrócenie czasu dla obu podmiotów na zebranie, przetworzenie i udostępnienie danych,</li> <li>• konieczności określenia odpowiedzialności finansowej (w tym kar) za brak danych pomiarowych ze strony NOP.</li> </ul>

6	<p>Przyjęte założenie fundamentalne o dysponencie danych pomiarowych, którym jest odbiorca, stało się praktyką, także w kraju, ale nie ma umocowania prawnego (np. w IRiESD). Istotnym problemem zawartym w projekcie NOP staje się tworzenie i bieżąca aktualizacja przez OSD wszelkich danych tworzących Centralne Repozytorium Danych NOP. Problem dotyczy zarówno standaryzacji aplikacji AMI OSD jak i przyszłego udziału NOP w terminowej realizacji zmian w relacjach umownych pomiędzy podmiotami REE (np.: zmian sprzedawcy etc.). Można stwierdzić, że projekt NOP nie eliminuje żadnego z zadań OSD z zakresu obsługi klienta lecz znacznie je komplikuje i wydłuża czas realizacji, co będzie miało negatywny wpływ na sprawność działania OP OSD a także koszty tej działalności.</p> <p>W Stanowisku doprecyzowania wymaga zakres obowiązków oraz sposób współpracy pomiędzy OSD, Sprzedawcą i NOP w zakresie obsługi klienta (np. zmiana sprzedawcy, reklamacje).</p> <p>Przewidywane sterowanie dynamiczne popytem winno również uwzględniać sygnały przekazywane do ESCO poprzez OSD i OSP w zakresie obszaru sieci, na których zostali wyznaczeni operatorami. Działanie takie, w naszej ocenie, może zapewnić łatwiejsze osiągnięcie spodziewanych efektów wymienionych w rodz.1 FUNKCJE CELU.</p> <p>Stanowisko wymaga uzupełnienia obowiązków NOP w zakresie przekazywania informacji do innych uczestników REE o sterowaniu popytem odbiorcy np. poprzez komendy załącz/wyłącz/ogranicz moc a także odpowiedzialności za ich skutki finansowe po stronie sprzedawcy, POB, OSD, w związku z udziałem w rynku bilansującym.</p> <p>Wydaje się, że koszty stanowiące obecnie podstawę kalkulacji opłaty abonamentowej w przypadku wdrożenia nowego modelu funkcjonowania rynku opomiarowania wzrosną. Będzie to wynikiem dodatkowych kosztów związanych z koniecznością dokonywania kontroli oraz sprawdzeń infrastruktury AMI (układów pomiarowych, koncentratorów, liczników bilansujących) i wzrostem kosztów pozyskiwania danych pomiarowych. Wdrożenie smart meteringu umożliwi wyliczanie przekroczeń mocy dla wszystkich odbiorców przyłączonych do sieci nN oraz umożliwi naliczanie opłat za energię bierną w niektórych gospodarstwach domowych. Dodatkowe przychody z tego tytułu winny jednak pozostawać elementem wsparcia finansowego dla inwestycji w systemy AMI prowadzonych przez OSD (dla których są one nierentowne), co winno zostać również uwzględnione w formule konstrukcji przychodu regulowanego OSD.</p> <p>Z uwagi na duże różnice społeczne i niski poziom wiedzy odbiorców z zakresu funkcjonowania rynku energii należałoby decyzję o powszechnym wdrożeniu AMI oraz powołaniu NOP poprzedzić badaniami pozwalającymi odpowiedzieć na pytanie, jaka część społeczeństwa wykorzysta możliwości oferowane przez nowy system inteligentnych pomiarów i sieci? Koszt dostosowania infrastruktury mieszkaniowej czy biurowej do możliwości inteligentnych sieci w większości przypadków może przekroczyć możliwości odbiorców lub będzie wręcz nieopłacalny. Istnieje ryzyko, że zbudowany i wyskalowany dla wszystkich odbiorców system będzie służył niewielkiej grupie odbiorców, którzy będą chcieli aktywnie korzystać z oferowanych funkcjonalności.</p> <p>Przedstawione w opracowaniu koszty funkcjonowania NOP wydają się być niedoszacowane biorąc pod uwagę niezbędne nakłady na opracowanie i wyposażenie systemu o podanych funkcjonalnościach. Zakres zadań operatorów pomiarów OSD, oprócz obecnego, zwiększy się o czynności związane z przygotowaniem danych dla NOP w ostrym reżimie czasowym, co w efekcie spowoduje wzrost kosztów OP OSD.</p>
8	<p>Wskazane byłoby zaprezentowanie w podsumowaniu Stanowiska katalogu głównych zmian legislacyjnych niezbędnych dla wdrożenia proponowanego w opracowanym modelu rynku opomiarowania w Polsce. Działanie takie ułatwiło by identyfikację zakresu zmian i ich wpływ na poszczególne podmioty uczestniczące w rynku energii elektrycznej.</p>