

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

Podmiot zgłaszający uwagi		PTPiREE	
Nazwa:		Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej	
i.p.	Część dokumentu (1-9)	Nr punktu (gdzie dotyczy)	(Tekst uwagi)
1	Cel przygotowania Stanowiska		<p>W dokumencie można znaleźć nieuprawnione i nie znajdujące uzasadnienia w praktyce zapisy stwierdzające, że OSD są „hamulcowymi” rozwoju rynku energii oraz wdrożenia systemów Smart Metering. Obowiązujące regulacje prawne, w tym zasady wynagradzania inwestycji w taryfach są nie dość wystarczające, co utrudnia lub wstrzymuje OSD od podjęcia decyzji przeprowadzenia tak znaczących inwestycji w smart metering. Dokumenty ogłaszane przez Prezesa URE i zapowiedzi jego następnych kroków są istotnymi sygnałami co do kierunków zmian, lecz nie stanowią wystarczającej podstawy. Z punktu widzenia OSD biznesowo inwestycja w smart, na obecnym etapie, się nie opłaca. W obecnym stanie OSD realizują projekty pilotażowe, zyskując doświadczenie oraz przygotowując się w ten sposób do podjęcia dalszych decyzji.</p> <p>Niezasadne jest twierdzenie, że grupy kapitałowe (w domyśle sprzedawcy), w ramach których działają OSD, posiadają pierwszeństwo w dostępie do danych. Takie twierdzenie nie ma potwierdzenia w faktach. Każdy sprzedawca, w tym z grup kapitałowych, posiada dane pomiarowe udostępnione przez OSD z zachowaniem ustawowej zasady równoprawnego traktowania.</p>
2	Cel przygotowania Stanowiska		<p>Proponowane w dokumencie <i>upodmiotowienie odbiorcy energii elektrycznej</i>, a więc m.in. zapewnienie dostępu do informacji o zużyciu mediów, występuje w obecnym stanie i będzie rozwijane wraz z rozwojem systemów pomiarowych. Realizacja wskazanego przez URE celu może nastąpić w obecnym modelu rynku przy wprowadzeniu odpowiednich uregulowań prawnych. Tworzenie nowego podmiotu na rynku energii (NOP) nie gwarantuje realizacji tego celu, a może spowodować dodatkowy koszt, który będą musieli ponieść odbiorcy.</p> <p>Mimo tego, idea NOP została przez PTPiREE poparta we wcześniej przekazanym stanowisku. Ponadto, należy podkreślić, iż bez względu na przyjętą koncepcję NOP, procedura zmiany sprzedawcy będzie realizowana przez OSD.</p>
3	1	Uwaga ogólna	Rozdział „Funkcje celu” zawiera dość długą listę niekoniecznie wiążących się ze sobą postulatów i niekoniecznie odnoszących się do głównego tematu opracowania, t.j. <i>Koncepcji modelu rynku opomiarowania</i> .
4	1		Na stronie 7 napisano: <i>do zrealizowania są trzy fundamentalne cele</i> , po czym tych celów jest wymienionych więcej.
5	1		Na stronie 8 napisano: <i>zachodzi konieczność: zorganizowania pod względem technicznym, prawnym i organizacyjnym wymiany informacji w ilości wielokrotnie (o wiele rzędów wielkości) przekraczającej ilość informacji pozyskiwanych, wykorzystywanych i archiwizowanych obecnie</i> – zapis nie musi być prawdziwy. Jest to zależne od tego, jaki model centralnego NOP zostanie przyjęty. W naszej ocenie model ze zdecentralizowaną bazą danych pozwoli na osiągnięcie założonych celów, a będzie wymagał wielokrotnie mniej zasobów – przez co może być tańszy.
6	1		Niezasadna jest ocena URE wg której jedną z istotnych barier jest zachowanie OSD w zakresie dostępu (jego ograniczania) do danych pomiarowych pod wpływem swojej grupy kapitałowej oraz wskazywanie OSD jako podmiotu odpowiedzialnego za brak wdrożenia systemów Smart Metering. Podstawowym powodem braku działań OSD w tej materii jest brak odpowiednich przepisów i regulacji prawnych w zakresie sposobu sfinansowania takiej inwestycji, brak określonych jasnych i precyzyjnych funkcji i celów dla takich systemów, co mogło powodować możliwość realizacji chybionych inwestycji oraz brak sprawdzonej technologii.
7	2	pkt. b) ppkt. b,c i d	Zgodnie z obecnie funkcjonującymi zasadami dane wyszczególnione w przedmiotowych ppkt. nie są udostępniane sprzedawcom (bez względu na grupę taryfową), za wyjątkiem sprzedawców posiadających umowy kompleksowe.
8	2	pod rysunkiem 3	Zacytowano jeden z zapisów projektu dyrektywy efektywnościowej. Obecnie rozpatrywane są już kolejne wersje dokumentu w którym wspomniany zapis o rozliczeniu w oparciu o comiesięczne odczyty nie występuje. Proponujemy wycofanie fragmentu tekstu lub przywołanie konkretnej wersji dokumentu aby w momencie publikacji <i>Stanowiska</i> nie odwoływać się do nieaktualnych dokumentów.

9	3		Zasadne jest założenie, że odbiorcy w grupach G, a także C1x będą posiadać wyłącznie umowy kompleksowe, co powinno zostać uwzględnione w dalszych pracach, w tym w propozycjach zmian legislacyjnych.
10	3		Rozważając potencjalny model rozwiązania, powinno wziąć pod uwagę również szczegółowe kwestie prawne zmiany organizacji rynku, w tym przypisanych obowiązków i praw oraz własności urządzeń i możliwości swobodnego dysponowania własnym majątkiem. Ponadto, w ocenie poszczególnych wariantów przyjęto subiektywne metody ich oceny. W tabeli w pkt. 3 dokumentu przedstawiono trzy modele funkcjonowania OSD i dla każdego modelu określono „za i przeciw”. Nasuwa się pytanie, na jakiej podstawie zostały podane wyniki w zakresie wspierania poszczególnych realizacji celu ZWRC, np. dlaczego zdaniem autorów wariant trzeci (WIII) daje większe bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznej OSD niż np. wariant pierwszy (WI). Można zatem oczekiwać przedstawienia szczegółów na podstawie których podano wyniki oceny dla każdego modelu, o ile te modele będą ujęte w dokumencie docelowym.
11	3		W dokumencie pominięta została możliwość wprowadzenia „lekkiego”, scentralizowanego modelu NOP, w myśl którego NOP były odpowiedzialny za: - Definiowanie standardu wymiany danych pomiędzy OSD E i sprzedawcami; - Weryfikowanie zgodności z tym standardem interfejsów wdrożonych przez OSD E; - Egzekwowanie niedyskryminowanego dostępu do danych pomiarowych wszystkich sprzedawców (w szczególności uniemożliwienie sprzedawcom powiązanym kapitałowo z OSD E korzystania z innego interfejsu niż ogólnie dostępny). W tym modelu obowiązek przechowywania i udostępniania danych pomiarowych spoczywałby wyłącznie na OSD E, dzięki czemu nie byłoby potrzeby budowy redundantnego systemu gromadzącego dane pomiarowe w ramach NOP. Rozwiązanie takie jest znacząco tańsze od postulowanego Wariantu II i jednocześnie pozbawione wad zidentyfikowanych dla Wariantu I. Rozwiązanie takie umożliwia realizację wszystkich oczekiwanych celów biznesowych. Zakładamy, że jego implementacja będzie znacząco tańsza niż model ze scentralizowaną bazą danych. Należy wspomnieć, że podobny model jest od lat z powodzeniem realizowany na rynku telekomunikacyjnym, gdzie obowiąz
12	3		Niezasadny jest argument przeciw wariantowi WI (NOP w strukturach OSD), że OSD preferują "własny" obrót. Jest to stwierdzenie nie mające potwierdzenia, a dane pomiarowe są przekazywane w sposób gwarantujący niezależność OSD określoną w ustawie Prawo energetyczne.
13	3	argumenty "przeciw"	OSD dysponują lub będą dysponować systemami różnych dostawców, co wynika z określonych procedur zakupowych. Dzisiaj trudno zgodzić się z argumentem braku jednoznacznego standardu komunikacyjnego. Koncepcja tak szerokiej integracji baz danych jest zagadnieniem całkowicie nowym. Z uwagi na fakt, że koncepcja AMI zakłada dwukierunkową wymianę informacji, bez względu na to gdzie zostanie ulokowany NOP, należało będzie wypracować w przyszłości jednolity standard komunikacyjny, a w strukturach OSD są kompetencje i doświadczenia praktyczne w szerokokorozumianym zakresie pozyskiwania, przetwarzania i udostępniania danych pomiarowych. Ponadto, pozostałe wykazane argumenty "przeciw" tak samo dotyczyć będą przypadku umiejscowienia NOP poza strukturami OSD, we wszystkich wskazanych wariantach, gdyż właścicielem liczników, układów transmisji, systemów zdalnego odczytu, infrastruktury odczytowej pozostanie OSD. Wydaje się, że to właśnie OSD E dysponujący wykwalifikowaną kadrą będzie w stanie zapewnić bieżącą weryfikację nie tylko jakości ale także prawidłowości danych pomiarowych. Część zawartych wobec wariantu WI negatywnych ocen wynika z braku właściwych uregulowań prawnych, a zatem wprowadz
14	3	argumenty "za"	Dwukrotnie zapisano argument "za" tej samej treści: <i>Możliwość ustalenia jednolitej bazy kosztowej pomiarów dla poszczególnych OSD. W miejsce po usunięciu wspomnianego zapisu proponujemy wstawić argument "za" następującej treści: Zmniejszenie obciążenia przedsiębiorstw energetycznych obowiązkami informacyjnymi (sprawozdawczość) a także poprawa jakości i wiarygodności przekazywanych danych dzięki przejściu obowiązków przez NOP (jednolite standardy sprawozdawcze).</i> Argument ten został przyjęty co wynika z zapisów w punkcie 4e.
15	4	pkt 1	Jak napisano: <i>Nie ma rozwiązania wolnego od wad, ale poszczególne warianty różnią się liczbą zalet i wad oraz poziomem ryzyk.</i> – przedstawiona w dokumencie lista zalet i wad poszczególnych wariantów NOP nie jest listą kompletną i zamkniętą. W szczególności pominięto aspekty ekonomiczne związane z realizacją poszczególnych wariantów. Sugeruje się uzupełnić analizę.

16	4	pkt 2	Rozwiązaniem eliminującym konieczność budowania wielu interfejsów (choć założenie, że będzie to konieczne nie jest właściwe) jest opracowanie jednolitego standardu wymiany danych pomiarowych. Taki standard mógłby być pozyskiwany przez zainteresowane i uprawnione podmioty (w szczególności sprzedawców) i automatycznie "zaczytywane" do posiadanych systemów, bez względu od jakiego OSD dane będą pochodzić.
17	5		Sugeruje się, by w dokumencie opisać szczegółowo założenia dotyczące funkcjonowania NOP we wszystkich wskazanych w dokumencie wariantach, a nie wyłącznie w wariantcie WIIC.
18	5.3.		1. Powstanie NOP nie uwolni OSD E od realizacji dotychczas realizowanych obowiązków z zakresu monitorowania jakości pozyskiwania, przetwarzania i udostępniania danych pomiarowych, wymiany informacji pomiędzy aplikacją centralną (AMI) a licznikami oraz reagowania na wszelkie braki i usterki. Dlatego też należy przewidywać, że koszty funkcjonowania NOP dołożą się do obecnych kosztów obsługi odbiorców w obszarze pomiarów. 2. W kolejnych latach następuje koncentracja Grup Energetycznych a tym samym powstają coraz więksi OSD E a ich liczba w kraju (pomijając powołanie OSD E nie przyłączonych do sieci przesyłowych w przypadkach) maleje. Dodatkowo OSD E rozpoczęli budowę centralnych systemów zarządzających wymianą danych i informacji z urządzeniami pomiarowymi, umożliwiającymi nie tylko przejście w smart metering ale i otwierających drogę do tworzenia smart grid. Wobec takiej sytuacji należałoby w pierwszej kolejności podjąć ogólnokrajową inicjatywę zestanadaryzowania technologii i zasad współpracy
19	6.1.		Niezasadne jest twierdzenie, że odbiorca dziś nie jest dysponentem swoich danych pomiarowych. OSD uzyskuje od odbiorcy zgodę na udostępnienie jego danych pomiarowych jego sprzedawcy. Zgoda ta jest wyrażana w umowie dystrybucyjnej, umowie kompleksowej lub na zgłoszeniach umów sprzedaży otrzymywanych przez OSD.
20	6.1.		Na stronie 32 napisano: <i>wdrożenie zasady, zgodnie z którą odbiorca upoważnia Sprzedawcę, z którym ma umowę kompleksową oraz OSD E ... do dostępu do jego danych pomiarowych</i> – co w sytuacji, gdy odbiorca nie upoważni Sprzedawcy do takiego dostępu? Problem powinien zostać rozwiązany ustawowo.
21	6.1.		Niejasna wydaje się być zgłaszana przez URE <i>potrzeba nadania każdemu punktowi pomiaru energii (PPE) jednoznacznego kodu (np.: IP), według którego będą identyfikowane dane pomiarowe i adresowane informacje zwrotne i komendy</i> . Zastosowanie takiego identyfikatora zwiększa jedynie złożoność systemów wdrażanych zarówno po stronie OSD E, jak i po stronie NOP (powodując przy tym wzrost kosztów oraz zwiększając ryzyko błędnego działania systemu), a korzyści wynikające z jego wprowadzenia wydają się niejasne. W szczególności wprowadzenie takiego kodu będzie pozwalać nadal – tak samo jak w przypadku zastosowania PPE – na bezpośrednie identyfikowanie odbiorcy, ponieważ lista kluczy odwzorowuje się bezpośrednio na listę PPE. Wydaje się, że w celu zachowania bezpieczeństwa danych osobowych odbiorcy wystarczające jest przechowywanie danych osobowych i danych pomiarowych np. w oddzielnych systemach informatycznych chronionych przez odpowiednie polityki bezpieczeństwa.
22	6.1.	akapit zaczynający się od - <i>kojarzenie danych technicznych i danych osobowych(...)</i>	Postulat rozdzielania danych osobowych od danych pomiarowych wydaje się dyskusyjny. Jedyne cel takiego rozwiązania to wyłączenie baz danych NOP spod regulacji dotyczących Ochrony Danych Osobowych. Wydaje się, że zabieg taki jest niecelowy. Powszechnie wiadomo, że dane te zawierające numer miejsca poboru i profil zużycia energii elektrycznej stanowią dane bardzo sensytywne, a dotarcie do pozostałych danych klienta w oparciu o numer PPE będzie bardzo łatwe ze względu na powszechne używanie tego numeru wśród uczestników rynku energii. Dodatkowym argumentem jest zmienianie się klientów korzystających z tego samego PPE (zmiana użytkownika lokalu, śmierć klienta, itp). W przypadku "rozpinania" dojść może do dużych błędów. Proponuje się uproszczenie toku postępowania i nie rozdzielanie danych w NOP. I tak zabezpieczenia muszą być lepsze niż wynikające z wymogów ustawy o ochronie danych osobowych. Dla profesjonalnie przygotowanego podmiotu nie powinno to stanowić żadnego problemu. Proponuje się dyskusję na ten temat.
23	6.1.		Należy wskazać, że od niezawodności i wydajności pracy systemu CRD należącego do NOP będzie zależała prawidłowa praca całego rynku pomiarów i realizacji usług związanych z komunikacją dwustronną pomiędzy uczestnikami tego rynku, w tym np. tranzyt sygnałów i komend DSR. Należy wskazać na ryzyko i zagrożenia, oraz koszty związane z funkcjonowaniem systemu NOP dla pozostałych uczestników, w tym wypłaty odszkodowań za nie zrealizowane usługi na czas i utratę danych. Takie zagrożenia nie są zamieszczone w dokumencie, również w stosunku do innych wariantów.

24	6.2.		Punkt 6.2. zatytuowano: <i>Określenie katalogu informacji (danych) redystrybuowanych przez NOP oraz ogólnych zasad dostępu do nich i ich wymiany</i> – na etapie ogólnego stanowiska katalog powinien być otwarty do rozstrzygnięcia w dalszych pracach.
25	6.2.		Brak uzasadnienia dla pozyskiwania przez NOP danych pomiarowych z liczników bilansujących (np. w stacjach SN/nN) i udostępniania danych pomiarowych z liczników bilansujących sąsiednim OSD, firmom ESCO oraz Sprzedawcom, a także danych pomiarowych dotyczących stanu pracy sieci dystrybucyjnej. Są to dane wykorzystywane wyłącznie do działalności ściśle dystrybucyjnej. Aby móc dokonywać jakichkolwiek analiz z wykorzystaniem licznika bilansującego (np. bilansowanie stacji) dany podmiot powinien mieć również dostęp do danych z wszystkich liczników zainstalowanych na odbiorach zasilanych z danej stacji. Powyższe powinno być w gestii OSD prowadzącego ruch i eksploatację sieci na danym obszarze w którego interesie jest ograniczanie strat technicznych oraz handlowych. Zasadne byłoby dokładne doprecyzowanie beneficjentów przedmiotowych danych. Co do oceny reakcji popytu, zważywszy że nie wszyscy odbiorcy zasilani z danej stacji będą uczestniczyć w usłudze DSR uważamy, że bardziej miarodajnym źródłem informacji dotyczącym reakcji popytu mogłyby być dane dotyczące obciążenia systemu przekazywane przez PSE Operator. Niezbędne jest doprecyzowanie wymagań.
26	6.2.	akapit: - <i>informacje/dane pomiarowe nieenergetyczne (...)</i>	Proponuje się usunąć cały zapis. Jak się wydaje nie powinno się rozbudowywać funkcjonalności inteligentnych liczników i kanału komunikacji licznik - systemy AMI o zbieranie, przetwarzanie i przekazywanie szeregu innych informacji nie związanych z rynkiem energii elektrycznej zwłaszcza, że kanał ten powinien sprawnie funkcjonować w relacji z NOP, który będzie przekazywał mnogość danych, informacji i sygnałów do i od licznika. Tym bardziej NOP nie powinien mieć dostępu do informacji, które nie są związane z rynkiem energii. Propozycja wydaje się być niebezpieczna i szkodliwa dla utrzymania właściwych standardów pomiarowych oraz wymiany informacji rynku energii. Informacje o zdrowiu i bezpieczeństwie są jeszcze bardziej sensytywne niż ekonomiczne. OSD nie będą mieli szans na uruchomienie takich usług jeżeli będą musieli dzielić się taką informacją z kimkolwiek innym. Zapis sugeruje chęć zawłaszczenia prawa używania toru komunikacji z licznikiem przez NOP, który nie jest powoływany do tego celu.
27	6.3.		Jak zapisano: <i>Postulowany model jest prawdopodobnie najtańszym sposobem zapewnienia poprawnej wymiany danych na rynku energii a jednocześnie umożliwia redystrybucję korzyści osiągniętych z wdrożenia Systemu AMI.</i> – w stanowisku nie powinniśmy opierać się na przesłankach typu „prawdopodobnie”. Zapisy pokazujące konkretne kierunki działania, powinny być poparte konkretnymi analizami oraz rzetelnie udokumentowane.
28	6.3.		Dokument zawiera informację o przewidywanym koszcie utrzymania NOP (ok. 90 mln zł rocznie), jednak nie precyzuje przewidywanych wydatków inwestycyjnych związanych z jego uruchomieniem, w szczególności z budową, wdrożeniem i integracją systemu informatycznego, dostaw niezbędnego sprzętu komputerowego. Zakładając, że zgodnie z praktykami rynkowymi na utrzymanie systemu przeznaczają się 10 - 20% kosztów wdrożenia systemu – zaproponowana kwota wymaga weryfikacji.
29	6.3.		Najistotniejszy z punktu widzenia odbiorców element dokumentu - koszty utworzenia NOP - został potraktowany w sposób skrótowy, bez precyzyjnej specyfikacji dodatkowych kosztów. Powinno to być przedmiotem odrębnej analizy, tym bardziej, że w dokumencie powinny zostać opisane szczegółowo wszystkie rozpatrywane warianty. Brak rzetelnej analizy w określeniu kosztów przypadających na licznik (podano tylko kwotę równoważącą obecnie opłatę abonamentową), w oderwaniu od rzeczywistych kosztów ponoszonych przez OSD, a związanych z odczytami układów. Ponadto należy mieć na uwadze, że ilość pozyskiwanych danych pomiarowych rośnie i będzie coraz większa, co będzie pociągało za sobą wzrost kosztów nie tylko związanych z odczytami, ale z całą infrastrukturą pomiarową, informatyczną i
30	6.3.		Jak będzie wynagradzany NOP w okresie przejściowym i czy odbiorcy bez inteligentnych liczników nie będą również płacić opłaty abonamentowej?
31	6.4.		Tytuł punktu 6.4. brzmi: <i>Katalog podmiotów uprawnionych do dostępu do danych archiwizowanych w NOP</i> – czy chodzi o dane przetwarzane w NOP czy też dane zarchiwizowane?
32	6.4.		Nie widzi się potrzeby udostępniania sąsiednim OSD zagregowanych danych archiwizowanych przez NOP.
33	7.1.		Zasadne jest aby liczniki, moduły komunikacyjne były własnością OSD E, przy czym dla II i III grupy przyłączeniowej pozostałe elementy układu w szczególności w zakresie przekładników prądowych i napięciowych powinny pozostać na majątku odbiorcy. Własność liczników powinna być przypisana do OSD E, gdyż w przypadku awarii jakiegokolwiek elementu układu pomiarowo-rozliczeniowego nie będącego własnością OSD odbiorca nie zagwarantuje natychmiastowego usunięcia awarii. Kwestią do bezwzględnego rozstrzygnięcia jest unormowanie stanu aktualnego, gdzie odbiorcy WN i SN są właścicielami liczników energii elektrycznej.

34	7.1.	Należy określić w przepisach, jakie instrumenty prawne będzie posiadał OSD, aby zapobiegać sytuacjom, w których odbiorcy będą wnioskowali o zainstalowanie licznika inteligentnego w obszarze sieci, w którym OSD nie zamierza jeszcze budować infrastruktury PLC, ale ma już wdrożony system AMI.
35	7.1	Akceptuje się całą przytoczoną w punkcie argumentację związaną z własnością liczników i prawem odbiorcy do ich używania. Proponuje się jednak inne rozwiązanie. Na żądanie odbiorcy OSD może być zobowiązany do zainstalowania licznika jednak odbiorca powinien, poprzez specjalnie dedykowaną, stawkę taryfową pokrywać pełny koszt bieżący, tj. amortyzację, koszt kapitału i utrzymania kanału łączności. Skutek jest taki sam, ale nie pozostawia kosztów osieroconych, które pokryć będą musieli pozostali odbiorcy.
36	7.1.	Przyjęto w dokumencie założenie, że OSD E dysponują już właściwą aplikacją AMI zapewniającą pełną funkcjonalność inteligentnego opomiarowania, w tym dwustronną komunikację. Obecnie nie ma żadnych założeń oraz wytycznych, oprócz stanowiska URE z dnia 31.05.2011r., dotyczących funkcjonalności inteligentnych systemów pomiarowych. Tak więc budowa systemów bez uzgodnienia wymagań jakie będą im stawiane jest w chwili obecnej możliwa tak naprawdę jako doświadczalna. Należy tu przywołać fragment dokumentu URE będący wstępem do przedmiotowego dokumentu :... <i>nie każda forma inteligentnego opomiarowania służy budowie inteligentnej sieci, tak więc całkiem realne jest ryzyko wdrożenia inteligentnego opomiarowania, które nie będzie nawet wstępem do inteligentnej sieci.</i>
37	7.2.	O jakich przypadki wykorzystywania stanu niesprawności układu pomiarowo-rozliczeniowego mowa? Właściciel przekładników jest już w chwili obecnej zobligowany do zapewnienia spójności z licznikami.
38	7.2.	Zapis: <i>ich liczba jest znacznie niższa w stosunku do poziomu zużycia energii</i> – jest niezrozumiały.
39	Definicja nr 28	To pojęcie nie występuje w tekście - proponuje się usunąć.
40	Definicja nr 40	Definicja pojęcia SCADA bis budzi szereg wątpliwości interpretacyjnych. Jej analiza prowadzi do stwierdzenia, że jest to po prostu SCADA dla niskiego napięcia, w której wykorzystywane są sygnały z liczników nn i bilansujących. Proponuje się posługiwać się takim pojęciem.