

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

Cel przygotowania Stanowiska

Polski system elektroenergetyczny stoi wobec kluczowych wyborów odnośnie dalszej drogi jego rozwoju. Jedną z nich jest budowa sieci inteligentnej, lepiej niż system tradycyjny dostosowanej do zjawisk całkowicie nowych, jakimi jest nieskrępowany rozwój generacji rozproszonej oraz nowych form pozyskiwania i wykorzystania energii elektrycznej, w szczególności perspektywy rozwoju samochodów elektrycznych, ale także lepiej dostosowanej do stawienia czoła zakłóceniom w funkcjonowaniu systemu elektroenergetycznego spowodowanym w szczególności zjawiskami meteorologicznymi oraz deficytem mocy.

O istotności przedmiotowego zagadnienia świadczyć może m.in. Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-społecznego i Komitetu Regionów: „Inteligentne sieci energetyczne: od innowacji do wdrożenia”, z dnia 12 kwietnia 2011 r. (KOM(2011)202).

Niniejszy dokument przeznaczony jest dla OSD E, OSP oraz Sprzedawców energii elektrycznej – jego celem jest przygotowanie procesu wdrożenia w Polsce systemu zdalnego pomiaru energii elektrycznej w formule „działania na rzecz budowy inteligentnej sieci” (Smart Metering Smart Grid Ready)¹, dedykowanego przede wszystkim odbiorcom rozproszonym w grupach G i C1X oraz – o ile może mieć zastosowanie – odbiorcom pozostałych grup, z opcją wykorzystania go przez Operatorów i Sprzedawców innych mediów a nawet usług nieenergetycznych, systemu pomyślanego jako jeden z fundamentów (konieczny, jakkolwiek nie wystarczający) budowy inteligentnej sieci.

¹ Istnieje wiele form opomiarowania zdalnego, które – w zależności od zakresu realizowanych funkcjonalności dodatkowych względem funkcji metrologicznej – mogą być wykorzystywane w ramach znacznie szerszego funkcjonalnie pojęcia, jakim jest inteligentna sieć, lub być z punktu widzenia tego celu praktycznie bezużyteczne (np. jednokierunkowy odczyt zdalny, bez możliwości dynamicznego oddziaływania na odbiorcę, w literaturze określany jako jedna form „pomiaru inteligentnego”, jest z punktu widzenia sieci inteligentnej dysfunkcyjny).

Charakterystyka dokumentu

Prezentowane Stanowisko jest pierwszym dokumentem opisującym system inteligentnej sieci i inteligentnego opomiarowania (Smart Metering Smart Grid Ready) i wymagania wobec jego elementów z punktu widzenia Prezesa URE. Nie jest to tym samym kompleksowy opis wizji Regulatora na całokształt zagadnień związanych z wdrażaniem w Polsce inteligentnego pomiaru a następnie inteligentnej sieci, a jedynie jego pierwsza część.

Przesłanką opublikowania Stanowiska w takiej formie jest odpowiedź na "potrzebę chwili", jaką jest rozpoczęcie przez niektóre OSD E praktycznych działań w zakresie pilotów wielkoskalowych, niosących ryzyko podjęcia w dużym zakresie inwestycji dysfunkcyjnych z punktu widzenia kompleksowej wizji celów, dla jakich działania te są (powinny być) podejmowane. W związku z tym przedmiot Stanowiska określa minimalne wymagania dla rozwiązań w zakresie inteligentnego opomiarowania tworzonych obecnie przez OSD E, zaś opis otoczenia oraz przesłanek jakim rozwiązania te mają służyć został zamieszczony jedynie w celu zilustrowania (uzasadnienia) konkretnego zakresu oczekiwań. Podkreślenia wymaga jednakże, że zakres wymagań szczegółowych, stanowiący odzwierciedlenie funkcjonalności oczekiwanych od Systemu, nie uległby zmianie w przypadku, gdyby System AMI budowany miał być w innej niż zaproponowana strukturze organizacyjno-podmiotowej.

Dokument stanowi pierwszą część zbioru dokumentów powiązanych, które winny się złożyć na całość opisu systemu Smart Metering Smart Grid Ready i wymagań wobec jego elementów z punktu widzenia Prezesa URE.

Zawartość dokumentu:

- Część pierwsza – Przesłanki
- Część druga – Postulowana architektura systemu, podział zadań i odpowiedzialności
- Część trzecia – Mechanizm redystrybucji korzyści
- Część czwarta – Wymagania wobec sprzętu i wdrożenia
- Część piąta – Kierunkowe reguły regulacyjne w zakresie stymulacji i kontroli wykonania
- Część szósta – Definicje

Dokumenty powiązane – planowane do opublikowania jako c.d.

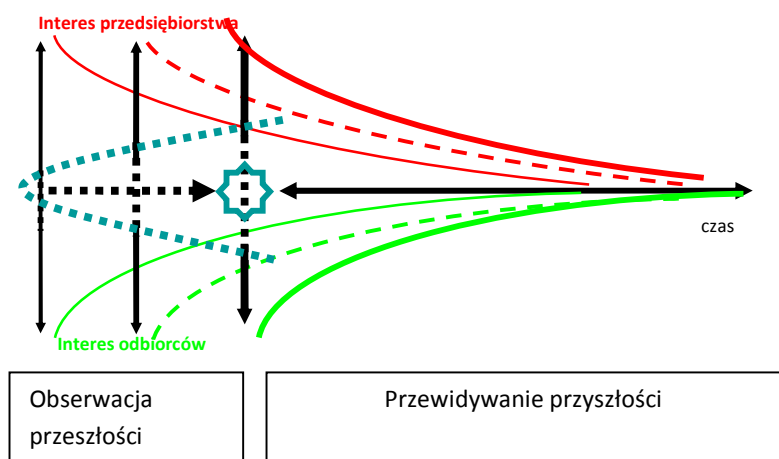
- A. Przesłanki na rzecz postulowanego modelu rynku danych pomiarowych (z centralnym NOP)
- B. Szczegółowe wymagania dla warstwy NOP
- C. Szczegółowe wymagania dla warstwy HAN
- D. Szczegółowe reguły regulacyjne w zakresie stymulowania i kontroli wykonania inwestycji
- E. Szczegółowe wymagania w zakresie bezpieczeństwa danych pomiarowych, w tym w rozumieniu ustawy o ochronie danych osobowych
- F. Szczegółowe reguły regulacyjne dla sektora gazowego i ciepłowniczego oraz innych branż
- G. Szczegółowe propozycje legislacyjne, z wyszczególnieniem zmian wymagających zastosowania „szybkiej ścieżki”
- H. Funkcjonalności mikrosieci regionalnych

Lista dokumentów przedstawionych powyżej może być, w razie potrzeby, poszerzona o kolejne pozycje, a ich treść – z zachowaniem trybu konsultacyjnego – może być aktualizowana.

CZĘŚĆ PIERWSZA - PRZESŁANKI

Zgodnie z art. 23 ust. 1 ustawy Prawo energetyczne (uPe), *Prezes URE reguluje działalność przedsiębiorstw energetycznych zgodnie z ustawą i polityką energetyczną państwa, zmierzając do równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii*. O ile krótkoterminowe interesy stron są diametralnie sprzeczne, o tyle w horyzoncie długoterminowym sprzeczność ta zanika. W każdym przypadku utrwalenia się przewagi jednej ze stron w efekcie przegrywa także ona sama. Misja organu regulacyjnego sprowadza się więc do antycypowania do warunków aktualnych na dzień podejmowania decyzji regulacyjnych (np. decyzji taryfowych) pożądanego punktu równowagi, wyznaczonego przez sytuację oczekiwaną w przyszłości.

W procesie tym, w ograniczonym stopniu, pomocna jest analiza historii i weryfikacja *ex post* decyzji wówczas podejmowanych.



Rys. 1. Równoważenie interesów przedsiębiorstw i odbiorców w horyzoncie długoterminowym

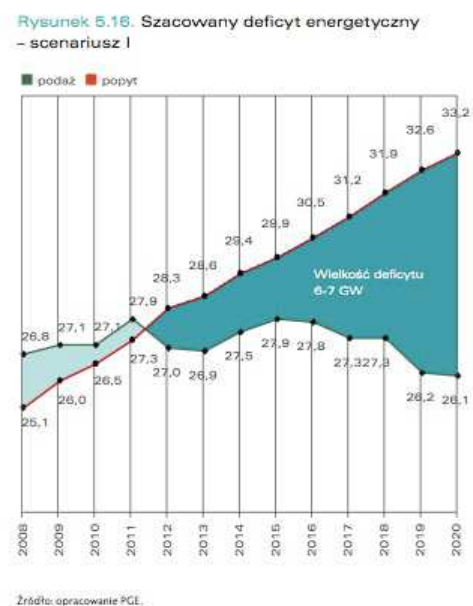
za: Tomasz Kowalak, Problematyka taryf w polskim prawie energetycznym, Zakopane, 13 marca 2008 r.

Powyższe uzasadnia konieczność przewidywania przez Prezesa URE kierunków rozwoju sektora elektroenergetycznego i stymulowania działań spójnych z długofalowym interesem odbiorców. Dokumentem o fundamentalnym znaczeniu dla tej perspektywy jest *Polityka energetyczna Polski do roku 2030*, z kolei kluczową przesłanką polityki energetycznej jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego, rozumianego zgodnie z art. 3 pkt 16 uPe, jako *stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska*. Powyższe oznacza, że na pojęcie „bezpieczeństwa energetycznego”

składają się trzy komponenty: techniczny, ekonomiczny i ekologiczny. Jakkolwiek są one ze sobą wzajemnie powiązane, odnotowania wymaga, że nie są ściśle równoważne: aspekt techniczny determinuje fizyczne przetrwanie gospodarki kraju i jego obywateli, aspekt ekonomiczny – konkurencyjność gospodarki na otwartym rynku towarów i usług oraz status cywilizacyjny obywateli, wreszcie aspekt ekologiczny – wypełnienie przez Polskę oczekiwań wynikających z europejskiej polityki klimatycznej lub w przypadku braku ich spełnienia – negatywne konsekwencje zdrowotne i ekonomiczne, odpowiednio: dla obywateli i gospodarki. Tym samym aspekt ekologiczny oddziałuje na techniczny i ekonomiczny, natomiast aspekt ekonomiczny warunkuje spełnienie wymagań w aspektach technicznym i ekologicznym.

Możliwość zapewnienia środkami tradycyjnymi bezpieczeństwa energetycznego w aspekcie technicznym w perspektywie już najbliższego pięciolecia jest co najmniej niepokojąca. Postępujący proces wycofywania zdolności wytwórczych z powodu ich naturalnego wyeksploatowania zostanie gwałtownie pogłębiony w roku 2016 ze względu na wygaśnięcie okresu derogacji na źródła wytwórcze nie spełniające wymagań emisyjnych, a ubytek ten zapewne nie zostanie zrekomensowany przez nowe inwestycje w jednostki centralnie dysponowane ze względów chociażby proceduralnych (dłużej trwają procedury uzyskiwania zgód lokalizacyjnych, środowiskowych itd., nie mówiąc o trwaniu procesów inwestycyjnych w wymiarze technicznym). Tak więc już po roku 2015 pojawia się ryzyko permanentnego deficytu w bilansie mocy, co zilustrowano na rys. 2.

Rys. 2. Moc osiągalna w istniejących elektrowniach a wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną (za: <http://www.polska2030.pl>)



Co więcej, dodatkowo, nasilające się ekstremalne zjawiska atmosferyczne zwiększają ryzyko niedostarczenia energii do odbiorców końcowych z powodu rozległych uszkodzeń sieci elektroenergetycznej.

Intensyfikacja inwestycji „tradycyjnych”, opartych na generacji energii elektrycznej z węgla z wykorzystaniem efektu skali, oraz planowany rozwój technologii CCS i wielkoskalowej energetyki jądrowej napotyka na wspomniane powyżej bariery, a co więcej, kreują ryzyko obciążeń finansowych dla odbiorców na niemożliwym do zaakceptowania poziomie. Podkreślenia wymaga, że wobec istniejących nadwyżek zdolności wytwórczych w krajach Europy Zachodniej, Polska jest narażona na napływ

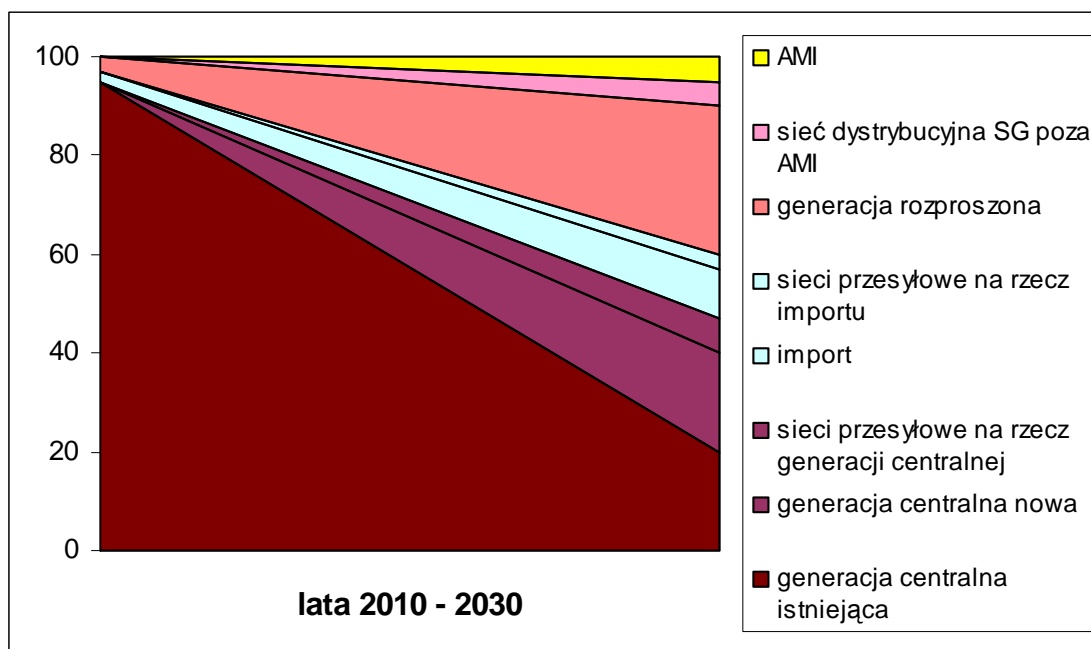
technologii schyłkowych (vide: reinstalowane w Polsce przestarzałe źródła wiatrowe) lub eksperymentalnych (CCS) oraz na presję na rzecz wyhamowywania inwestycji w źródła na rzecz rozwoju zdolności importowych na przekroju zachodnim.

Zachodzić może również podobna presja na rzecz rozwoju zdolności importowych na przekroju wschodnim. Generalnie wyjścia z zaistniałej sytuacji poszukiwać należy podejmując równoległe działania w różnych kierunkach, uwzględniając fakt, że żadne z nich nie stanowi, bo stanowić nie może, panaceum – muszą się one wzajemnie uzupełniać.

W sytuacji, gdy inwestycje w generację wielkoskalową, pociągające za sobą odpowiednie inwestycje w sieć przesyłową, napotykają na określone bariery organizacyjne i finansowe, a nieograniczony rozwój zdolności importowych – gdyby nawet był możliwy - także niesie za sobą określone ryzyka, konieczne jest zaktywizowanie trzeciego rozwiązania, jakim jest intensywny rozwój źródeł rozproszonych, czerpiących z lokalnych zasobów energii pierwotnej, w tym energii odnawialnej, łatwiejszych do sfinansowania przez rozproszonych inwestorów i bardziej odpornych na dezintegrację systemu elektroenergetycznego ze względu na lokalizację blisko odbiorcy, a tym samym nie wymagających rozbudowy sieci przesyłowych i dystrybucyjnych nadążnej za rozbudową źródeł centralnych, trwale obciążonych ryzykiem politycznym dostępu do tradycyjnych nośników energii pierwotnej, co schematycznie przedstawiono na rys. 3.

Odnotowania w tym miejscu wymaga, że z jednej strony obserwuje się dynamiczny rozwój nowych technologii wytwarzania energii elektrycznej oraz energii elektrycznej skojarzonej z wytwarzaniem ciepła, jak również rozwój technologii magazynowania energii elektrycznej, w szczególności związanej z rozwojem pojazdów elektrycznych. Z drugiej strony rozwój generacji rozproszonej i rozsianej, przyłączonej odpowiednio do sieci średnich i niskich napięć, uwarunkowany jest odpowiednim dostosowaniem sieci dystrybucyjnych do skoordynowanej współpracy z tymi źródłami.

Upowszechnienie generacji rozproszonej, wykorzystującej produkty podziemnego zgazowania węgla, może być ponadto formą wykorzystania atutu Polski w postaci węgla jako nośnika energii pierwotnej bez konieczności angażowania się we wciąż pozostające na etapie doświadczalnym technologie CCS, co stanowić może formę wypełnienia wymagania pakietu 3x20 w części dotyczącej redukcji emisji CO₂, bez obniżenia sprawności netto generacji i bez ryzyka związanego z transportem i długoterminowym składowaniem CO₂.



Rys. 3. Schematyczna perspektywa wypełnienia poprzez inwestycje perspektywnego deficytu w bilansie mocy, z uwzględnieniem inwestycji sieciowych stowarzyszonych z inwestycjami w źródła wytwórcze.

Rozwój generacji rozproszonej przyczynić się więc może do poprawy bezpieczeństwa odbiorców w wymiarze technicznym (ograniczenie ryzyka braku zasilania), ekonomicznym (uniknięcie inwestycji zagrożonych perspektywnym wyparciem z rynku – ze statusem *stranded investment*) oraz ekologicznym (ze względu na istotny udział w tym segmencie odnawialnych źródeł energii (OZEE)). Tym samym jest to najbardziej efektywna droga do spełnienia wymagania pakietu 3x20 w części dotyczącej oczekiwanego wzrostu udziału źródeł odnawialnych w generowaniu energii elektrycznej oraz dotyczącej ograniczenia emisji CO₂. Co więcej, dysponowanie własnym źródłem z opcją odsprzedaży nadwyżek energii do systemu stanowić będzie dodatkowy stymulator poprawy efektywności wykorzystania energii w odbiorach własnych, co stanowi dopełnienie wymagań pakietu 3x20.

Rekapitulując funkcje celu, adaptację sieci do przedstawionych powyżej wyzwań, realizowaną przez OSD E w formie powszechnego zdalnego opomiarowania z dwustronną komunikacją, będzie można ocenić pozytywnie jeżeli pozwoli na:

- poprawę bezpieczeństwa pracy KSE,
- poprawę konkurencyjności rynku energii,
- wzrost udziału energii odnawialnej w krajowym bilansie zużycia energii

poprzez upodmiotowienie odbiorcy w relacji ze sprzedawcą energii i OSD E, a w szczególności umożliwi:

- a) ujawnienie faktycznej elastyczności cenowej popytu,
- b) otwarcie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) na generację rozproszoną, ale funkcjonującą w sposób wzajemnie skoordynowany, pozwalający pogodzić jej żywiołowy rozwój z wymaganiami zachowania równowagi systemowej,
- c) włączenie odbioru rozproszonego, aktualnie odpowiedzialnego za kształtowanie szczytów obciążenia, do mechanizmów DSM,
- d) uruchomienie naturalnych (ekonomicznych a nie administracyjnych) mechanizmów poszukiwania poprawy efektywności wykorzystania energii, zarówno w jej strumieniu użytkowym, jak i już wykorzystanym (rekuperacja i recykling),
- e) wzmocnienie mechanizmów poprawy efektywności działalności energetycznej (wytwórczej i sieciowej, w obszarze inwestycji oraz kosztów operacyjnych i kosztów potrzeb własnych i różnic bilansowych).

CZĘŚĆ DRUGA – POSTULOWANA ARCHITEKTURA SYSTEMU, PODZIAŁ ZADAŃ I ODPOWIEDZIALNOŚCI

Warunkiem koniecznym efektywnego otwarcia sieci na generację rozproszoną jest odpowiednie dostosowanie jej topologii oraz wyposażenie jej w infrastrukturę komunikacyjną, pomiarową i wykonawczą pozwalającą na skoordynowane zarządzanie pracą tych źródeł i samej sieci w koincydencji z mechanizmami zarządzania stroną popytową. Dla realizacji tego ostatniego konieczne jest dotarcie ze stosowną informacją, komendą i pomiarem do wszystkich odbiorców końcowych, także najbardziej rozproszonych odbiorców w segmencie usług (SME) oraz w gospodarstwach domowych, którzy korzystając z dynamicznie rozszerzającej się palety form mikrogeneracji w rosnącym stopniu będą przyjmowali na siebie podwójną rolę: odbiorców energii i jej producentów czyli prosumentów².

Działanie to, jakkolwiek obciążone istotnym wysiłkiem inwestycyjnym i organizacyjnym, ma także fundamentalne znaczenie ekonomiczne, poprzez ujawnienie faktycznej elastyczności cenowej popytu na energię elektryczną (postrzeganej dotychczas jako znikoma), upowszechnienie działań na rzecz poprawy efektywności wykorzystania energii (co stanowi wypełnienie ostatniego z wymagań pakietu 3x20) oraz zoptymalizowanie procesów zarządzania i rozwoju sieci. Wreszcie jest to kluczowe narzędzie zarządzania spodziewanym deficytem mocy w sposób znacznie mniej uciążliwy dla odbiorców niż obszarowe ograniczanie dostaw (rotacyjne wyłączenia), pamiętane z końca lat 70- i 80-tych jako dwudziesty stopień zasilania, dostępne do dzisiaj jako praktycznie jedyna forma zarządzania stroną popytową.

Prezes URE, świadomy zagrożeń, jakie niesie niedaleka przyszłość, podjął szczegółową analizę uwarunkowań technicznych, ekonomicznych, prawnych i społecznych dostosowania KSE do nowych wyzwań poprzez wdrożenie filozofii inteligentnej sieci, której pierwsze wyniki w postaci Raportów z TF 2005³ są dostępne na stronie internetowej Urzędu. Fundamentalnym, jakkolwiek nie jedynym elementem filozofii inteligentnej sieci jest wdrożenie do praktyki powszechnego systemu automatycznych pomiarów, dwukierunkowej wymiany informacji oraz przesyłania sygnałów oraz komend do odbiorców końcowych, aktualnie występującego w literaturze tematu pod nazwą „System AMI” (ang. Advanced Metering Infrastructure). Na podstawie wyników

² Użyte w tekście pojęcie „prosumenta” jest zawężone względem unijnej definicji, uwzględniającej w tym podmiocie także kompetencję aktywnej zmiany wielkości poboru poprzez jego ograniczenie, bez wykorzystania generacji własnej, odpowiada historycznemu źródłosłowu (producer + consumer)

³ Transition Facility PL2005/017-488.02.04 „Wzmocnienie nadzoru regulatora nad sektorem energii” - Nr ref. 2005/017-488.02.04.01 http://www.ure.gov.pl/porta/odb/505/3179/URE_o_inteligentnych_licznikach_energii.html

wspomnianej analizy, a także późniejszych studiów, a w szczególności bezpośredniego udziału w projektach realizowanych w szczególności przez PSE Operator SA⁴ oraz ENERGA-Operator SA⁵, nasuwa się wniosek, że implementacja powszechnego systemu zdalnego dwukierunkowego opomiarowania obciążona jest niepomijalnym ryzykiem, które powinno zostać ograniczone.

Implementacja ta bowiem może być zrealizowana na wiele sposobów, w zależności od postawionej funkcji celu i związanych z nią wymagań. Istnieje więc ryzyko, że implementacja rozwiązania zorientowanego np. na zminimalizowanie jego kosztów pozbawi możliwości realizowania w przyszłości tych funkcjonalności, z którymi wiązać należy największe korzyści dla odbiorców i całej gospodarki. Z tego względu zachodzi konieczność, aby dla inwestycji realizowanych w rozproszeniu organizacyjnym (np. przez poszczególnych OSD E), minimalne wymagania gwarantujące efektywność inwestycji w rachunku ciągłym, zostały zdefiniowane z góry, zanim rozpoczną się istotne inwestycje. Nie bez znaczenia jest również konieczność określenia z góry wymagań odnośnie odporności na wtórne zmonopolizowanie systemu np. przez wybranych dostawców jego elementów oraz wymagań odnośnie mechanizmów ochrony prawa do prywatności odbiorców, którego zagrożenie mogłoby stanowić istotną barierę dla procesu implementacji i późniejszego efektywnego wykorzystania.

Kolejnym źródłem ryzyka nietrafionych inwestycji jest nieokreśloność podziału ról i odpowiedzialności pomiędzy poszczególnymi uczestnikami rynku energii. Tym samym, przed zdefiniowaniem szczegółowych wymagań odnośnie poszczególnych elementów systemu konieczne jest dokonanie podziału zadań pomiędzy uczestników rynku za te elementy odpowiedzialnych.

Podstawowym założeniem dla całego systemu jest wskazanie odbiorcy jako jedynej dysponenta danych pomiarowych dotyczących jego poboru energii (pochodzących z obsługującego go licznika/liczników). Tym samym to odbiorca poprzez zawarcie umowy sprzedaży, umowy kompleksowej lub umowy o świadczenie usługi dystrybucyjnej wskazuje (upoważnia) podmiot/podmioty uprawniony/e do dostępu do tych danych. Uprawnienie to wygasa z chwilą rozwiązania stosownej umowy. Założenie to ma doniosłe znaczenie w odniesieniu do przedsiębiorstw obrotu, którym nie wolno bez indywidualnej, pisemnej zgody odbiorcy wykorzystywać, a zwłaszcza ujawniać indywidualnych danych pomiarowych odbiorców, zarówno aktualnie obsługiwanych jak i „historycznych”. Także w przypadku danych gromadzonych przez inny podmiot, prawo dostępu do tych danych będzie wygasało z chwilą wybiegnięcia posiadanego upoważnienia (z uwzględnieniem okresu reklamacyjnego). Podkreślenia wymaga, że niezależnie od zlokalizowania przechowywanych danych pomiarowych, sposób

⁴http://www.piio.pl/bszpre_produkty.php

⁵ http://www.piio.pl/ami_cele_projektu.php

postępowania z nimi będzie musiał wypełniać wymagania określone przez ustawę o ochronie danych osobowych, ze względu na fakt, że GIODO kwalifikuje te informacje do kategorii danych o najwyższym stopniu wrażliwości.

Realizując fundamentalną zasadę zliberalizowanego rynku energii, system docelowy musi zapewniać niedyskryminacyjny dostęp wszystkich sprzedawców do odbiorcy. W szczególności, docelowy system powinien zostać zaprojektowany w sposób, który zapewni brak dyskryminacji tych grup energetycznych, które zdecydują się pierwsze na wdrożenie Systemu AMI. System zapewni, że każde przedsiębiorstwo obrotu będzie posiadało w tym samym czasie taki sam dostęp do takiego samego zakresu danych. Uspójnione powinny zostać również interfejsy i czas dostępu do danych pomiarowych.

Ponadto, w sytuacji, gdy w wyniku konsolidacji pionowej praktycznie wszyscy znaczący OSD E funkcjonują w strukturach zintegrowanych z wytwarzaniem (w ramach korporacji krajowych lub międzynarodowych), jedynym rozwiązaniem spełniającym w sposób bezdyskusyjny to wymaganie wydaje się być nadanie w trybie ustawowym uprawnienia do bieżącego pozyskiwania danych pomiarowych i kwalifikowanego udostępniania ich uczestnikom rynku podmiotowi niezależnemu pod względem właścicielskim od OSD E i od wytwórców. Taki model rynku pomiarów, funkcjonujący w ramach rynku energii, postulowany przez Prezesa URE jako najbardziej właściwy (szczegółowy dowód tej tezy zostanie przedstawiony w odrębnym dokumencie powiązany), został przyjęty na potrzeby niniejszego Stanowiska. Podkreślenia wymaga, że niezależnie od kształtu ostatecznego rozstrzygnięcia tej kwestii, pozostającego w kompetencji Ministra Gospodarki i Ustawodawcy, szczegółowe wymagania w zakresie infrastruktury AMI, jaką powinni wybudować OSD E, nie ulegają zmianie ze względu na konieczność zrealizowania, niezależnych od kształtu rynku, przedstawionych na wstępie funkcji celu.

Zaktywizowanie elastyczności cenowej popytu oraz skuteczne wprowadzenie narzędzi zarządzania zasobami rozproszonymi (Distributed Energy Resources - DER), stanowiące warunek konieczny zaadaptowania systemu do rosnącego udziału w nim źródeł rozproszonych i rozsianych wymaga z kolei zautomatyzowania narzędzi reagowania odbiorcy na sygnały rynkowe i komendy DSR. Oznacza to, że wyposażenie odbiorcy w prosty wyświetlacz (zintegrowany z licznikiem lub nawet zlokalizowany w bardziej dogodnym miejscu) nie jest rozwiązaniem satysfakcjonującym. Udział odbioru statystycznie rozproszonego w kształtowaniu krzywej obciążenia w najbardziej newralgicznych godzinach roku jest bezsporny. Istnieje przy tym znaczna populacja odbiorców od których nie można oczekiwać świadomego, trwałego uczestnictwa w programach DSR-owych, istnieje wreszcie znaczna populacja urządzeń odbiorczych, które nie są wyposażone w żadne elementy umożliwiające zdalne sterowanie ich pracą. Z tego względu istnieje więc zapotrzebowanie na wyposażenie odbiorców, oprócz „inteligentnego licznika” również w narzędzie, które pozwoli w sposób zautomatyzowany przenieść napływające z systemu sygnały na konkretne działania w zakresie wykorzystania posiadanych odbiorników, bez ingerencji w ich konstrukcję ani w

instalację domową. Minimalny zakres funkcjonalności tego narzędzia, jak również zasady, na jakich odbiorcy winni być w nie wyposażeni będzie przedmiotem kolejnego dokumentu w sprawie.

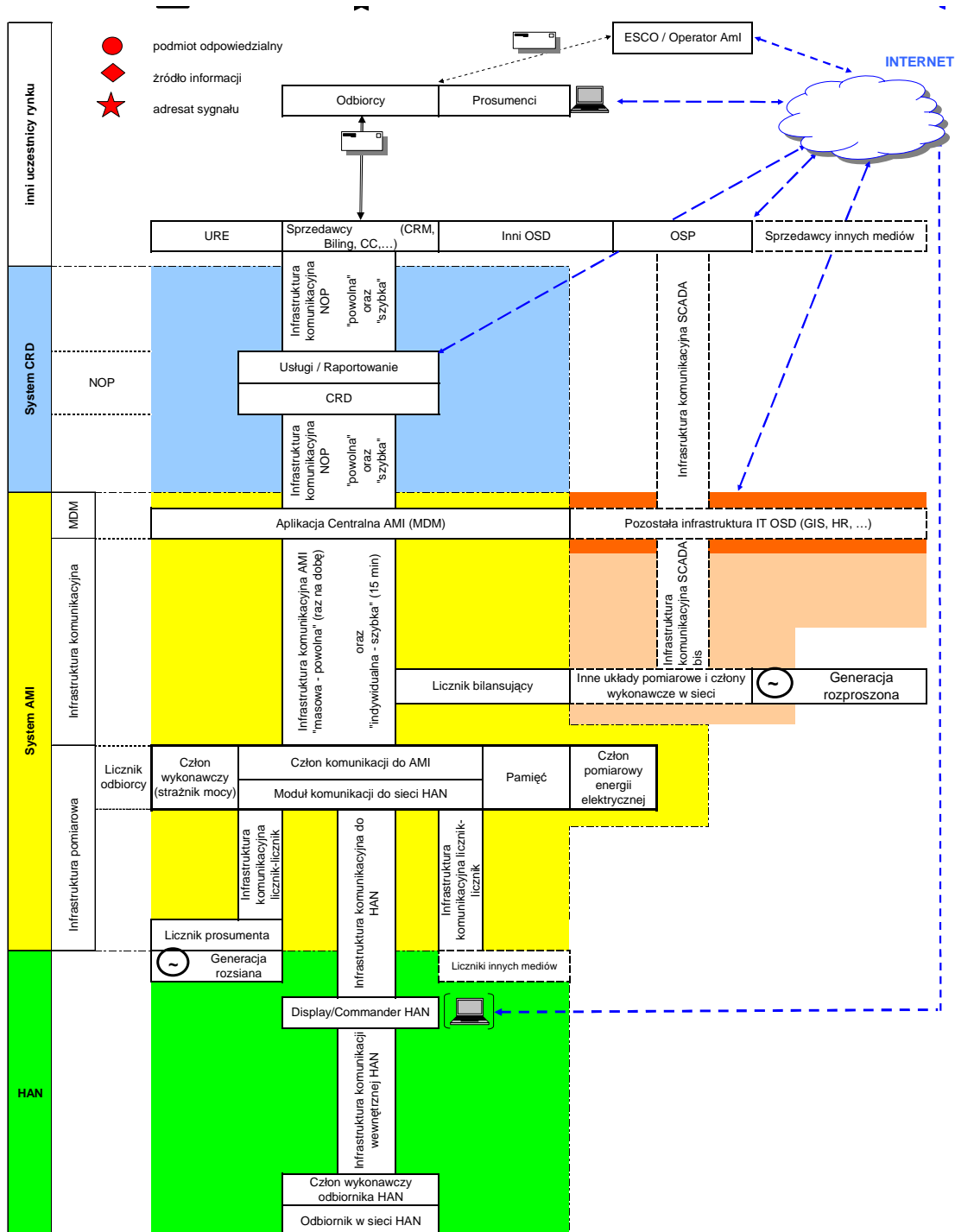
Wreszcie, dynamiczne zarządzanie siecią SN i nN, konieczne dla zaabsorbowania energii ze źródeł rozproszonych i rozsianych wymaga wyposażenia tych sieci w elementy pomiarowe, w tym sensory, oraz elementy wykonawcze sterowane zdalnie w czasie rzeczywistym, a więc z czasem znacznie krótszym niż niezbędny dla realizacji funkcji rynkowych, czy nawet DSR. Oznacza to konieczność rozwijania w sieci SN, a być może również w sieci nN, rozwiązań analogicznych do systemu SCADA, które na potrzeby niniejszego dokumentu zostały nazwane hasłowo „SCADA bis”.

Wynikającą z przedstawionych powyżej uwarunkowań architekturę logiczną całego systemu przedstawiono schematycznie na Rys. 4.

Na schemacie wyróżniono następujące obszary:

- zaznaczony na żółto obszar pozostający w jurysdykcji OSD E, którego dotyczą szczegółowe wymagania, określone w części czwartej niniejszego Stanowiska,
- zaznaczony na niebiesko obszar pozostający w jurysdykcji Niezależnego Operatora Pomiarów,
- zaznaczony na zielono obszar pozostający w jurysdykcji odbiorcy w sensie fizycznym (strefa HAN),
- zaznaczony na brązowo obszar pozostający w jurysdykcji OSD E, w zakresie pozostałym, pozostającym poza opisem szczegółowych wymagań ujętych w niniejszym Stanowisku,
- uczestnicy i użytkownicy systemu, tj, odbiorcy (w sensie podmiotowym), sprzedawcy energii elektrycznej, ew. sprzedawcy innych mediów, inni operatorzy sieci dystrybucyjnych, w tym ew. operatorzy innych mediów, OSP, URE oraz Operatorzy Aml, pełniący w szczególności funkcję firm ESCO, za pośrednictwem Systemu AMI lub niezależnych systemów komunikacyjnych wspierający odbiorców w zarządzaniu własnymi zasobami i potrzebami energetycznymi

Szczegółowe wymagania wobec pozostałych obszarów będą przedmiotem odrębnych dokumentów powiązanych.



Rys. 4. Architektura logiczna systemu „Smart Metering Smart Grid Ready”.

„Podwójny” kanał komunikacji pomiędzy licznikiem odbiorcy, Aplikacją Centralną AMI, CRD i innymi interesariuszami nie oznacza konieczności budowania odrębnych

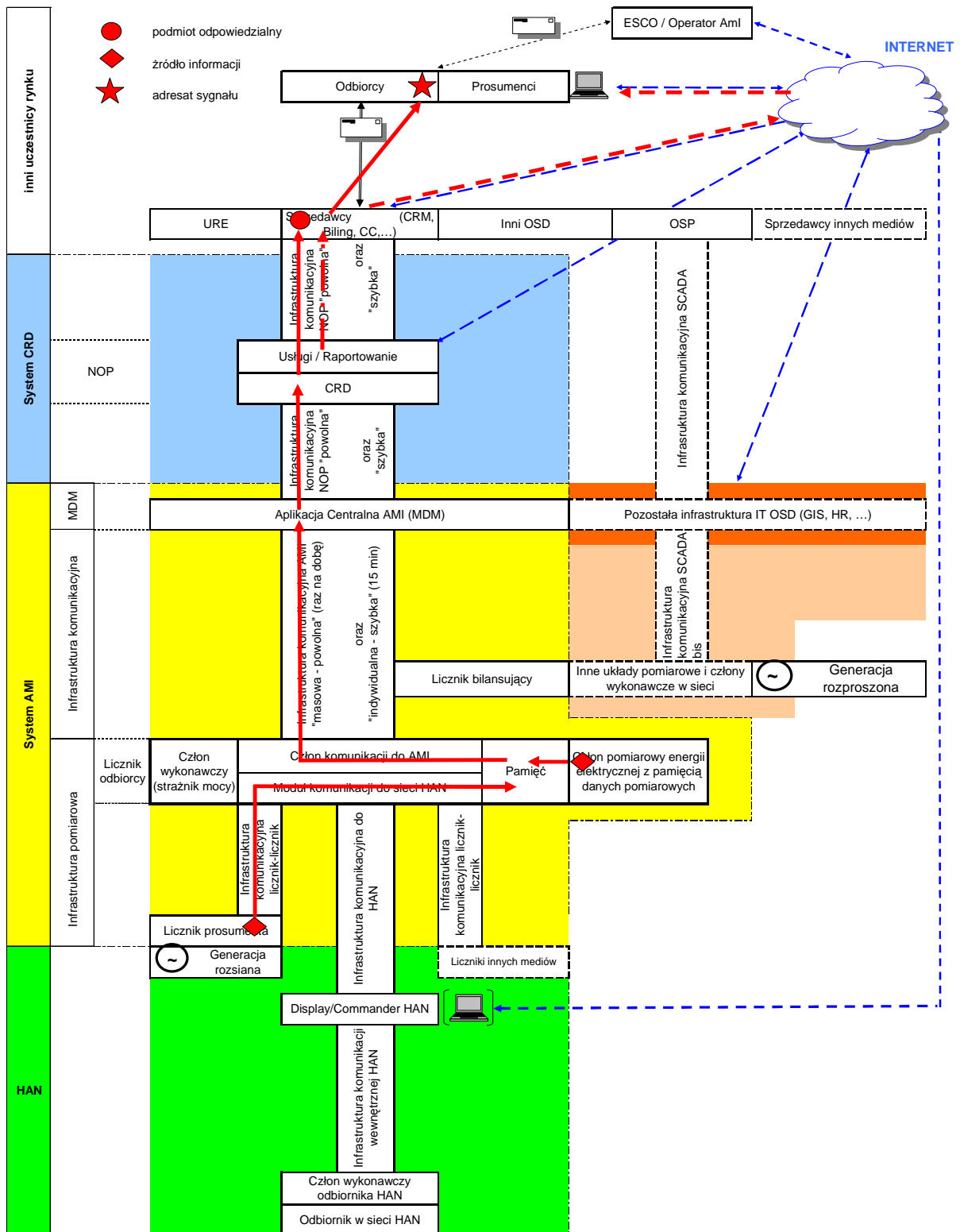
technologicznie torów komunikacji, oznacza jedynie dwa poziomy wymagań odnośnie przepustowości, pewności i szybkości transmisji, które technologicznie mogą być realizowane przez jedno środowisko fizyczne.

Odrębnego komentarza wymaga współistnienie kanałów komunikacji w ramach Systemu AMI oraz SCADA bis, łączących się na poziomie licznika bilansującego oraz infrastruktury IT OSD E. Dualizm ten jest wymuszony zróżnicowaniem poziomów pewności i szybkości transmisji informacji i komend na potrzeby zarządzania siecią (SCADA bis) i na potrzeby rynku (System AMI). Poziom wymagany dla zarządzania siecią nie jest konieczny (uzasadniony ekonomicznie) w odniesieniu do realizującej cele rynkowe infrastruktury komunikacyjnej AMI. Powyższe oznacza, że liczniki bilansujące, służące w istocie obydwóm celom (rynkowym i technicznym) powinny być „widziane” zarówno przez System AMI jak i SCADA bis, a informacje z nich pozyskiwane w zależności od potrzeb kierowane poszczególnymi torami komunikacji odpowiednio do sprzedawców i OSD E.

Na Rys. 4. przedstawiono także – w sposób schematyczny – złożoność funkcjonalną „licznika odbiorcy”, nie odzwierciedloną przez tradycyjną nazwę tego elementu, który poza funkcją metrologiczną realizować musi funkcje komunikacyjne, wykonawcze (strażnik mocy i stykcznik do realizowania komendy „odłącz odbiorcę”) oraz człon pamięciowy.

Wykorzystanie poszczególnych elementów przedstawionej powyżej struktury do realizacji wybranych, określonych funkcjonalności, dedykowanych dla grup C1x oraz G, przedstawiono skrótowo/poglądowo na rys 5.1 – 5.12. Zaznaczenia wymaga jednak, że:

- potencjalnych funkcjonalności może być więcej (przedstawiono tylko najważniejsze, przykładowe),
- struktura ta może i powinna zostać wykorzystana także wobec odbiorców innych grup (zwłaszcza na nN), o ile równoważne funkcjonalności nie będą realizowane dedykowanymi dla nich innymi środkami. Celem nadrzędnym jest bowiem objęcie jednolitym funkcjonalnie systemem wszystkich odbiorców przyłączonych do KSE.



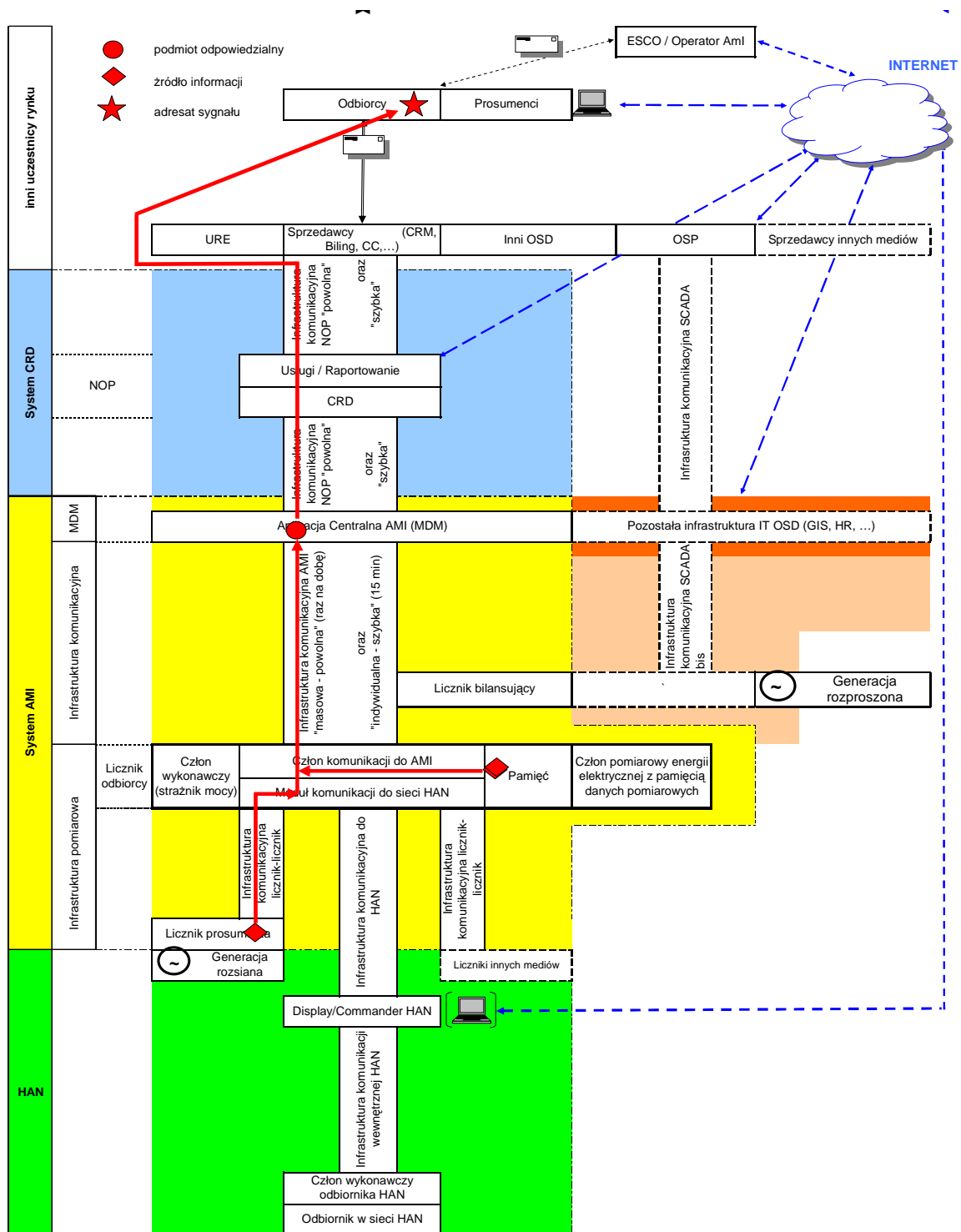
Rys. 5.1. Obsługa umów kompleksowych i umów sprzedaży

Podmiotem odpowiedzialnym za przeprowadzenie rozliczeń z odbiorcą energii elektrycznej jest sprzedawca – przedsiębiorstwo obrotu związane z odbiorcą umową sprzedaży lub umową kompleksową.

Podkreślenia wymaga, że umowa kompleksowa powinna być standardem obsługi odbioru rozproszonego, z zastrzeżeniem, że sprzedawcą pełniącym funkcję integratora tej obsługi powinien móc być dowolny sprzedawca, wybrany przez odbiorcę, a nie tylko sprzedawca zasiedziały.

Dane pomiarowe pobierane z liczników u odbiorców/prosumentów, w cyklu dobowym przekazywane są do Aplikacji Centralnych AMI tych OSD E, do których sieci przyłączony jest odbiorca, a następnie retransmitowane do CRD.

Sprzedawca pozyskuje z CRD dane pomiarowe obsługiwanego odbiorcy na podstawie umowy z nim zawartej.



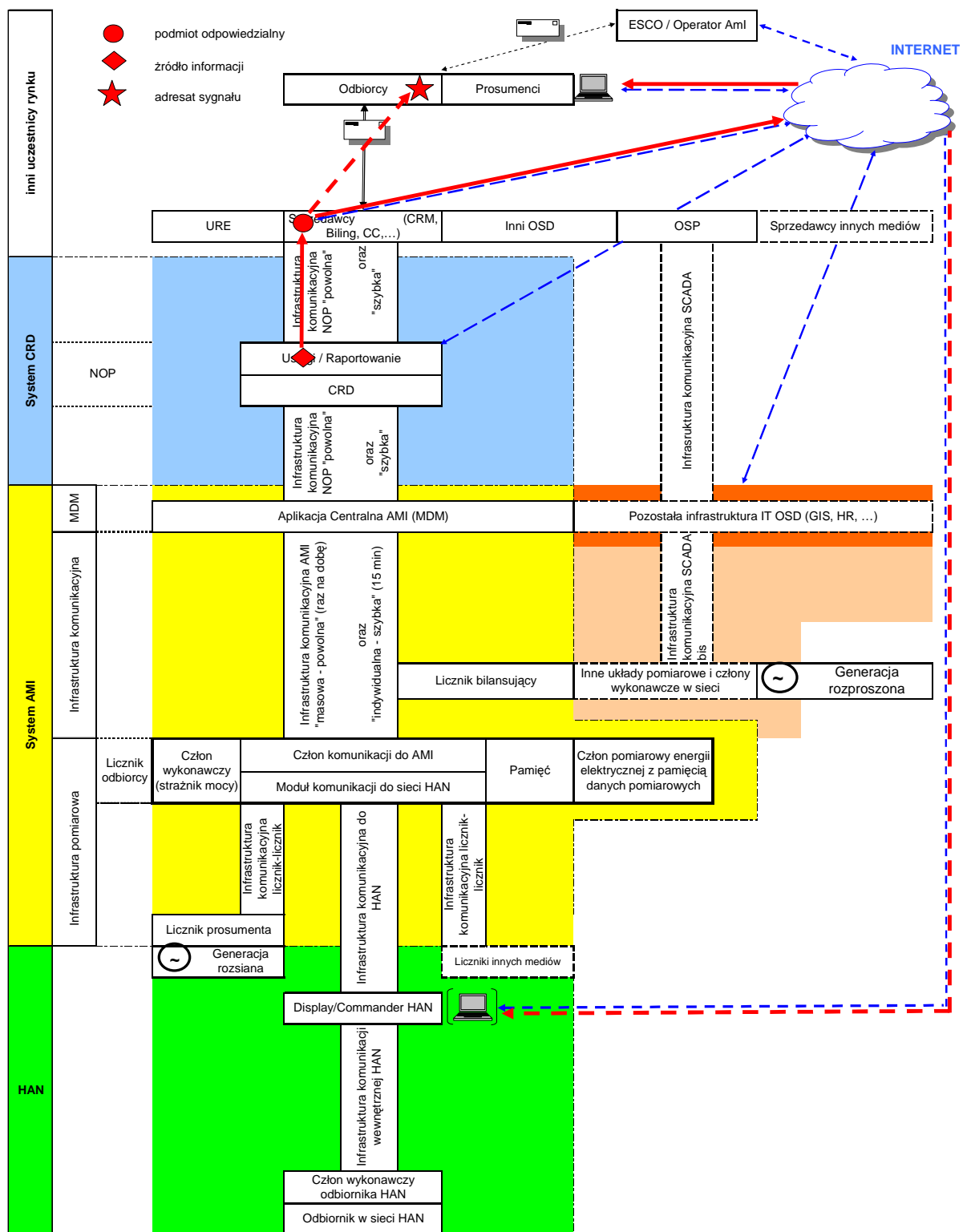
Rys. 5.2. Obsługa odrębnej umowy dystrybucyjnej⁶

⁶ Opcja niszowa, docelowo nie do stosowania w odniesieniu do C1X i G, co wymaga odpowiedniego dostosowania przepisów prawa, może mieć zastosowanie do pozostałych odbiorców na nN.

Podmiotem odpowiedzialnym jest OSD E.

Dane pomiarowe pobierane z licznika odbiorcy/prosumenta, w cyklu dobowym przekazywane są do Aplikacji Centralnej AMI, a następnie retransmitowane do CRD.

OSD E rozlicza odbiorcę w zakresie usługi dystrybucyjnej samodzielnie lub korzystając z outsourcingu.



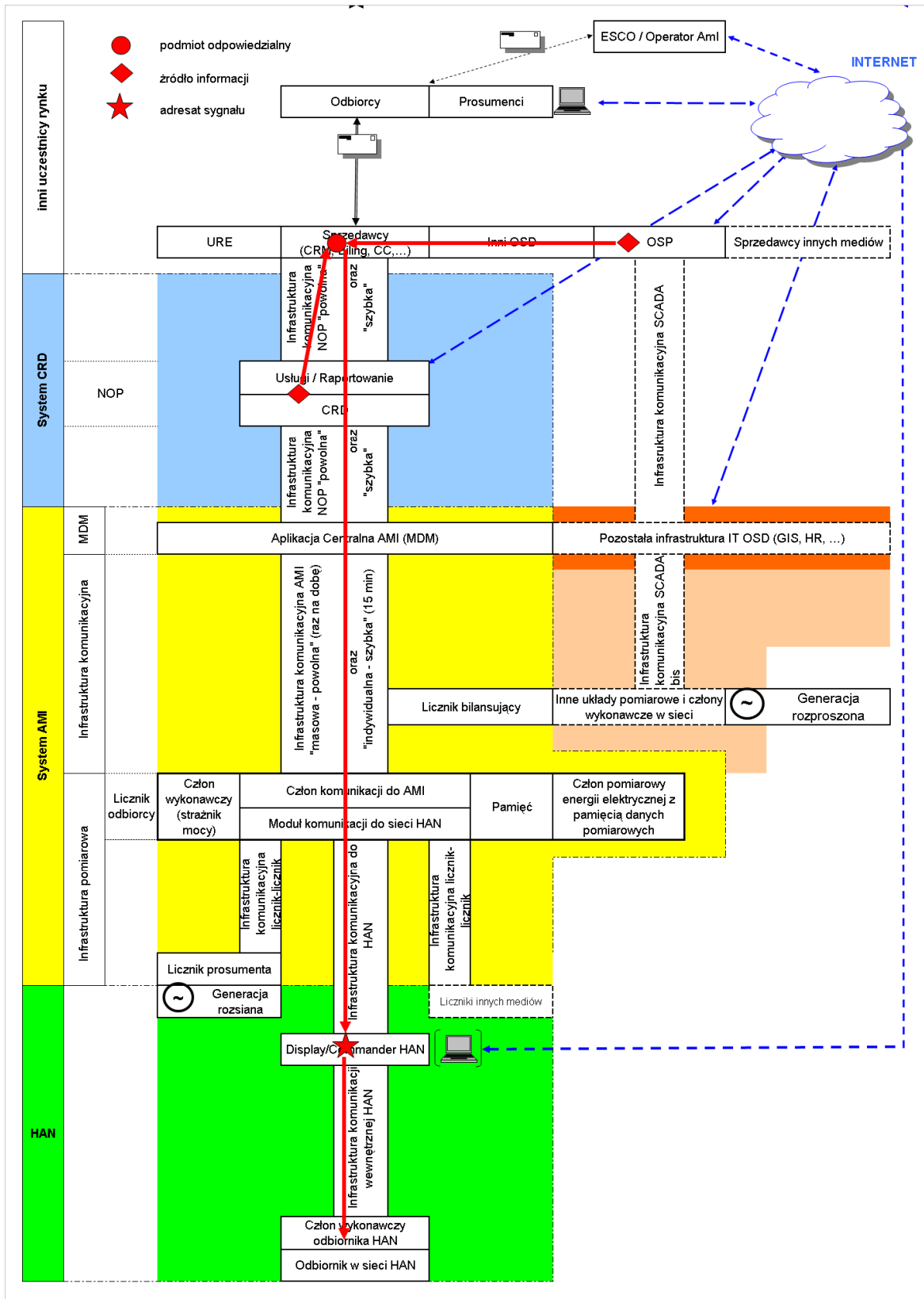
Rys. 5.3. Budowanie ofert w obrocie

Podmiotem odpowiedzialnym są przedsiębiorstwa obrotu, tj. sprzedawcy aktualni oraz sprzedawcy potencjalni czyli przedsiębiorstwa obrotu indywidualnie upoważnione przez odbiorcę do dostępu do jego danych pomiarowych.

Na podstawie umowy zawartej przez odbiorcę ze sprzedawcą lub równoważnego upoważnienia udzielonego przez odbiorcę potencjalnemu sprzedawcy, NOP będzie za określoną przez Prezesa URE opłatą udostępniał temu podmiotowi dane pomiarowe dotyczące tego odbiorcy. Dodatkowo, NOP będzie publikował dane zagregowane według zdeterminowanych prawem kryteriów. Warunkiem ograniczającym musi być taki dobór kryteriów, który będzie wykluczał możliwość fizycznej identyfikacji odbiorcy poprzez dane pomiarowe, bez jego zgody.

Na podstawie tak określonych informacji źródłowych sprzedawcy będą mogli konstruować własne oferty dedykowane do określonych grup odbiorców i kierować je do odbiorców z wykorzystaniem ogólnych kanałów komunikacji, w tym Internetu. Opcjonalnie można założyć możliwość komunikowania się z odbiorcą poprzez Panel Sieci Domowej, pod warunkiem, że jego funkcjonalność będzie na to pozwalała.

Przypadkiem szczególnym jest oferta określonego sprzedawcy, dedykowana do konkretnego odbiorcy, opracowana na podstawie jego indywidualnych danych pomiarowych udostępnionych przez NOP na podstawie indywidualnego upoważnienia odbiorcy, udzielonego uprzednio temu sprzedawcy.



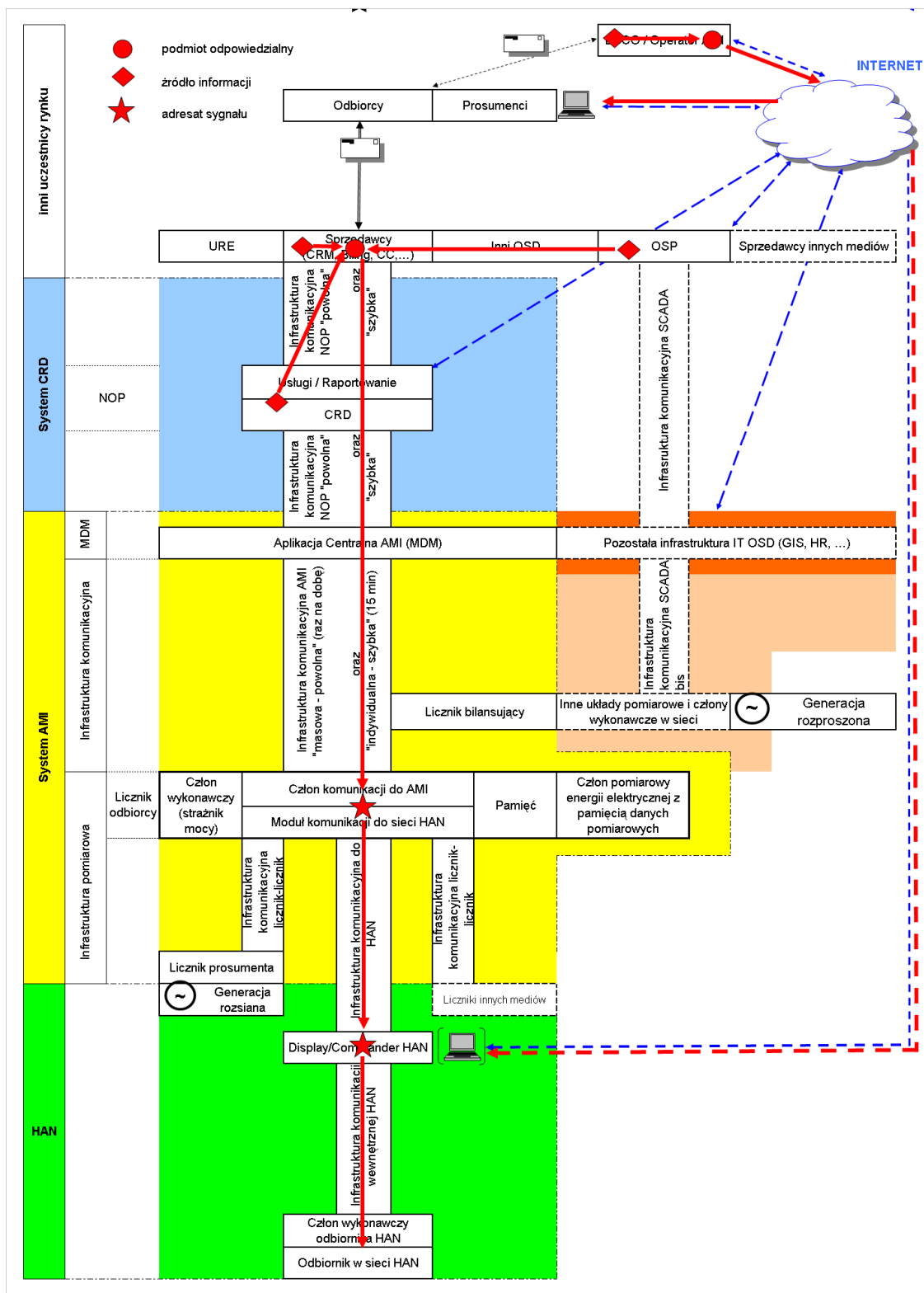
Rys. 5.4. Dynamiczne kreowanie cen, np. dla taryf RTP, CPP, ToU z ceną indeksowaną

Podmiotem odpowiedzialnym są sprzedawcy.

Założeniem fundamentalnym dla tej funkcjonalności jest zwolnienie sprzedawców z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia przez Prezesa URE taryf dla odbiorców w grupach G.

Przedmiotowa funkcjonalność dotyczy kontraktów, w których cena energii nie jest ustalona z góry, tylko podlega bieżącemu indeksowaniu, a kontrakt de facto ustala jedynie mechanizm indeksacji. W zależności od jego kształtu podstawą kalkulacji ceny przewidywanej np. na następną godzinę lub następne godziny, mogą być informacje historyczne (np. ekstrapolacja pozwalająca przewidzieć przekroczenie wartości krytycznej) lub informacje bieżące, np. z giełdy energii lub OSP (w zakresie Mechanizmu Rynku Bilansującego). Można także przewidzieć pojawienie się ustawowo umocowanego podmiotu gromadzącego informacje o zawartych i zrealizowanych kontraktach bilateralnych (np. NOP), widzianych jako segment rynku niezależny od giełdy. NOP, jako depozytariusz wszystkich ww. rodzajów informacji może dokonywać ich reasumpcji i jej wyniki oferować sprzedawcom.

Informacja przetworzona lub wykorzystana przez sprzedawców, przekazywana jest torem komunikacji szybkiej poprzez liczniki odbiorców do Panelu Sieci Domowej, który, korzystając z przechowywanej w jego pamięci informacji o elementach stałych aktualnie obowiązującej taryfy dystrybucyjnej oraz cennika energii będzie prezentował odbiorcy aktualny bieżący lub przewidywany na następną godzinę koszt zaopatrzenia w energię jako funkcję aktualnych stawek i cen oraz bieżącego zużycia.



Rys. 5.5. Narzędzie ujawnienia elastyczności cenowej popytu

Podmiotem odpowiedzialnym za wykreowanie sygnału cenowego jest sprzedawca na podstawie informacji z NOP oraz OSP. Sygnały cenowe transmitowane są torem komunikacji szybkiej poprzez licznik energii do Panelu Sieci Domowej,.

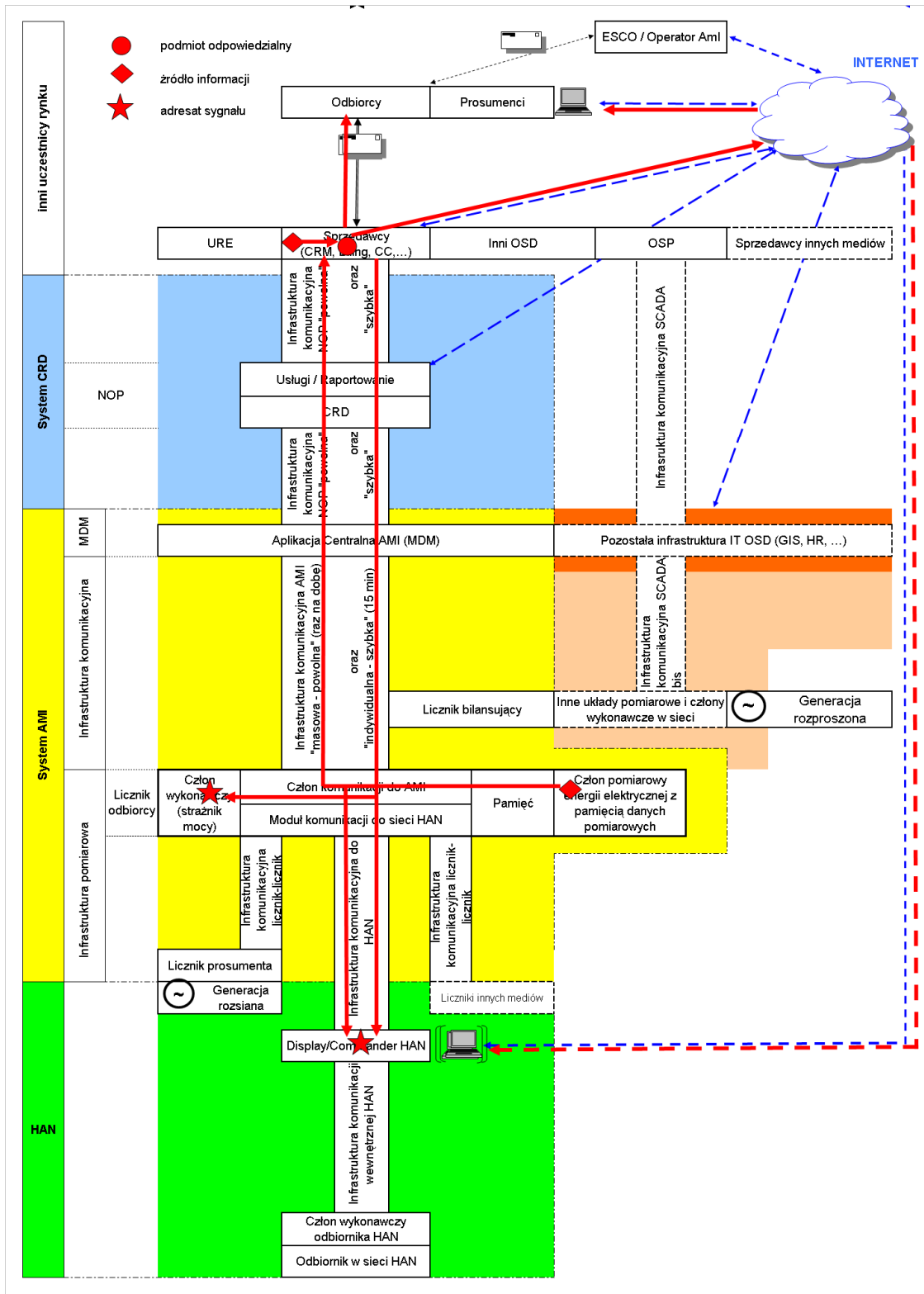
Informacja przetworzona lub wykorzystana przez sprzedawców przekazywana jest torem komunikacji szybkiej przez liczniki odbiorców do Panelu Sieci Domowej, jako członu wykonawczego predefiniowanych decyzji odbiorcy odnośnie kryteriów (powyżej jakiego poziomu ceny energii) i w jakim stopniu reagować ograniczeniem popytu. Decyzje te przekazywane są do poszczególnych odbiorników z wykorzystaniem infrastruktury komunikacji wewnętrznej HAN.

Odpowiedź odbiorcy na zmieniającą się cenę obserwowana jest, z opóźnieniem dobowym, na podstawie informacji napływających do CRD dla celów rozliczeniowych.

Dodatkowo, zmiana poboru energii widoczna jest w czasie rzeczywistym na licznikach bilansujących, z tego względu OSD E powinny zostać zobligowane prawnie do bieżącego (z częstotliwością raz na godzinę) przekazywania tych danych do CRD celem udostępnienia ich przedsiębiorstwom obrotu (z zachowaniem zastrzeżenia ochrony danych indywidualnych) .

Statystycznie opracowany obraz odpowiedzi odbiorców na zmianę cen energii (jej szybkość i amplituda) jest podstawową (obok kosztu zakupu energii na rynku hurtowym) informacją decydującą o kształtowaniu przez przedsiębiorstwa obrotu ofert na kolejne okresy (podstawa szacowania pozostającej w ew. dyspozycji przestrzeni na marżę).

W kształtowaniu dynamiki odpowiedzi popytowej na cenę energii mogą istotną rolę odegrać aktualnie praktycznie nieobecne na rynku firmy typu ESCO.



Rys. 5.6. Funkcjonalność licznika przedpłatowego (w tym na życzenie odbiorcy)

Funkcjonalność opisana poniżej dotyczy wyłącznie odbiorców obsługiwanych na podstawie umowy kompleksowej.

Podmiotem odpowiedzialnym jest sprzedawca – nadawca komend „wyłącz” i „załącz” oraz opcjonalnie sygnału ostrzegawczego o wyczerpywaniu się kredytu.

Informacja o bieżącym zużyciu energii jest przekazywana do CRD a następnie sprzedawcy za pośrednictwem kanału komunikacji powolnej AMI. Ta sama informacja jest przekazywana do Panelu Sieci Domowej odbiorcy. Informacja o pozostałym kredycie – na podstawie ekstrapolacji dotychczasowego zużycia - jest przekazywana do Panelu łączem internetowym lub opcjonalnie innym wybranym kanałem komunikacyjnym. Opcjonalne ostrzeżenie o wyczerpywaniu się kredytu⁷ a następnie komenda wstrzymania dostawy po wyczerpaniu kredytu oraz wznowienia dostawy po odnowieniu kredytu przekazywane są szybkim kanałem komunikacji AMI.

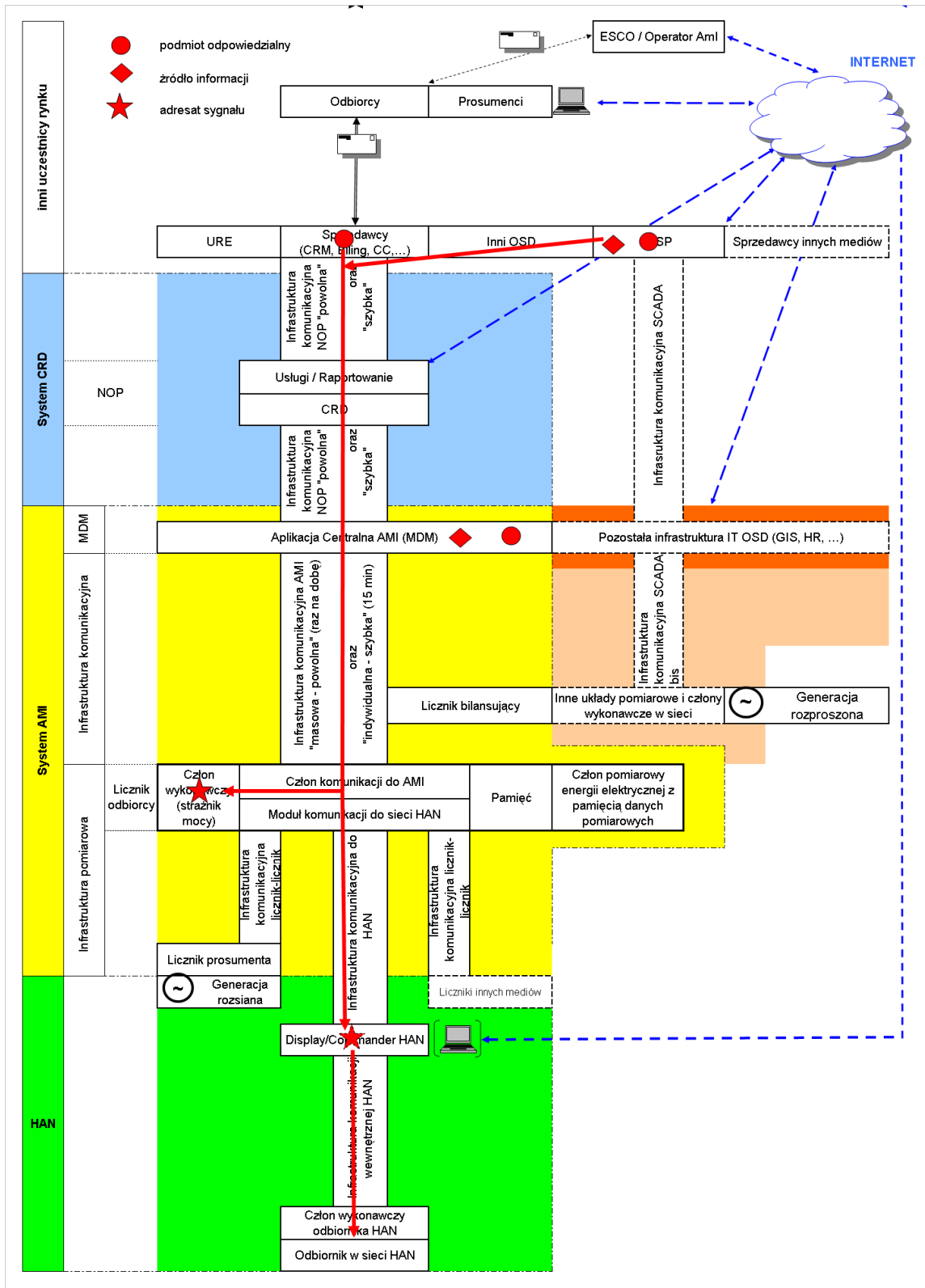
Tryb ten pozwala na zachowanie ograniczonej precyzji oceny przesłanek do wyłączenia z powodu wyczerpania kredytu, spowodowanej koniecznością oparcia się na interpolacji wewnątrz doby. W praktyce oznacza to tryb „wyłączenia o północy”⁸, jeżeli pozostały kredyt nie wystarcza na pokrycie zużycia ekstrapolowanego na następną dobę lub wyłączenia w ciągu doby w punkcie interpolowanym (przybliżonym) i ew. wyrównaniu „długu” z kolejnej wpłaty, jeżeli z rozliczenia tej doby będzie wynikało, że wyłączenie nastąpiło po przekroczeniu kredytu.

Szczególnym przypadkiem tej funkcjonalności jest realizacja zdalnego wstrzymania dostawy z powodu zwłoki w płatnościach, po wyczerpaniu określonej odrębnie procedury „ostrzegawczej”, której istotnym elementem może być stopniowe ograniczanie mocy dostępnej.

Funkcjonalność opisana powyżej powinna być udostępniona wszystkim odbiorcom, jako opcjonalna forma realizowania należności, co nie wyklucza możliwości stosowania specjalizowanych (precyzyjnych) liczników przedpłatowych względem odbiorców „trudnych”, pod warunkiem ich współpracy z systemem AMI, w szczególności z wykorzystaniem innych kanałów komunikacji.

⁷ Może mieć zastosowanie wyłącznie w odniesieniu do odbiorców wpłacających kwoty kilkakrotnie przekraczające koszt dobowego zużycia. Wpłacenie przez odbiorcę kwoty niższej od kosztu dobowego zużycia nie uruchamia procedury przedpłatowej w opisanej funkcjonalności

⁸ Ze względu na rozłożenie w czasie dobowej transmisji danych pomiarowych, bramka oceny „wypłatności” odbiorcy może być zatraskiwana w innym – ustalonym – momencie doby.



Rys. 5.7. Realizacja kontraktowanych usług DSR

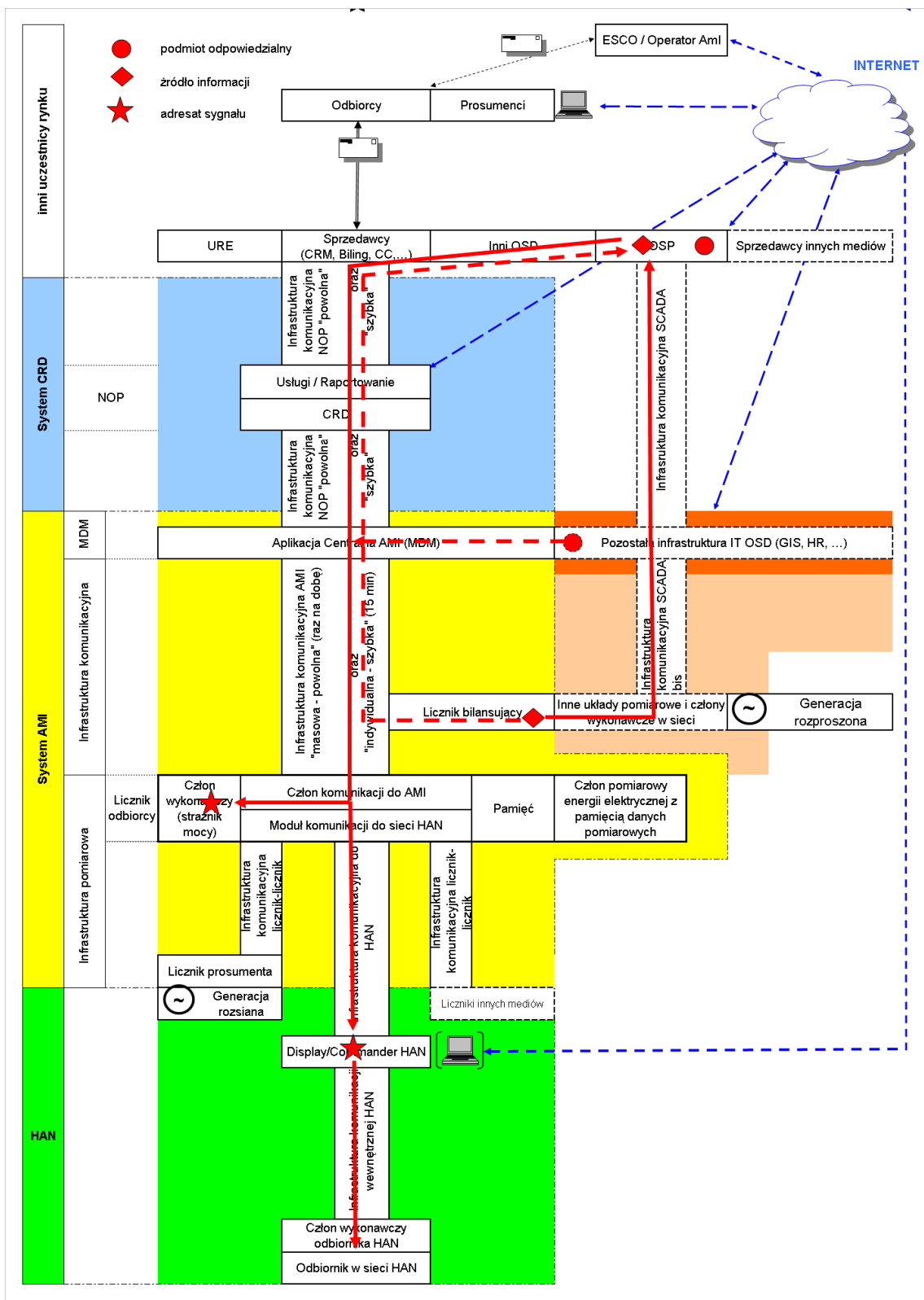
Podmiotem odpowiedzialnym jest odpowiednio: sprzedawca lub OSP (ew. OSD E) jako gestor określonego programu DSR.

Sygnal o potrzebie realizacji usługi DSR wychodzi od gestora programu DSR i kanałem komunikacji szybkiej, dociera do licznika odbiorcy.

Interpretacja sygnału polega na aktywowaniu strażnika mocy na poziomie wynikającym z sygnału DSR.

Ograniczenie mocy dostępnej dla odbiorcy, realizowane przez człon wykonawczy licznika odbiorcy z zaprogramowaną zwłoką (1 min.), niezbędną dla przekazania informacji do Panelu Sieci Domowej, które – zgodnie z predefiniowaną hierarchią priorytetów zarządza koincydencją dopuszczalnego załączania poszczególnych odbiorników w sposób zabezpieczający ciągłość zasilania urządzeń krytycznych pomimo ograniczenia mocy dostępnej. W ten sposób odbiorca może uniknąć zadziałania komendy na „wyłącz” ze strony strażnika mocy i konieczności uciążliwego „testowania” przez kolejne wyłączenia zasilania poziomu mocy aktualnie dostępnej. Celem tego rozwiązania jest ograniczenie do minimum uciążliwości dla odbiorcy wynikającej z uczestnictwa w programach DSR.

Rozliczenie za wykonanie/niewykonanie umówionej usługi z określonym odbiorcą realizowane jest w trybie rozliczeń z gestorem programu DSR wg funkcjonalności opisanej na Rys. 5.1.



Rys. 5.8. Narzędzie realizowania awaryjnego ograniczania mocy

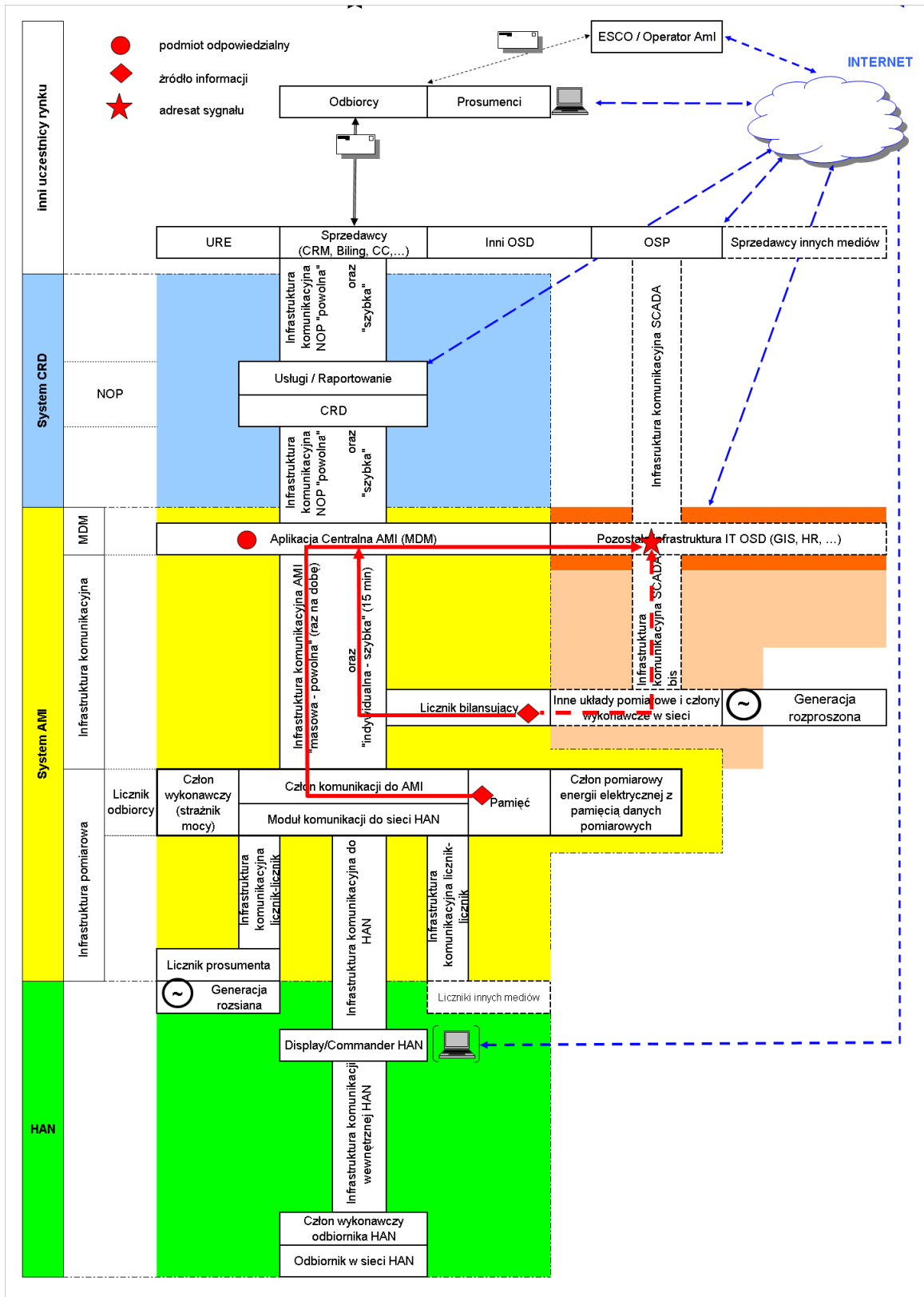
Podmiotem odpowiedzialnym jest OSP, ew. OSD E.

Sygnal „ogranicz moc - emergency” (niekoniecznie „wyłącz”!) przekazywany jest torem komunikacji szybkiej do licznika odbiorcy, którego człon wykonawczy realizuje polecenie ograniczenia dostępnej mocy umownej z założoną maksymalną zwłoką czasową (1 min.). Sygnal o ograniczeniu mocy przekazywany jest do Panelu Sieci Domowej, który zarządza dostosowaniem pracy odbiorników odbiorcy do zadekretowanego ograniczenia mocy bez konieczności całkowitego odłączenia odbiorcy, analogicznie do realizowania opisanej w 5.7 funkcji DSR.

Na licznikach bilansujących, rozmieszczonych w stacjach SN/nN, obserwowana jest odpowiedź w trybie operacyjnym, warunkująca ew. sięgnięcie po kolejny stopień ograniczania mocy. Ze względu na konieczne skrócenie do minimum czasu tej obserwacji uzasadnione jest wykorzystanie do transmisji tego sygnału infrastruktury SCADA bis.

Zastosowanie tej funkcjonalności musi mieć umocowanie ustawowe odnośnie do okoliczności zaistnienia i skali wykorzystania, natomiast jej wykorzystanie nie powinno pociągać skutków odszkodowawczych lub im ekwiwalentnych.

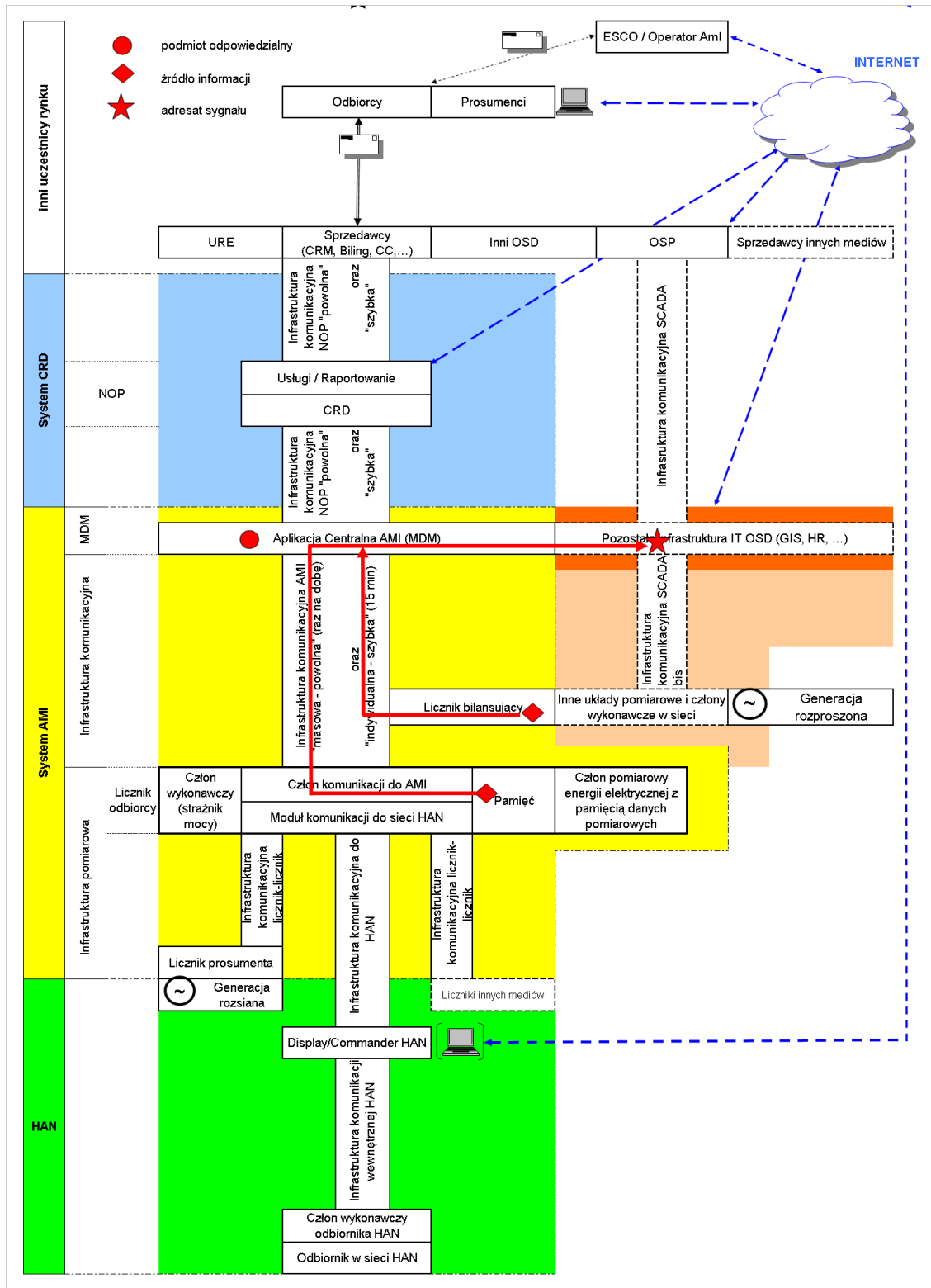
Pomimo podobieństwa technicznego tego rozwiązania do opisanego w 5.7. podkreślenia wymaga fundamentalna różnica uwarunkowań formalno-prawnych (w odniesieniu do podmiotów uprawnionych i skutków dla odbiorcy), co uzasadnia odrębną prezentację przedmiotowych rozwiązań.



Rys. 5.9. Identyfikacja przerw w zasilaniu oraz obszarowa kontrola jakości zasilania

Podmiotem odpowiedzialnym jest OSD E.

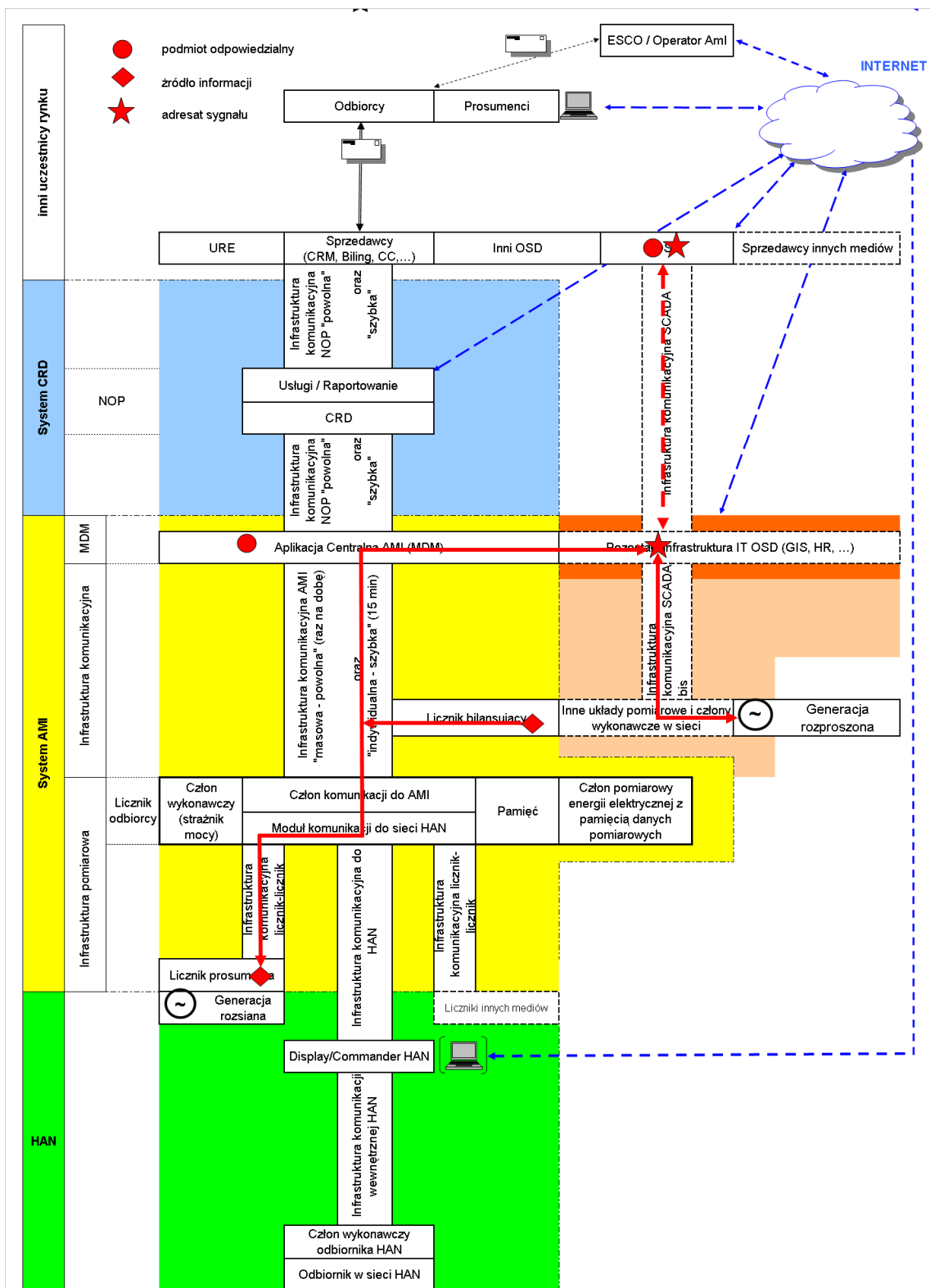
Informacje z liczników odbiorców dotyczące czasu wystąpienia i długości trwania zaniku napięcia, w określonych sytuacjach skorelowane ze wskazaniami liczników bilansujących, przetwarzane przez systemy OSD E na podstawie informacji zgromadzonych w Aplikacji Centralnej AMI, uruchamiają odpowiednie procedury obsługiwane przez infrastrukturę IT OSD E, które pozwalają na właściwą interpretację otrzymanych sygnałów i podjęcie stosownych działań.



Rys. 5.10. Identyfikacja nielegalnego poboru

Podmiotem odpowiedzialnym jest OSD E.

Korelacje pomiędzy zmianami wskazań liczników odbiorców i liczników bilansujących, analizowane przez systemy OSD E na podstawie informacji zgromadzonych w Aplikacji Centralnej AMI, ew. uzupełnione o alarmy z liczników odbiorców (otwarcie obudowy) skorelowane ze zmianą wskazań tych liczników uruchamiają odpowiednie procedury typowania miejsca i dokumentowania poziomu wielkości nielegalnego poboru, realizowane przez dedykowane aplikacje w strukturze IT OSD E, stanowiąc podstawę do wszczynania postępowań windykacyjnych, umocowanych w odpowiednich przepisach.



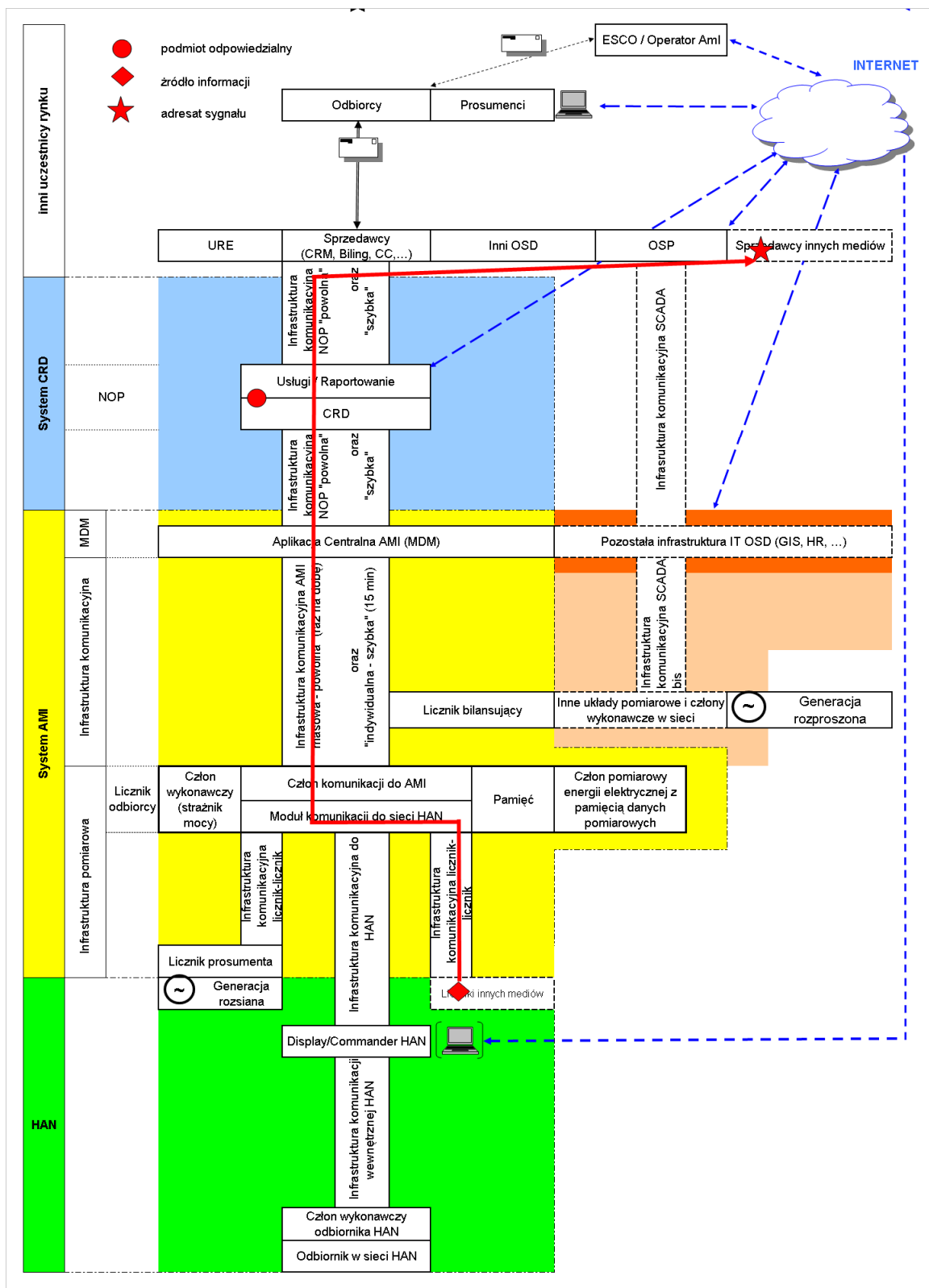
Rys. 5.11. Zarządzanie pracą sieci oraz skorelowane zarządzanie generacją rozproszoną

Podmiotem odpowiedzialnym jest OSD E lub OSP.

Status źródeł przyłączonych do sieci OSD E jest obserwowany odpowiednio za pośrednictwem kanału szybkiej komunikacji AMI (generacja rozszana, o mocach zainstalowanych poniżej 40kW) oraz SCADA bis (generacja rozproszona).

Te same kanały są wykorzystywane do przekazywania ew. komend zwrotnych do źródeł.

W zależności od mocy zainstalowanej źródła wytwórczego zróżnicowany powinien być zakres wymagań wobec liczników prosumenckich.



Rys. 5.12. Obsługa innych mediów

Moduł komunikacyjny do sieci HAN licznika odbiorcy końcowego, pełniący rolę „bramki”, odbiera informacje odczytowe od liczników innych mediów.

Kanałem komunikacji powolnej informacje te są przekazywane za pośrednictwem Aplikacji Centralnej AMI do CRD, gdzie zostają zdeponowane.

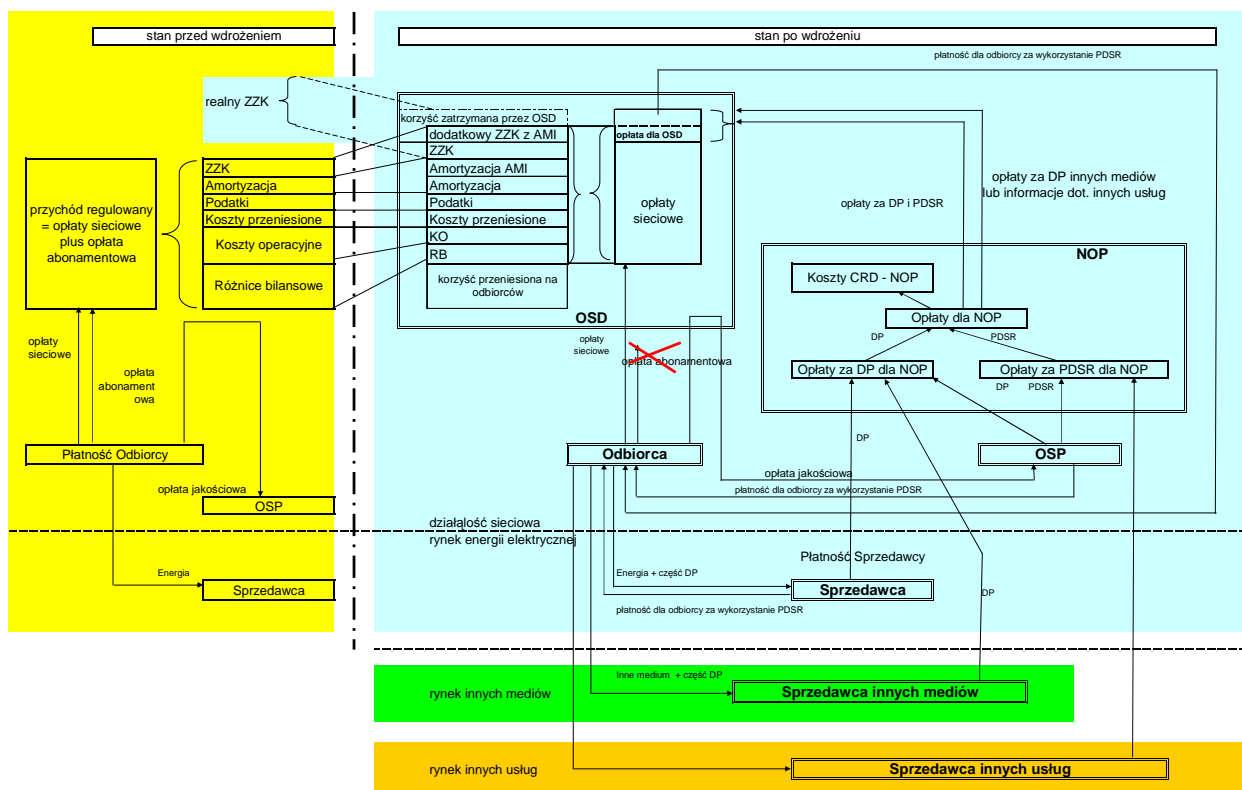
NOP odbierając te informacje od OSD E płaci OSD E za usługę udostępnienia kanału komunikacyjnego, na zasadach identycznych jak dane pomiarowe energii elektrycznej, tj. po stawkach ustalonych przez Prezesa URE, a następnie, na analogicznych zasadach jak w odniesieniu do energii elektrycznej udostępnia te informacje uprawnionym sprzedawcom innych mediów.

Obsługa ta jest realizowana na rzecz innych mediów opcjonalnie, na zasadzie outsourcingu, z zachowaniem obowiązujących zasad zapewnienia jej bezpieczeństwa i niezawodności.

Udział innych mediów w wykorzystaniu infrastruktury komunikacyjnej i bazodanowej poprawia jej ekonomikę z punktu widzenia odbiorców energii elektrycznej, zaś z drugiej strony świadczenie usług inkasenckich i – ew. – bilingowych po kosztach radykalnie niższych niż w technologiach tradycyjnych, może zapewnić korzyść operatorom i sprzedawcom innych mediów, a w konsekwencji ich odbiorcom

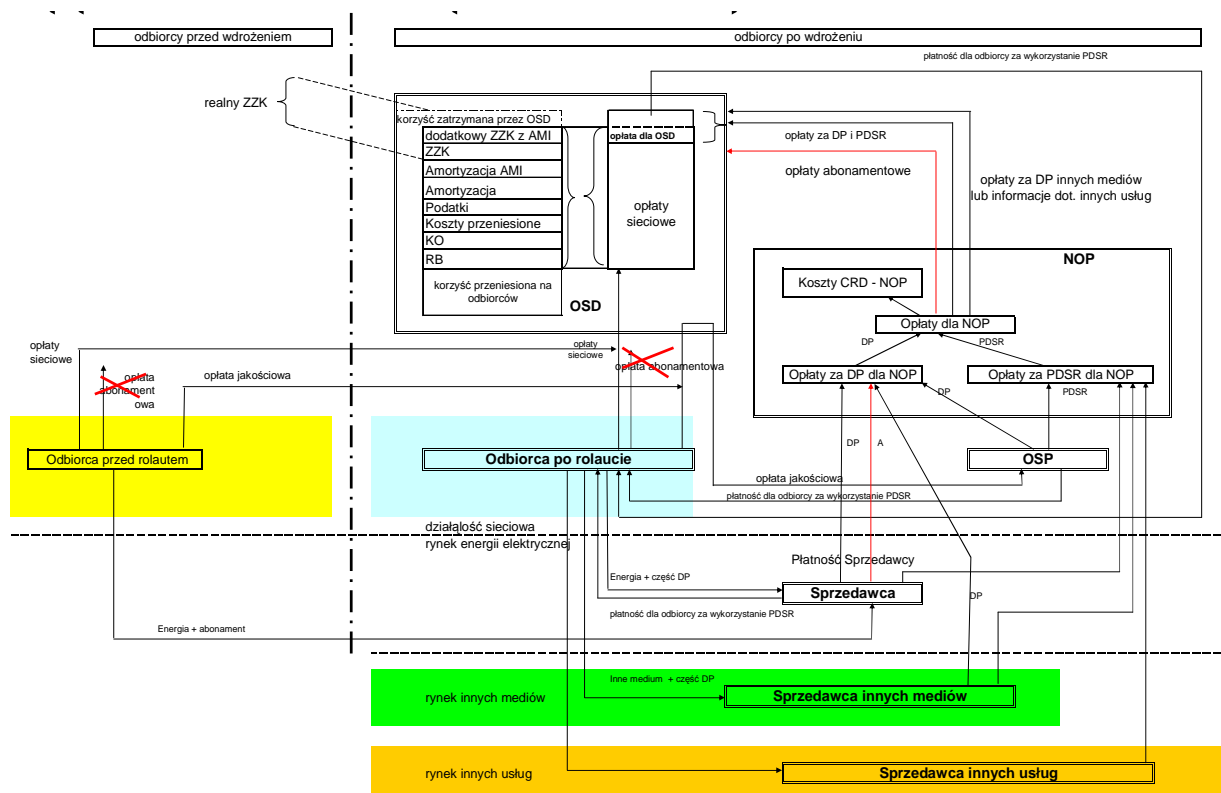
CZĘŚĆ TRZECIA – MECHANIZM REDYSTRYBUCJI KORZYŚCI

Zarówno przytoczone powyżej analizy własne i projekty pilotażowe, jak i bogata literatura tematu, wskazują na silnie asymetryczny rozkład kosztów i korzyści z wdrożenia systemu AMI pomiędzy poszczególnych uczestników rynku energii elektrycznej oraz (opcjonalnie) innych mediów i usług. Z tego względu właściwym rozwiązaniem wydaje się wprowadzenie pozostających pod kontrolą Prezesa URE opłat, zastępujących dzisiejszą opłatę abonamentową, których umiejscowienie w systemie taryfowym, w porównaniu do stanu obecnego, przedstawiono na rys. 6.1.



Rys. 6.1. Opłaty za usługi NOP jako mechanizm redystrybucji korzyści w stanie docelowym

Odrębne zagadnienie stanowi problem stanu przejściowego, w którym stopniowo malejąca część odbiorców będzie rozliczana na podstawie wskazań dotychczasowych liczników, natomiast rosnąć będzie populacja odbiorców korzystających z liczników „smart”, a obydwa zbiory będą współistniały. Model opłat dla stanu przejściowego przedstawiono na rys. 6.2.



Rys. 6.2. Opłaty za usługi NOP jako mechanizm redystrybucji korzyści w stanie przejściowym

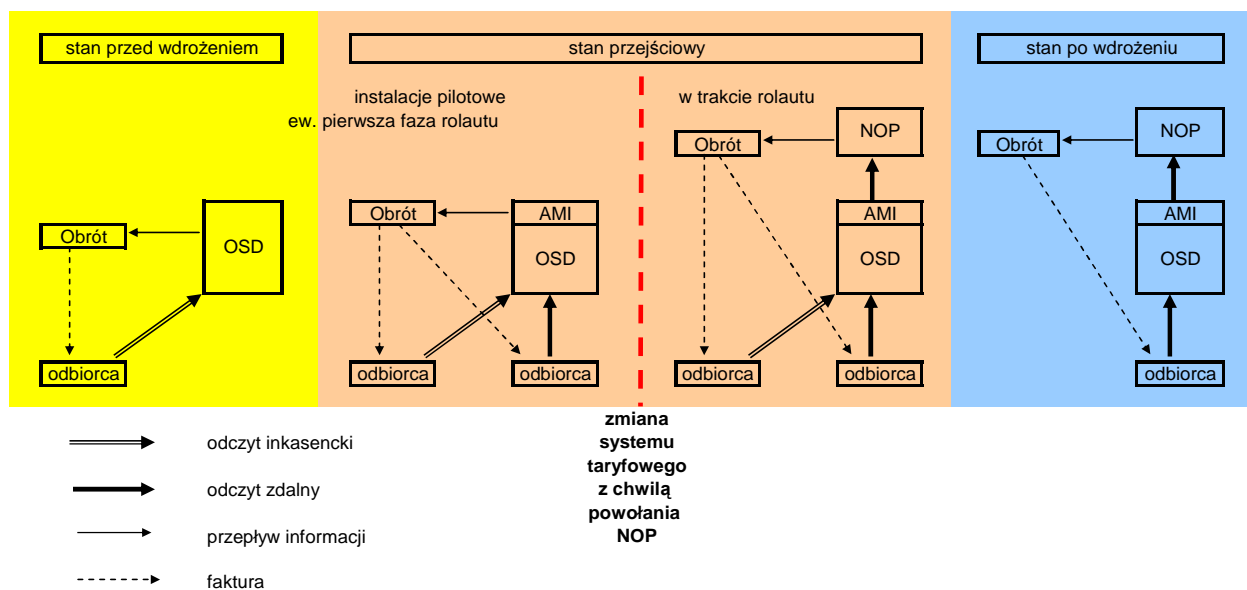
Konieczność zapewnienia stabilności przepływów finansowych, także w okresie przejściowym, w tym stabilnego źródła utrzymania NOP, wymaga, by opłata abonamentowa wnoszona przez Sprzedawców była niezależna od „gęstości” Danych Pomiarowych w czasie, tzn. kwota opłaty nie powinna zależeć od liczby „zakupionych” Danych Pomiarowych (czy są to dane z automatycznych odczytów dobowych czy np. inkasenckich odczytów miesięcznych), ale od długości okresu, jakiego dotyczą. Akceptacja zasady „opłata za pojedynczy pomiar” niosłaby bowiem ryzyko, że Sprzedawcy (przynajmniej niektórzy) nie kupowaliby dostępnych już profili dobowych, poprzestając na zagregowanych danych miesięcznych, co stanowiłoby istotne zagrożenie dla równowagi finansowej całego systemu, ale – co ważniejsze – naruszałoby możliwość zrealizowania celów założonych w interesie publicznym.

Podobnie, ujednolicenia w skali całego rynku wymaga wysokość wnoszonych przez Sprzedawców opłat abonamentowych w funkcji częstotliwości odczytu tradycyjnego (za dane pomiarowe odbiorców jeszcze nie wyposażonych w liczniki z komunikacją dwustronną). Aktualnie bowiem opłaty te, pozostając w strukturze taryfy OSD E, są zróżnicowane ze względu na pewną swobodę przedsiębiorstw w kalkulowaniu taryfy.

Symetrycznej regulacji wymaga strumień opłat pobieranych przez OSD E od NOP dla OSD E⁹ za przekazywane mu informacje (udostępnienie kanału komunikacyjnego). Pozyskane z Systemu AMI Dane Pomiarowe będą wystawiane na sprzedaż po cenie ustalonej przez Prezesa URE w taryfie NOP, podobnie dane pozyskiwane w trybie inkasenckim będą wystawiane na sprzedaż po stawkach opłaty abonamentowej ustalonej w taryfie NOP dla OSD E, zróżnicowanych ze względu na faktyczną częstotliwość odczytów. Przychody OSD E będą więc sumą wpływów z opłat za DP i opłat abonamentowych, przy czym pierwszy składnik będzie miał tendencję rosnącą a drugi zanikającą.

Strumieniem równoległym do opisanego powyżej będzie strumień opłat za PDSR, od OSP (a w przyszłości także od Sprzedawców oferujących programy DSR-owe) poprzez NOP do OSD E.

Relacje pomiędzy podmiotami działającymi na rynku energii i ich zmiany w wyniku realizacji procesu przedstawiono na Rys. 6.3. Założeniem fundamentalnym jest kierowanie do Aplikacji Centralnej AMI, od chwili jej utworzenia, wszystkich danych pomiarowych, niezależnie od trybu pozyskania (z odczytu ręcznego czy zdalnego), a od



Rys. 6.3. Ewolucja relacji pomiędzy uczestnikami rynku

⁹ Mamy tu do czynienia ze specyficzną „taryfą ujemną” – w taryfie NOP zatwierdzone będą bowiem stawki, według których NOP będzie płacił OSD E lub, alternatywnie, z jednolitą dla wszystkich OSD stawką „wklejoną” do ich taryf, na wzór stosowanej aktualnie stawki jakościowej, kalkulowanej w procesie taryfowym OSP, ale obecnej w taryfach OSD

uruchomienia CRD NOP – przekazywanie ich do NOP. Zasadzie tej podlegać powinny wszystkie dane stanowiące podstawę rozliczania odbiorcy w umowie kompleksowej (także informacje o przekroczeniach mocy i ponadumownym poborze energii biernej, jeżeli parametry te są przedmiotem umowy kompleksowej).

Z chwilą uruchomienia funkcjonalności NOP zmianie musi ulec system taryfowy w zakresie przepływu środków z opłaty abonamentowej, poprzez przeniesienie jej na Sprzedawców, także w odniesieniu do odbiorców odczytywanych ręcznie. W ten sposób wszyscy odbiorcy będą traktowani jednakowo (bez względu na status ich licznika) a strumień środków z opłaty abonamentowej będzie stopniowo zanikał w miarę postępu masowego wdrożenia liczników.

Inwestycja w system AMI, do zrealizowania przez OSD E, jest kluczowa dla „otwarcia” sieci na generację rozproszoną i rozsianą a także dla uruchomienia całej palety narzędzi zarządzania popytem, rozumianych jako niezbędne uzupełnienie zarządzania tymi źródłami w ramach bilansowania mocy w systemie, co należy rozumieć jako „korzyść wspólną” dla wszystkich uczestników rynku energii. Jednakże to na samym OSD E spoczywa ciężar takiego skonfigurowania procesów (w tym inwestycji), aby umożliwić zaktywizowanie funkcjonalności kluczowych dla innych uczestników rynku.

Mając na uwadze opisane powyżej uwarunkowania, Prezes URE postanowił określić minimalne funkcjonalności, jakie powinien posiadać System AMI wdrażany przez OSD E oraz wymagania odnośnie sposobu, w który powinno przebiegać wdrożenie, co znajduje odzwierciedlenie w części czwartej Stanowiska..

Z drugiej strony, w trosce o równowagę interesów przedsiębiorstw elektroenergetycznych i odbiorców również w krótkim horyzoncie czasowym, Prezes URE jest przekonany, że uzasadnione i konieczne jest także określenie z góry zasad, zgodnie z którymi wysiłek inwestycyjny we wdrażanie tych systemów znajdzie swoje odzwierciedlenie w procesie zatwierdzania taryf, tj. w jaki sposób będzie dokonywany podział kosztów i korzyści pomiędzy przedsiębiorstwa i odbiorców, tak, by stworzyć mechanizm zachęcający poszczególnych OSD E do inwestycji w oczekiwane rozwiązania, co znajduje odzwierciedlenie w części piątej Stanowiska.

Odnotowania wymaga również, że warunkiem koniecznym do uzyskania oczekiwanych korzyści z wdrożenia inteligentnego opomiarowania jest dodatkowo zapewnienie poprawnego modelu rynku energii elektrycznej. Krytycznym zagadnieniem w tym zakresie jest pełne uwolnienie z obowiązku zatwierdzania taryf w obrocie oraz odzwierciedlenie wartości energii w poszczególnych lokalizacjach systemu, tak aby działania podejmowane przez wytwórców lub odbiorców (samodzielnie lub za pośrednictwem Podmiotów Odpowiedzialnych za Bilansowanie) przyczyniały się do

poprawy efektywności funkcjonowania systemu oraz były zgodne z potrzebami w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa jego pracy. W przeciwnym przypadku działania podejmowane przez uczestników rynku z wykorzystaniem inteligentnego opomiarowania mogłyby powodować lokalnie negatywne skutki dla systemu oraz efektywności ekonomicznej rynku, wobec czego uzyskanie zakładanych korzyści mogłoby okazać się niemożliwe.

Wynika stąd konieczność współbieżnego z masowym wdrożeniem liczników i budowaniem kompetencji inteligentnej sieci, przeprowadzenie reformy mechanizmów funkcjonowania rynku.

CZĘŚĆ CZWARTA – WYMAGANIA WOBEC SPRZĘTU I PROCESU WDRAŻANIA

4.1. Wymagania ogólne dla inwestycji w rozwój sieci „Smart”

Część wymagań szczegółowych może być realizowana na wiele sposobów, bez naruszania zasady wzajemnego współdziałania elementów budowanych przez różne podmioty. Należą do nich w szczególności:

- zakres wymagań gwarancyjnych¹⁰, który powinien być optymalizowany w powiązaniu z kosztami inwestycyjnymi i kosztami utrzymania systemu oraz
- konieczność zapewnienia bezpieczeństwa danych w celu ochrony prywatności odbiorców energii,
- realizowanie wymaganych Stanowiskiem funkcjonalności przez różne systemy informatyczne, w zależności od architektury IT danego przedsiębiorstwa

Rozpatrując bezpieczeństwo danych należy z jednej strony wyróżnić wszystkie elementy AMI, które umożliwiają dostęp do danych, a z drugiej strony zdefiniować mechanizmy bezpieczeństwa w ramach poszczególnych funkcji bezpieczeństwa, które zapewnią bezpieczeństwo danych.

Do kluczowych elementów AMI którym trzeba zapewnić bezpieczeństwo należą co najmniej :

- Dane pomiarowe

¹⁰ Zakres wymagań gwarancyjnych oddziałuje na koszt nabycia ale też determinuje obniżenie kosztów utrzymania (w przypadku ujawnienia się wad produktu). Celem tego wymagania jest wskazanie potrzeby poszukiwania równowagi pomiędzy eskalowaniem wymagań gwarancyjnych (powodujących podnoszenie poziomu możliwej do uzyskania ceny) a ryzykiem poniesienia zwiększonych kosztów utrzymania

- Liczniki
- Infrastruktura OSD E (informatyczna i komunikacyjna)
- Użytkownicy mający dostęp do systemu AMI
- Baza Danych
- Raporty udostępniane z systemu AMI
- Infrastruktura WAN i LAN
- Wyświetlacz HAN oraz dedykowany mu kanał komunikacji

Każdy z tych obszarów musi mieć zapewnioną ochroną w ramach funkcji bezpieczeństwa: dostępności, uwierzytelniania, poufności, rozliczalności oraz integralności¹¹:

Przykładowe zalecane do zastosowania środki ochrony to:

- Środki ochrony kryptograficznej: komunikacja pomiędzy różnymi elementami Systemu AMI powinna być szyfrowana zgodnie z najlepszymi praktykami¹², przy wykorzystaniu aktualnych metod szyfrowania;
- Hasła dostępu, autoryzacja, procedury wewnętrzne: cały System AMI powinien posiadać zabezpieczenia przepływu danych wrażliwych do systemów informatycznych innych uczestników rynku energii;
- Procedury wewnętrzne, polityka bezpieczeństwa, logowanie zdarzeń: System powinien być zabezpieczony przed trwałym usunięciem/utrata danych pomiarowych, a wszelkie zmiany/weryfikacje danych wprowadzonych powinny być udokumentowane i możliwe do cofnięcia;

Niezależnie od wymagań o charakterze ogólnym, dedykowanych do wszystkich elementów systemu, wyróżnić można wymagania funkcjonalne, które mogą być zrealizowane w sposób alternatywny, tj. z zaangażowaniem różnych elementów systemu. W szczególności, System AMI powinien umożliwiać dostarczenie odbiorcy obowiązujących aktualnie wartości:

¹¹ Dostępność (ang. availability) - cecha informacji określająca, że upoważnione osoby mogą z niej skorzystać w wymaganym miejscu i czasie.

Uwierzytelnianie (ang. authentication) – proces polegający na zweryfikowaniu zadeklarowanej tożsamości osoby, urzędnika lub usługi biorącej udział w wymianie danych.

Poufność (ang. confidentiality) - funkcja bezpieczeństwa wskazująca obszar, w którym dane nie powinny być udostępniane lub ujawniane nieuprawnionym osobom, procesom lub innym podmiotom.

Rozliczalność (ang. accountability) - jedna z podstawowych funkcji bezpieczeństwa zapewniająca, że określone działanie dowolnego podmiotu może być jednoznacznie przypisane temu podmiotowi.

Integralność danych (ang. data integrity) - funkcja bezpieczeństwa polegająca na tym, że dane nie zostały zmienione, dodane lub usunięte w nieautoryzowany sposób.)

- a. z aktualnego cennika energii obowiązującego tego odbiorcę, w postaci: cena – okres obowiązywania, np. w kolejnej godzinie lub od ostatniej zmiany;
- b. stawek aktualnej taryfy dystrybucyjnej w postaci: stawka – okres jej obowiązywania,

w sposób umożliwiający odbiorcy energii ustalenie jego bieżącego kosztu zaopatrzenia w energię elektryczną.

4.2. Wymagania szczegółowe dla OSD E w zakresie Systemu AMI

4.2.1. Minimalne wymagania dla Aplikacji Centralnej Systemu AMI

4.2.1.1. Minimalne wymagania funkcjonalne dla Aplikacji Centralnej Systemu AMI w zakresie postępowania z danymi pomiarowymi:

- a. Systemy OSD E powinny umożliwiać wprowadzanie i korektę danych pomiarowych (z zachowaniem kopii pierwotnych danych), w szczególności dla liczników jeszcze nie przyłączonych do systemu AMI;
- b. Identyfikacja odbiorcy w Aplikacji Centralnej powinna opierać się wyłącznie na indywidualnym numerze identyfikacyjnym Punktu Poboru Energii (PPE) skorelowanym z numerem licznika, przypisanym do miejsca pomiaru; dostęp do danych tele-adresowych odbiorców powinien być dodatkowo zabezpieczony w stosunku do dostępu do danych pomiarowych.
- c. Aplikacja Centralna Systemu AMI powinna umożliwiać przeglądanie danych źródłowych pozyskanych z pomiarów;
- d. Aplikacja Centralna Systemu AMI – do czasu uruchomienia CRD i podjęcia tej funkcji przez NOP - powinna przechowywać dane pomiarowe co najmniej przez okres wymagany regulacją prawną, do celów rozliczeniowych, reklamacyjnych, windykacyjnych oraz podatkowych, a dane uznane za dane osobowe przez okres wymagany przepisami o ochronie danych osobowych;
- e. Systemy IT powinny umożliwiać, na podstawie zarejestrowanych informacji źródłowych, określanie zaistnienia i długości trwania przerw w zasilaniu odbiorców końcowych oraz określanie obszarów sieci i długości trwania okresów odchylenia napięcia poza zakres wymagany określonymi przepisami.
- f. Aplikacja Centralna Systemu AMI powinna umożliwiać rozbudowę Systemu AMI o dodatkowe liczniki, bez konieczności wymiany dotychczasowych elementów Systemu oraz bez wpływu na wydajność Aplikacji Centralnej.

- g. Aplikacja Centralna Systemu AMI powinna umożliwiać pełną kontrolę dostępu do danych pomiarowych ze strony personelu uprawnionego oraz uniemożliwiać ten dostęp ze strony osób nieuprawnionych

4.2.1.2. Minimalne wymagania funkcjonalne Aplikacji Centralnej w zakresie sterowania licznikami wchodzącymi w skład Systemu AMI

- a. Aplikacja Centralna Systemu AMI powinna umożliwiać samoczynne zgłaszanie (aktywowanie) licznika odbiorcy w Aplikacji Centralnej i nawiązanie komunikacji licznika z Systemem, w warunkach masowej wymiany co najmniej wskazana jest pełna automatyzacja procesu logowania się liczników w Systemie oraz nadzoru nad tym procesem;
- b. Aplikacja Centralna Systemu AMI powinna umożliwiać, przy zachowaniu integralności oprogramowania metrologicznego, zdalne sterowanie licznikami poprzez zmianę ich parametrów w trybach:
 - natychmiastowym,
 - na z góry określony moment oraz
 - cyklicznym;
- c. Aplikacja Centralna Systemu AMI powinna umożliwiać weryfikację statusu komunikacji z licznikami, które zostały zarejestrowane w systemie;
- d. Aplikacja Centralna Systemu AMI powinna umożliwiać zdalne sterowanie dostarczaniem energii elektrycznej do odbiorców końcowych, w szczególności:
 - System AMI powinien umożliwiać zdalne wstrzymywanie i wznowianie dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, w tym realizowanie funkcji przedpłatowej;
 - System AMI powinien umożliwiać zdalne ograniczanie i zwiększanie, w granicach mocy umownej, mocy dostępnej dla odbiorcy końcowego.

4.2.1.3. Minimalne wymagania funkcjonalne Aplikacji Centralnej Systemu AMI jako źródła informacji oraz kanału komunikacji z odbiorcą i innymi użytkownikami, w szczególności:

- a. Aplikacja Centralna powinna udostępniać 100% danych pomiarowych uprawnionym uczestnikom rynku energii w terminie niezbędnym do zrealizowania ich zadań, w szczególności dotyczy to przekazywania danych rozliczeniowych w terminie umożliwiającym przeprowadzenie rozliczeń z odbiorcami:
 - do przedsiębiorstw obrotu do czasu wdrożenia CRD,
 - do CRD od chwili jego uruchomienia;

Przez 100% danych rozumieć należy wszystkie dane pomiarowe niezbędne do przeprowadzenia rozliczeń, niezależnie od trybu, w jakim zostały pozyskane. W praktyce oznaczać to może, że określony margines danych, w przypadkach, gdy odczyt i dostarczenie danych do systemu nie było możliwe z przyczyn technicznych, będzie pochodził z odczytu ręcznego lub będzie ustalany w wyniku ekstrapolacji z zastosowaniem profili standardowych. Istotą tego wymagania jest, że sprzedawca, a docelowo NOP na potrzeby sprzedawców będzie pozyskiwał wszystkie dane z jednego źródła. Wymaganie to jest szczególnie istotne w okresie roll'outu, kiedy istotna część danych pomiarowych będzie jeszcze pochodziła z odczytu ręcznego

- b. Aplikacja Centralna Systemu AMI powinna umożliwiać generowanie raportów na potrzeby OSD E i Regulatora w odniesieniu do działalności sieciowej;
- c. Aplikacja Centralna Systemu AMI powinna umożliwiać przekazywanie do odbiorcy końcowego sygnałów i komend DSR oraz odbiór sygnałów zwrotnych;
- d. Aplikacja Centralna Systemu AMI powinna umożliwiać odpowiednio: OSD E oraz innym użytkownikom, w szczególności Sprzedawcom, pełnienie roli informacyjnej dla odbiorców końcowych, w szczególności:
 - Aplikacja Centralna Systemu AMI powinna umożliwiać przekazywanie do odbiorców końcowych informacji o cenie energii elektrycznej i jej dostawy nie rzadziej niż raz na godzinę;
 - Aplikacja Centralna Systemu AMI (a od jego uruchomienia - CRD) powinna umożliwiać pozyskiwanie przez odbiorcę końcowego informacji o wykorzystaniu energii elektrycznej uśrednionym w ujęciu historycznym;
 - Aplikacja Centralna Systemu AMI powinna umożliwiać, do czasu uruchomienia NOP, stosownie do potrzeb, dostarczenie do odbiorcy końcowego wszystkich informacji (w tym informacji od Sprzedawcy), niezbędnych dla określenia bieżącego kosztu zaopatrzenia w energię¹³.

4.2.2. Minimalne wymagania dla infrastruktury komunikacyjnej Systemu AMI:

- a. Infrastruktura komunikacyjna Systemu AMI powinna umożliwiać dostarczenie odczytanych danych:
 - z liczników odbiorców końcowych:

¹³ Powyższe nie oznacza, że to Aplikacja Centralna ma być źródłem tych informacji – ma jedynie umożliwiać ich dostarczenie do odbiorcy i to jedynie do tego odbiorcy, który tej informacji wymaga (np. wartość ceny energii na kolejną godzinę tylko do odbiorcy z taryfą RTP).

- lokalnie (do tych odbiorców): w interwałach 15-minutowych w postaci wielkości energii czynnej pobranej / wygenerowanej oraz wartości maksymalnej mocy pobranej/wprowadzonej do sieci, oraz
 - do Aplikacji Centralnej: nie rzadziej niż raz na dobę, w postaci danych zagregowanych do interwałów godzinowych w zakresie pobranej energii i wartości pobranej mocy z oknem kroczącym co 15 min (96 danych),
- z liczników prosumenckich zainstalowanych na źródłach o mocy zainstalowanej nie większej niż 40kW, ale większej niż próg generowania przepływów odwrotnych:
 - lokalnie (do tych odbiorców) w interwałach 15-minutowych oraz
 - do Aplikacji Centralnej nie rzadziej niż raz na dobę, w postaci danych zagregowanych do interwałów 15-minutowych w zakresie energii czynnej (96 danych) oraz energii biernej w przypadku określonych typów źródeł wytwórczych,
- z liczników prosumenckich zainstalowanych na źródłach odnawialnych o mocy mniejszej niż próg generowania przepływów odwrotnych:
 - lokalnie do tych odbiorców w interwałach 15 minutowych
 - do Aplikacji Centralnej raz na dobę, w postaci wartości wygenerowanej energii czynnej, zagregowanej do interwału 24-godzinnego;
- z liczników bilansujących do Aplikacji Centralnej: w interwałach 15-minutowych:
 - a. Dane pomiarowe dotyczące energii czynnej w obu kierunkach;
 - b. Dane pomiarowe dotyczące energii biernej w obu kierunkach, konieczne dla bilansów stanu pracy sieci;
 - c. Dane pomiarowe dotyczące energii pozornej w obu kierunkach;
 - d. Datę oraz czas wykonania pomiaru;
 - e. Informacje o zdarzeniach awaryjnych, w tym o przekroczeniach progów, o których mowa w pkt. 4.2.5.8.
- b. Infrastruktura komunikacyjna Systemu AMI powinna umożliwiać rozbudowę Systemu AMI o dodatkowe liczniki, bez konieczności wymiany dotychczasowych elementów oraz przy zachowaniu parametrów jakościowych.
- c. Infrastruktura komunikacyjna Systemu AMI powinna być oparta o technologie komunikacji umożliwiające:
 - równoległe pozyskiwanie danych z wielu liczników;
 - zapewnienie poprawności przesyłanych danych;
 - wysyłanie danych pomiarowych z liczników odbiorców końcowych do Aplikacji Centralnej co najmniej raz na dobę;

- wysyłanie danych pomiarowych z liczników prosumenckich do Aplikacji Centralnej raz na dobę;
 - wysyłanie danych pomiarowych z liczników bilansujących do Aplikacji Centralnej w cyklu 15-minutowym;
 - sygnałów kontrolnych z Aplikacji Centralnej do wszystkich liczników w przeciągu 15 minut, ze skutecznością 95%;
 - komunikatów i alarmów z liczników do Aplikacji Centralnej w trybie natychmiastowym, przy zachowaniu czasów własnych urządzeń;
- d. Komunikacja z Systemem AMI powinna odbywać się za pomocą powszechnie stosowanych standardów.
- e. Infrastruktura komunikacyjna powinna umożliwiać podgląd przesyłanych informacji oraz ich deformację

4.2.3. Minimalne wymagania dla liczników działających w Systemie AMI na przyłączach odbiorców końcowych:

- 4.2.3.1.** Liczniki powinny być zgodne z unijnymi oraz krajowymi wytycznymi w zakresie metrologii urządzeń pomiarowych.
- 4.2.3.2.** Liczniki powinny umożliwiać rejestrację energii elektrycznej czynnej pobieranej z sieci OSD E z zadaną częstotliwością, w szczególności co 15 min;
- 4.2.3.3.** Odczyt liczników powinien móc odbywać się zarówno lokalnie jak i zdalnie¹⁴.
- 4.2.3.4.** Liczniki powinny przekazywać do Aplikacji Centralnej co najmniej raz na dobę następujący katalog informacji:
- a. dane pomiarowe dotyczące energii czynnej pobranej z sieci OSD E, (96 wartości na dobę);
 - b. Datę oraz czas wykonania pomiaru;
 - c. Unikalny identyfikator urządzenia pomiarowego;
 - d. Inne informacje, w szczególności dane odczytowe innych mediów;
- 4.2.3.5.** Liczniki powinny przekazywać do Aplikacji Centralnej w trybie natychmiastowym¹⁵:
- a. Informacje o zaniku napięcia (w przypadku fizycznej możliwości nawiązania połączenia z Aplikacją Centralną)
 - b. Informacje o powrocie napięcia i długości trwania przerwy;
 - c. Informacje o przekroczeniu progów dopuszczalnych odchyłeń napięcia (znaczniki czasu zaistnienia przekroczenia progu i powrotu do wartości poniżej progu)

¹⁴ Odczyt lokalny oznacza możliwość odczytywania wskazań licznika w miejscu dogodnym dla odbiorcy

¹⁵ Z uwzględnieniem fizycznych możliwości wynikających z zastosowanej technologii komunikacyjnej (intencją wymagania jest wszczęcie procedury komunikacyjnej bezpośrednio po zaistnieniu zdarzenia a nie po założonym z góry okresie gromadzenia i przechowywania informacji)

- d. Informacje o statusie wskaźnika naruszenia integralności urządzenia, w tym m.in. otwarcie obudowy lub zadziaływanie zewnętrznym polem magnetycznym.
- 4.2.3.6.** Liczniki powinny przekazywać do aplikacji w trybie na żądanie:
- a. Odczyt na żądanie
 - b. Bieżące ustawienia urządzenia;
 - c. Pełen dziennik zdarzeń zawierający nie mniej niż 200 informacji o zdarzeniach w module pamięciowym, nadpisywanych jednostkowo;
- 4.2.3.7.** Licznik odbiorcy powinien umożliwiać pozyskiwanie przez odbiorcę końcowego informacji o aktualnym wykorzystaniu energii elektrycznej uśrednionym w okresach 15 minut lub o bieżącym zużyciu energii (narastająco);
- 4.2.3.8.** Licznik odbiorcy końcowego, w skład którego wchodzi w szczególności człon pomiarowy, człon wykonawczy oraz człony komunikacyjne, powinien posiadać konstrukcję umożliwiającą zastosowanie różnych technologii zapewniających komunikację z siecią domową, w szczególności Panel Sieci Domowej, oraz z licznikami innych mediów. Sposób dołączania modułu komunikacyjnego do sieci HAN powinien być oparty o powszechnie stosowane standardy i protokoły a licznik powinien zapewnić możliwość dostosowania wewnętrznego oprogramowania bez ingerencji w człon pomiarowy i pamięć danych pomiarowych.
- 4.2.3.9.** Moduł komunikacyjny licznika odbiorcy powinien udostępniać protokół komunikacyjny (API) umożliwiający urządzeniom działającym w ramach sieci domowej na komunikację z licznikiem i udostępnianie odbiorcy przynajmniej następujących informacji:
- a. Dane pomiarowe dotyczące energii czynnej pobranej z sieci OSD E oraz wartości mocy czynnej w cyklu 15-minutowym;
 - b. Datę oraz czas wykonania pomiaru;
 - c. Komunikaty od operatora;
 - d. Informacje o zmianie ceny energii na kolejną godzinę, wynikające z aktualnego cennika energii obowiązującego odbiorcę;
 - e. Inne dane, np. dane pomiarowe z liczników innych mediów;
 - f. Unikalny identyfikator urządzenia pomiarowego.
- 4.2.3.10.** Licznik odbiorcy powinien umożliwiać przechowywanie:
- a. danych odczytowych, w pamięci członu pomiarowego, przez okres 60 dni, nadpisywanych wraz z kolejnymi odczytami,
 - b. nie mniej niż 200 informacji o innych zdarzeniach, w module pamięciowym, nadpisywanych jednostkowo;

- 4.2.3.11.** Człon wykonawczy licznika odbiorcy końcowego powinien umożliwiać:
- a. ustalenie określonej w umowie wartości mocy umownej z dokładnością do 0,1 kW,
 - b. realizację, w trybie odwracalnym, ograniczenia wartości mocy dostępnej dla odbiorcy względem wartości ustalonej w umowie, na potrzeby:
 - realizowania usług DSR lub ograniczenia mocy w trybie „emergency”,
 - procedury ostrzegawczej poprzedzającej odłączenie odbiorcy z powodu zalegania z płatnościami
 - c. wykonanie komendy odłącz odbiorcę (stycznik)
 - d. za wyjątkiem procedury odłączenia z powodu zaległości płatniczych, poprzedzenie fizycznego odłączenia odbiorcy wysłaniem do Panelu Sieci Domowej informacji o aktualnym poziomie mocy dostępnej celem umożliwienia odpowiedniego dostosowania obciążenia i odczekanie na reakcję przez okres 1 minuty.

4.2.3.12. Okres ekonomicznego wykorzystania licznika odbiorcy końcowego powinien być nie krótszy niż 8 lat. Konieczna jest optymalizacja wymagań gwarancyjnych dla tego okresu.

4.2.4. Minimalne wymagania dla liczników działających w Systemie AMI zainstalowanych na źródłach prosumentów:

4.2.4.1. Liczniki instalowane na źródłach prosumentów (w przypadku mocy zainstalowanej w źródle nie wyższej niż 40 kW ale większej niż próg generowania przepływów odwrotnych) powinny realizować następujące funkcje:

- a. Odczyt urządzeń powinien móc odbywać się zarówno lokalnie jak zdalnie.
- a. Licznik powinien dokonywać pomiaru energii czynnej (oddanie) oraz energii biernej w przypadku określonych typów źródeł wytwórczych.
- b. Urządzenia powinny umożliwiać przekazywanie do Aplikacji Centralnej, raz na dobę, następującego katalogu informacji:
 - Dane pomiarowe dotyczące energii czynnej (96 wartości) oraz opcjonalnie energii biernej (96 wartości);
 - Datę oraz czas wykonania pomiarów;

Liczniki instalowane na źródłach prosumentów (w przypadku mocy zainstalowanej w źródle odnawialnym nie wyższej niż próg generowania przepływów odwrotnych) powinny realizować następujące funkcje:

- a. Odczyt urządzeń powinien móc odbywać się wyłącznie zdalnie.
- b. Licznik powinien dokonywać pomiaru energii czynnej (oddanie) w interwałach 15 minutowych

c. Urządzenia powinny umożliwiać przekazywanie do Aplikacji Centralnej wartości wygenerowanej energii czynnej, raz na dobę, w postaci zagregowanej do interwału 24-godzinnego.

4.2.4.2. Liczniki powinny spełniać wymagania zdefiniowane przez OSD E w warunkach przyłączeniowych, w szczególności powinny być kompatybilne co do interfejsu komunikacyjnego z licznikiem, o którym mowa w pkt. **4.2.3.**

4.2.4.3. Okres ekonomicznego wykorzystania licznika prosumenta powinien być nie krótszy niż 8 lat. Konieczna jest optymalizacja wymagań gwarancyjnych dla tego okresu.

4.2.5. Minimalne wymagania dla liczników bilansujących działających w Systemie AMI:

4.2.5.1. Urządzenia powinny być zgodne z unijnymi oraz krajowymi wytycznymi w zakresie metrologii urządzeń pomiarowych.

4.2.5.2. Odczyt urządzeń powinien móc odbywać się zarówno lokalnie jak i zdalnie.

4.2.5.3. Licznik powinien dokonywać pomiaru energii w czterech kwadrantach

4.2.5.4. Licznik powinien dokonywać pomiaru mocy 15-minutowych z oknem kroczącym co 15 min.

4.2.5.5. Licznik powinien dokonywać pomiaru co najmniej:

a. napięć i prądów fazowych;

b. kątów napięć i prądów (φ odniesione do napięcia dla jednej z faz);

c. mocy czynnej, biernej i pozornej;

4.2.5.6. Licznik powinien umożliwiać zapis profilu wartości chwilowych minimalnych i maksymalnych napięć zmierzonych w okresie uśredniania. Dla każdej zarejestrowanej wartości napięcia licznik powinien zapisać odpowiadającą jej wartość prądu.

4.2.5.7. Licznik powinien umożliwiać lokalne i zdalne definiowanie co najmniej 4 progów przekroczenia / zapadu napięcia, jako wartości procentowej odchylenia od napięcia znamionowego.

4.2.5.8. Licznik powinien przekazywać do Aplikacji Centralnej w interwałach przynajmniej 15-minutowych następujący katalog informacji:

f. Dane pomiarowe dotyczące energii czynnej w obu kierunkach;

g. Dane pomiarowe dotyczące energii biernej w obu kierunkach;

h. Dane pomiarowe dotyczące energii pozornej w obu kierunkach;

i. Datę oraz czas wykonania pomiaru;

j. Informacje o zdarzeniach awaryjnych, w tym o przekroczeniach progów, o których mowa w pkt. 4.2.5.8.

4.2.5.9. Okres ekonomicznego wykorzystania licznika bilansującego powinien być nie krótszy niż 8 lat. Konieczna jest optymalizacja wymagań gwarancyjnych dla tego okresu.

4.2.5.10. Każda stacja SN/nN działająca w ramach Systemu AMI powinna być wyposażona w przynajmniej jeden licznik bilansujący (w sposób umożliwiający pomiar całkowitego poboru energii na nN), z możliwością docelowego wyposażenia w liczniki bilansujące wszystkich, lub wybranych linii odpiływowych, o ile będzie to miało uzasadnienie.

4.3. Wymagania dotyczące sposobu wdrożenia Systemu AMI

4.3.1. OSD E powinien wdrażać System AMI w sposób zapewniający minimalizację łącznych wydatków na wdrożenie, rozwój i utrzymanie w całym okresie życia inwestycji przy jednoczesnym zachowaniu wymagań opisanych w Stanowisku. Wybór inwestycji związanej z określonymi kosztami dalszego jej rozwoju i utrzymania powinien być dokonywany przy zachowaniu w okresie życia wdrożenia minimalnej wartości dla łącznego kosztu inwestycji początkowej, jej rozwoju oraz utrzymania

4.3.2. Określenie szczegółowej architektury Systemu AMI (w tym sposobu jego integracji z innymi systemami informatycznymi), a także wybór użytych do wdrożenia Systemu AMI technologii, w tym technologii telekomunikacyjnych, leży po stronie OSD E. Architektura wdrażanego rozwiązania musi spełniać minimalne wymagania funkcjonalne opisane w Części drugiej Stanowiska i wymienione w pkt. 4.2. oraz wynikające z nich wymagania wydajnościowe.

4.3.3. System AMI powinien składać się z następujących warstw:

- a. Warstwa Aplikacji Centralnej;
- b. Warstwy komunikacji;
- c. Warstwa metrologii (infrastruktury pomiarowej);

4.3.4. Architektura Systemu AMI powinna umożliwiać wymiennosc technologii komunikacyjnych pomiędzy urządzeniami znajdującymi się w poszczególnych warstwach Systemu AMI.

4.3.5. O ile jest to uzasadnione technicznie i ekonomicznie, wskazane jest, aby OSD E wykorzystywał do wdrożenia Systemu AMI własne zasoby ludzkie.

4.3.6. OSD E musi zapewnić możliwość:

- a. rozwoju Aplikacji Centralnej z zachowaniem warunków konkurencyjnych,
- b. dywersyfikacji dostawców liczników, koncentratorów danych, infrastruktury bądź usług telekomunikacyjnych oraz innych dostaw i usług koniecznych do wdrożenia Systemu AMI.

- 4.3.7.** OSD E musi sprawić, że dostawcy infrastruktury komunikacyjnej pomiędzy koncentratorami danych, a Aplikacją Centralną zapewnią:
- a. Wsparcie techniczne przy instalacji urządzeń i w czasie ich użytkowania;
 - b. Możliwość aktualizacji oprogramowania urządzeń co najmniej przez okres gwarancji, z poszanowaniem integralności oprogramowania wewnętrznego urządzeń pomiarowych;
- 4.3.8.** OSD E musi sprawić, że dostawca / dostawcy aplikacji centralnej zapewni / zapewnią:
- a. Rozwój aplikacji centralnej, w tym przez dostawców innych niż tych, którzy dostarczyli aplikację;
 - b. Możliwość obsługi elementów systemu pochodzących od różnych dostawców;
 - c. Możliwość zintegrowania aplikacji ze środowiskiem informatycznym OSD E;
- 4.3.9.** Przesłankami do typowania obszarów sieci ze względu na kolejność wdrażania Systemu AMI powinny być:
- a. Wysoka koncentracja przestrzenna odbiorców;
 - b. Wysoki poziom różnic bilansowych;
 - c. Wysoka liczba liczników przeznaczonych do legalizacji;
 - d. Wysoki poziom wskaźników SAIDI i SAIFI;
 - e. Duża liczba nowych punktów odbioru (wysoka dynamika przyłączania nowych odbiorców).
- 4.3.10.** Odbiorca przyłączony do sieci OSD E, który wyraził pisemną prośbę o instalację licznika działającego w ramach Systemu AMI powinien zostać przyłączony do Systemu AMI w przeciągu miesiąca od dostarczenia tej prośby OSD E, o ile na dzień dostarczenia tej prośby istnieje techniczna możliwość nawiązania komunikacji pomiędzy licznikiem instalowanym u odbiorcy, a aplikacją centralną AMI.
- 4.3.11.** Jeżeli na dzień dostarczenia wniosku odbiorcy obszar sieci, na którym znajduje się przyłączy odbiorcy nie jest objęty infrastrukturą Systemu AMI, koszt wymiany licznika i zapewnienia komunikacji pomiędzy licznikiem, a aplikacją centralną ponosi odbiorca. Jeżeli nie ma możliwości technicznej zapewnienia komunikacji, OSD E odmawia przyspieszonej instalacji licznika AMI u odbiorcy.

CZĘŚĆ PIĄTA – REGUŁY REGULACYJNE W ZAKRESIE STYMULACJI I KONTROLI WYKONANIA

5.1. Ramy ogólne

5.1.1. W ocenie Prezesa URE poprawne wdrożenie Systemu AMI jest niewątpliwie korzystne dla uczestników rynku elektroenergetycznego postrzeganych jako zbiorowość. Uwarunkowane jest to jednak zapewnieniem przez System AMI niezbędnych funkcjonalności. W związku z tym, celem uniknięcia inwestycji nietrafionych (dysfunkcyjnych z punktu widzenia pożądanego celu), z drugiej zaś strony, ze względu na fakt, że z uciekającym czasem zagrożenia narastają, - celem zmobilizowania przedsiębiorstw do zintensyfikowania wysiłków w tym zakresie minimalne wymagania przedstawione w Części czwartej muszą być uzupełnione/wspierane stosownymi regułami regulacyjnymi.

Jak wspomniano wcześniej, wszystkie znane próby oceny korzyści i kosztów wdrożenia technologii AMI wskazują na asymetrię ich rozkładu, polegającą na skumulowaniu kosztów głównie po stronie OSD E a korzyści głównie po stronie Sprzedawców i odbiorców. Kluczowym mechanizmem częściowej redystrybucji korzyści ze strony Sprzedawców na stronę OSD E jest opisana w Części trzeciej opłata za pomiar (DP) oraz za potencjał usługi DSR (PDSR). Ze względu na konieczność uniknięcia zaburzenia rynku obrotu energią, stawki tych opłat, określone w zatwierdzanej przez Prezesa URE taryfie NOP, muszą być jednakowe dla wszystkich uczestników rynku.

Mechanizm ten ma stanowić uzupełnienie puli korzyści wywołanych w OSD E w wyniku wdrożenia Systemu AMI, w stopniu gwarantującym pozytywną ocenę inwestycji w kategoriach biznesowych w granicach OSD E. Jednakże, ze względu na zróżnicowanie stanu wyjściowego poszczególnych OSD E, przy zachowaniu jednakowych stawek opłat za DP i PDSR dla wszystkich OSD E, zachodzi konieczność uwzględnienia tego zróżnicowania w indywidualnych postępowaniach o zatwierdzenie taryfy dystrybucyjnej.

Jednocześnie, ze względu na „powszechny” charakter korzyści z wdrożenia Systemu AMI, zachodzi także konieczność wdrożenia nie tylko narzędzi stymulowania OSD E do zrealizowania przedmiotowych inwestycji w sposób gwarantujący realizację założonych funkcji celu, ale także identyfikacji i odrzucenia działań pozorowanych, wymuszonych „presją wynikającą z mody” i zrealizowanych po najmniejszych kosztach a przez to dysfunkcyjnych.

W szczególności, ze względu na kluczowe znaczenie Systemu AMI dla bezpieczeństwa elektroenergetycznego, a także wiele mierzalnych i niemierzalnych korzyści, jakie takie wdrożenie może przynieść zarówno odbiorcom, jak i przedsiębiorstwom elektroenergetycznym (OSD E i Sprzedawcom), Prezes URE zdecydowany jest stosować dla takich projektów wynagrodzenie wyższe, niż jest to przewidziane dla innych inwestycji. Co ważne, nagradzany będzie nie tylko poniesiony wysiłek inwestycyjny, ale poszczególne działania OSD E prowadzące do osiągnięcia korzyści z wdrożenia. Wzrost wynagrodzenia związanego z projektem AMI będzie więc proporcjonalny do rzeczywiście osiągniętych korzyści związanych z – np.: – redukcją strat handlowych, redukcją strat technicznych i redukcją kosztów odczytów inkasenckich. Stanowić to będzie odzwierciedlenie faktycznego wzrostu wartości majątku sieciowego po jego „uzbrojeniu” w infrastrukturę AMI. Należy w tym miejscu odnotować, że symetrycznie – zaniechanie pożądaných inwestycji lub realizacja inwestycji niezgodnych co do zakresu (celu) z zapisami niniejszego Stanowiska, skutkować będą stosownym obniżeniem regulacyjnej wartości aktywów, a co za tym idzie obniżeniem stopy zwrotu. Podobnie – ze względu na konieczność ochrony interesu odbiorców byłoby trudne do zaakceptowania osiągnięcie przez OSD E nieograniczonych korzyści z tytułu przyspieszonego wdrożenia systemu a zwłaszcza z tytułu zaktywizowania dodatkowych, aktualnie nie rozpoznanych efektów wdrożenia.

W związku z tym, jakkolwiek mechanizm nagradzania projektu został skonstruowany w sposób, który zachęca do jak najszybszego wdrożenia Systemu AMI, Prezes URE pozostawia sobie prawo do weryfikacji osiągniętych korzyści i przebiegu wdrożenia systemu za pomocą powołanych do tego celu audytów.

Z uwagi na powyższe zachodzi potrzeba określenia a priori zasad, według których kontrolowana będzie realizacja inwestycji w Systemy AMI na ich zgodność z określonymi w niniejszym Stanowisku wymaganiami.

Ze względu na fakt, że wszystkie te czynniki będą w istotny sposób oddziaływały na sytuację ekonomiczną OSD E, uzasadniony wydaje się pogląd, aby zasady te wprowadzone zostały do praktyki w sposób szczegółowo uzgodniony z podmiotami regulowanymi.

Tak więc, w niniejszym dokumencie określone zostają jedynie kierunkowe przesłanki i – tam gdzie to możliwe i uzasadnione – propozycje postulowanych rozwiązań, natomiast ostateczne wypełnienie tych założeń w postaci szczegółowego ustalenia katalogu potencjalnych korzyści poddanych obserwacji, ich parametrów ilościowych, sposobów ich pomiaru i raportowania, formuł ich uwzględniania w kalkulacji przychodu regulowanego,

a także szczegółowych zasad weryfikacji zgodności inwestycji z założoną funkcją celu oraz odpowiednich mechanizmów wnioskowania, będzie przedmiotem odrębnego dokumentu powiązanego, stanowiącego rezultat prac zespołu wyłonionego z przedstawicieli OSD E i URE.

5.1.2. W szczególności, konieczne jest więc doprecyzowanie i rozstrzygnięcie następujących zagadnień:

- w odniesieniu do zakresu funkcjonalności:
 - a. Zasady raportowania postępu prac nad wdrożeniem Systemu AMI,
 - b. Metody weryfikacji osiągania celów projektu (funkcjonalności),
 - c. Zakres skutków dla OSD E określonej oceny (pozytywnej i negatywnej) weryfikacji osiągania celów projektu;
- w odniesieniu do efektów ekonomicznych:
 - d. Zasady oceny korzyści z wdrożenia Systemu AMI (określenie katalogu źródeł i zasad obliczania wysokości korzyści),
 - e. Zasady raportowania osiąganych korzyści z wdrożenia Systemu AMI,
 - f. Definicje kluczowych wskaźników efektywności dotyczących korzyści osiąganych w wyniku wdrożenia Systemu AMI;
- w odniesieniu do skutków taryfowych:
 - g. Zasady obliczania wpływu wdrożenia systemu AMI na koszty uzasadnione,
 - h. Zasady uwzględniania inwestycji w System AMI i korzyści z wdrożenia Systemu AMI w taryfie;
- w odniesieniu do sytuacji nieuregulowanych niniejszym Stanowiskiem:
 - i. Metody weryfikacji granicznej realnej stopy zwrotu z majątku sieciowego.

5.2. Zasady raportowania postępu prac nad wdrożeniem Systemu AMI

5.2.1. Przed rozpoczęciem wdrożenia OSD E prześle Regulatorowi dane wyjściowe służące do wyliczenia oczekiwanych korzyści z wdrożenia. Regulator może zażądać od OSD E zlecenia weryfikacji przekazanych danych przez niezależnego audytora. Wybór audytora oraz koszt audytu podlegać będą akceptacji przez Prezesa URE.

5.2.2. Przed rozpoczęciem wdrożenia OSD E przedstawi w projekcie planu rozwoju oddzielne pozycje dotyczące nakładów wynikających z wdrożenia Systemu AMI.

- 5.2.3.** Przed rozpoczęciem wdrożenia OSD E przedstawi Prezesowi URE zakładany ramowy harmonogram wdrożenia Systemu AMI. Harmonogram ramowy zawierać będzie przynajmniej:
- a. termin wdrożenia aplikacji centralnej;
 - b. listę kolejności obszarów sieci objętych wdrożeniem
 - c. harmonogram ilościowy wdrożenia Systemu AMI w ujęciu kwartalnym w podziale na koncentratory danych, liczniki bilansujące i liczniki odbiorców końcowych;
 - d. harmonogram udostępnienia funkcjonalności pozostałym uczestnikom rynku z wyszczególnieniem listy kamieni milowych dotyczących osiągniętych funkcjonalności systemu;
 - e. katalog przewidywanych korzyści z wdrożenia zdefiniowanych powyżej działań oraz ich przewidywane wartości w latach 2011-2020.
- 5.2.4.** Harmonogram o którym mowa w pkt. 5.2.3., powinien zostać przedstawiony Prezesowi URE:
- a. nie później niż w przeciągu miesiąca od opublikowania Stanowiska przez OSD E, którzy rozpoczęli wdrożenie Systemu AMI, lub
 - b. nie później niż dwa miesiące przed rozpoczęciem wdrożenia Systemu AMI przez pozostałych OSD E.
- 5.2.5.** Prezes URE może wyznaczyć audytora projektu, który będzie z ramienia URE odpowiedzialny za monitorowanie postępów prac nad wdrożeniem Systemu AMI.
- 5.2.6.** OSD E dostarczy do końca pierwszego kwartału każdego roku Regulatorowi raport zawierający podsumowanie postępów prac nad wdrożeniem Systemu AMI. Raport ten będzie obejmował w szczególności:
- a) listę obszarów sieci objętych wdrożeniem w raportowanym okresie,
 - b) ocenę realizacji wypełnienia kamieni milowych, o których mowa w 5.2.3 lit. d.
- 5.2.7.** Raport, o którym mowa w pkt. 5.2.6 będzie zawierał ponadto:
- a) Szczegółowy harmonogram prac wdrożeniowych obejmujący okres najbliższego roku;
 - b) Aktualizację ramowego harmonogramu prac wdrożeniowych, o którym mowa w pkt. 5.2.3;
 - c) Analizę ryzyk wdrożeniowych wraz z proponowanymi sposobami ograniczenia prawdopodobieństwa oraz efektów ich wystąpienia.

5.2.8. Aktualizacja ramowego harmonogramu wdrożenia, o której mowa w pkt. 5.2.7 lit.b, będzie zawierać przynajmniej:

- a) Status prac dla każdego z punktów harmonogramu;
- b) Liczbę dotychczas zainstalowanych koncentratorów danych, liczników bilansujących i liczników u odbiorców końcowych w podziale na kwartały;
- c) Listę punktów harmonogramu ogólnego, dla których OSD E proponuje zmienić terminy rozpoczęcia, lub zakończenia.

5.2.9. Wszystkie zmiany harmonogramu ramowego wdrożenia, o których mowa w pkt. 5.2.8 wymagają uzgodnienia z Regulatorem.

5.3. Metody weryfikacji osiągnięcia celów projektu

Prezes URE może zażądać od OSD E nie częściej niż raz na pół roku przeprowadzenia audytu realizacji celów projektu, który zweryfikuje i potwierdzi:

- a) Status prac każdego z punktów harmonogramu ramowego, o którym mowa w pkt. 5.2.3.;
- b) Zgodność szczegółowego harmonogramu wdrożenia z wytycznymi, o których mowa w pkt. 4.3.
- c) Zgodność realizowanego systemu z minimalnymi wymaganiami funkcjonalnymi, o których mowa w pkt. 4.2.;
- d) Zgodność prac wdrożeniowych z wymaganiami dotyczącymi modelu wdrożenia, o których mowa w pkt. 4.3.
- e) Poprawność wyliczenia poszczególnych korzyści, o których mowa w pkt. 5.2.3. lit. e;
- f) Poprawność wyliczenia poszczególnych kluczowych wskaźników efektywności, o których mowa w pkt. 5.1.2. lit f.

5.4. Zakres skutków dla OSD E określonej negatywnej oceny weryfikacji osiągnięcia celów projektu ¹⁶

5.4.1 Celem projektu jest udostępnienie użytkownikom KSE określonych funkcjonalności, a nie „inwestycji jako takich”, w związku z tym w przypadku gdy:

- a) W czasie określonym w uzgodnionym harmonogramie nie podjęto inwestycji w System AMI, którego celem jest obniżenie kosztów

¹⁶ Zapis ten w praktyce nie powinien być wykorzystany

operacyjnych i kosztów różnicy bilansowej Regulator, określając uzasadniony poziom przychodu regulowanego, uwzględnił będzie w zakresie tych celów poziomy kosztów założone, oparte m.in. na benchmarku europejskim,

- b) nie jest realizowany harmonogram udostępniania funkcjonalności pozostałym uczestnikom rynku - Regulator ograniczy zwrot z kapitału zaangażowanego we wdrożenie Systemu AMI do poziomu odpowiadającego zwrotowi z kapitału zaangażowanego w inwestycje w pozostałe aktywa sieciowe, tj. nie będzie wynagradzał aktywów dysfunkcyjnych;
- c) gdy inwestycje realizowane w ramach wdrażania Systemu AMI nie umożliwiają zrealizowania określonych w Stanowisku minimalnych wymagań - Regulator nie będzie zaliczał powstałego w ich wyniku majątku do majątku sieciowego, ze wszystkimi tego konsekwencjami dla kalkulacji przychodu regulowanego,
- d) gdy wdrażany przez przedsiębiorstwo System AMI będzie *de facto* realizował jedynie zdalny odczyt układów pomiarowych (AMR), wykorzystujący komunikację jednokierunkową, do kalkulacji przychodu regulowanego będzie zaliczana wartość liczników wg cen liczników tradycyjnych, niezależnie od faktycznej wartości zrealizowanej inwestycji.

5.4.2. OSD E jest zobowiązany zastosować się do rekomendacji wydanych przez audytora.

5.5 Zasady oceny korzyści z wdrożenia Systemu AMI (określenie źródeł i zasady obliczania wysokości korzyści)

5.5.1 Ustalony zostaje katalog czynników stanowiących podstawę korzyści, jakie OSD E będzie mógł osiągnąć w wyniku wdrożenia Systemu AMI; w szczególności mogą to być:

- a) ograniczenie strat technicznych
- b) ograniczenie strat handlowych
- c) ograniczenie kosztów operacyjnych odczytu
- d) ew. inne, wskazane przez OSD E

5.5.2 Lista potencjalnych korzyści poddanych obserwacji może być ustalona *a priori* indywidualnie dla każdego OSD E

5.5.3 Ustanawia się wskaźniki efektywności dotyczące korzyści osiąganych w wyniku wdrożenia Systemu AMI;

- 5.5.4 Wyliczenie korzyści, o których mowa w pkt. 5.4.1., będzie następowало na podstawie obiektywnych, mierzalnych parametrów, według z góry określonych, uzgodnionych formuł.
- 5.5.5 Podstawą wyliczenia korzyści będzie ocena zmiany obserwowanego parametru, bez rozstrzygania, czy zmiana ta jest bezpośrednim, czy tylko pośrednim efektem wdrażania Systemu AMI

5.6 Definicje kluczowych wskaźników efektywności dotyczących korzyści osiągniętych w wyniku wdrożenia Systemu AMI

- 5.6.1 Na potrzeby wyliczenia ekonomicznych efektów wdrożenia Systemu AMI zostaną zdefiniowane kluczowe wskaźniki efektywności odnoszące się do korzyści z katalogu określonego zgodnie z pkt. 5. 5.1.
- 5.6.2 Wartości wskaźników , o których mowa w pkt. 5.6.1. będą podstawą oceny wypełnienia założonej funkcji celu.

5.7 Zasady raportowania osiągniętych korzyści z wdrożenia Systemu AMI

- 5.7.1. W latach 2012-2015 każdego roku, nie później niż do 30 czerwca, OSD E dostarczy Regulatorowi raport zawierający wyliczenie korzyści z wdrożenia Systemu AMI, o których mowa w pkt. 5.5.1, a także kluczowych wskaźników efektywności, o których mowa w pkt. 5.6.1.
- 5.7.2. OSD E prześle w załączeniu do raportu, o którym mowa w pkt. 5.6.1 dane źródłowe służące do wyliczenia korzyści i kluczowych wskaźników efektywności oraz, o ile mają zastosowanie, modele oceny obserwowanych parametrów, (np. strat technicznych), o których mowa w pkt. 5.4.1.

5.8 Zasady obliczania wpływu wdrożenia systemu AMI na koszty uzasadnione

- 5.8.1. Regulator uzna za uzasadnione z punktu widzenia kalkulacji taryfy koszty związane z nakładami inwestycyjnymi poniesionymi na wdrożenie Systemu AMI zgodnego co do minimalnych funkcjonalności z wymaganiami wymienionymi w pkt. 4.2.

- 5.8.2.** Jeżeli OSD E wykorzysta do wdrożenia Systemu AMI zasoby własne i będzie to uzasadnione ekonomicznie, to Regulator uzna wydatki związane z wykorzystaniem tych zasobów do wdrożenia Systemu AMI.
- 5.8.3.** OSD E pokryje koszty audytów, o których mowa w pkt. 5.3.1., koszty przygotowania modeli o których mowa w pkt. 5.6.2, a także koszty wykonania innych wymaganych przez Regulatora analiz związanych z monitorowaniem wdrożenia Systemu AMI. Wyżej wymienione koszty zostaną uwzględnione w kalkulacji przychodu regulowanego na kolejny rok obowiązywania taryfy OSD E.
- 5.8.4.** Korzyść z obniżenia kosztu operacyjnego, w rozumieniu przychodu regulowanego, w ciągu okresu regulacji poniżej poziomu ustalonego decyzją regulacyjną (nadefektywne zrealizowanie celu regulacyjnego), w wyniku lub w związku z wdrażaniem Systemu AMI, nie będzie w całości przenoszona na odbiorców jako obniżenie kosztu bazowego dla kolejnego okresu regulacji. Podział tej korzyści pomiędzy przedsiębiorstwo a odbiorców będzie określany na początku okresu regulacji.
- 5.8.5.** Regulator w określaniu uzasadnionego poziomu różnicy bilansowej weźmie pod uwagę redukcję różnicy bilansowej w wyniku wdrożenia Systemu AMI.

5.9 Zasady uwzględniania inwestycji w System AMI i korzyści z wdrożenia Systemu AMI w taryfie

- 5.9.1.** Wszystkie nakłady inwestycyjne poniesione na wdrożenie Systemu AMI zgodnego z wymaganiami opisanymi w pkt. 4.2. oraz w pkt. 4.3. oraz wszelkimi innymi wymaganiami postawionymi przez Regulatora w niniejszym dokumencie będą stanowiły podstawę do kalkulacji zwrotu z zaangażowanego kapitału wyliczonego według uzgodnionej metodologii.
- 5.9.2.** Podstawą do naliczenia zwrotu z kapitału, o którym mowa w pkt. 5.4.1, będzie Wartość Regulacyjna Aktywów dla Systemu AMI ($WRA_{AMI(t)}$), wyznaczona w sposób taki sam, jak w odniesieniu do pozostałych nowych inwestycji sieciowych.
- 5.9.3.** Metodologia, o której mowa w pkt. 5.4.1., będzie przedmiotem odrębnie uzgodnionego dokumentu

5.10 Metody weryfikacji granicznej realnej stopy zwrotu z majątku sieciowego.

Wymaga odnotowania, że intencją Prezesa URE jest stworzenie mechanizmu stymulującego OSD E do zrealizowania inwestycji o charakterze celu publicznego, z zapewnieniem tym przedsiębiorstwom godziwych warunków realizacji tego obowiązku. Efektywne wdrożenie Systemu AMI, w szczególności powiązane z odpowiednim dostosowaniem pozostałych obszarów aktywności przedsiębiorstwa może być źródłem korzyści istotnie przekraczających kwotę pozostającą przedmiotem niniejszej analizy. W sytuacji takiej nie byłoby zgodne z zasadą równoważenia interesów przedsiębiorstw i odbiorców, aby kwota ta w całości pozostała bonusem przedsiębiorstwa. W związku z tym, w przypadku, gdy kwota korzyści zatrzymanej przez OSD E (różnica pomiędzy przychodem regulowanym a poniesionym kosztem) przekroczyłaby dwukrotność kwoty gwarantowanej mechanizmem opisanym w pkt. 5.4.6., kwota przychodu regulowanego w części stanowiącej podstawę kalkulacji stawek sieciowych zostanie obniżona o połowę tej nadwyżki, o ile nie została ona reinwestowana w przyspieszony rozwój Systemu AMI.

CZĘŚĆ SZÓSTA - DEFINICJE

Ilekoć w niniejszym dokumencie jest mowa o poniższych pojęciach, należy je interpretować zgodnie z definicjami zamieszczonymi w tabeli:

	Pojęcie	Definicja
1	API	Ang.: Application Programming Interface, udokumentowany zbiór funkcji programistycznych, których zdalne wywołanie pozwala na dostęp do wybranych funkcjonalności urządzenia lub systemu informatycznego
2	Audyt realizacji celów projektu	Analiza przeprowadzona przez niezależnego audytora projektu, mająca na celu weryfikację zgodności procesu wdrożenia Systemu AMI z zapisami niniejszego dokumentu, a także deklarowane przez OSD E postępy w pracach nad wdrożeniem i osiągnięte korzyści z wdrożenia ze stanem faktycznym
3	CRD	Centralne Repozytorium rynkowych Danych pomiarowych; pozostająca w kompetencji Niezależnego Operatora Pomiarów infrastruktura IT wchodząca w skład Systemu CRD
4	Dana Pomiarowa (DP)	Pakiet informacji podlegający transferowi z licznika odbiorcy końcowego do Aplikacji Centralnej, a następnie z Aplikacji Centralnej do CRD NOP, podlegający dalszemu transferowi z CRD do Sprzedawcy; w przypadku odbiorcy końcowego na pakiet składają się: 96 wartości 15-minutowych poborów energii, identyfikator miejsca pomiaru oraz czas (oznaczenie doby pomiarowej); w przypadku prosumenta pakiet jest rozszerzony o informacje dotyczące pracy jego źródła; w przypadku innych mediów pakiet może być skonfigurowany inaczej.
5	DER	Zarządzanie zasobami rozproszonymi – zbiór środków oddziaływania jednocześnie na poziom odbioru i generacji rozproszonej, w gestii OSP, OSD E i Sprzedawców
6	Dobowy odczyt	Transfer danych pomiarowych z urządzeń pomiarowych do Aplikacji Centralnej raz na dobę; tym samym „dobowy odczyt” nie oznacza „pomiaru raz na dobę” jedynie dokonywany raz na dobę transfer danych pomiarowych pozyskanych w ciągu minionej doby
7	DSM	Zarządzanie odbiorem – zbiór środków oddziaływania na poziom odbioru, w gestii OSP oraz Sprzedawców, w określonych sytuacjach także OSD E
8	DSR	Reakcja strony popytowej na sygnał (cenowy lub inną informację określoną w trybie kontraktowym), przystąpienie odbiorcy do programu DSR jest dobrowolne, ale przyjęte w trybie kontraktowym zobowiązania

		stanowią oblige rekompensowane/sankcjonowane
9	ESCO/Operator Aml	Przedsiębiorstwo prowadzące działalność nakierowaną na oszczędzanie energii dzięki poprawie efektywności jej wykorzystania lub kreowaniu bardziej efektywnych form jej pozyskania; strona trzecia inwestująca w środki poprawy efektywności wykorzystania energii za zwrotem z różnicy w ponoszonych kosztach zaopatrzenia w energię, wspierająca odbiorcę końcowego
10	HAN (ang. Home Area Network), sieć domowa	Sieć urządzeń pozostających w dyspozycji odbiorcy końcowego, komunikujących się z inteligentnym licznikiem będącym elementem Systemu AMI
11	Infrastruktura komunikacyjna AMI „indywidualna – szybka”	Funkcjonalność toru komunikacyjnego, którego zadaniem jest transfer stosunkowo nielicznych komunikatów i informacji pomiędzy Aplikacją Centralną a licznikami, w czasie kilkunastu minut lub bezzwłocznie, w zależności od statusu komunikatu
12	Infrastruktura komunikacyjna AMI „masowa – powolna”	Funkcjonalność toru komunikacyjnego, którego zadaniem jest transfer informacji pomiarowych ze wszystkich liczników do Aplikacji Centralnej, z relatywnie niskim wymaganym poziomem pewności transmisji (transfer raz na dobę z opcją repetycji do skutku
13	Infrastruktura komunikacyjna „licznik – licznik”	Tor komunikacyjny w strefie HAN, pomiędzy licznikiem prosumenta lub licznikiem innych mediów a modułem komunikacyjnym licznika odbiorcy, pełniącym rolę bramki dla tych sygnałów; technologia wykorzystana do komunikacji w strefie HAN może być dowolnie dobrana ze względu na konfigurację przestrzenną i lokalne uwarunkowania
14	Infrastruktura komunikacyjna NOP „powolna”	Funkcjonalność toru komunikacyjnego pomiędzy Aplikacją Centralną AMI a CRD NOP, służąca do transferu danych pomiarowych w cyklu dobowym, z opcją repetycji do skutku
15	Infrastruktura komunikacyjna NOP „szybka”	Funkcjonalność toru komunikacyjnego pomiędzy Aplikacją Centralną AMI a CRD NOP, służąca do transferu sygnałów i komunikatów w interwale kilkunastu minut lub niezwłocznie, w zależności od statusu komunikatu
16	Infrastruktura pomiarowa	Urządzenia pomiarowe (liczniki ze zdolnością komunikowania się), zapewniające pomiar energii elektrycznej na potrzeby Systemu AMI
17	Inteligentna sieć	Sieć elektroenergetyczna, która w sposób efektywny ekonomicznie integruje zachowania i działania wszystkich przyłączonych do niej użytkowników – wytwórców, odbiorców i prowadzących obydwie te działalności - celem zapewnienia funkcjonowania ekonomicznie efektywnego zrównoważonego systemu, charakteryzującego się niskim poziomem strat oraz wysokim poziomem jakości, pewności i

		bezpieczeństwa zasilania
18	Licznik bilansujący	Zlokalizowane w stacji SN/nN urządzenie pomiarowe z członem komunikacyjnym, „widziane” zarówno przez System AMI, jak i SCADA bis, lub alternatywne konstrukcyjnie rozwiązanie równoważne pod względem realizowanych funkcjonalności
19	Licznik odbiorcy	Zespół urządzeń, który poza funkcją metrologiczną realizuje funkcje komunikacyjne w dwóch kierunkach (do aplikacji Centralnej i do odbiorcy), wykonawcze (strażnik mocy i stycznik do realizowania komendy „odłącz odbiorcę”) oraz człon pamięciowy.
20	Licznik prosumenta	Zespół urządzeń zabudowanych na źródle prosumenta lub stanowiący integralną część tego źródła, realizujący funkcje metrologiczne i komunikacyjne; w odniesieniu do źródeł prosumenckich odnawialnych o mocach poniżej progu generowania przepływów odwrotnych wymagania wobec licznika mogą być radykalnie obniżone: brak wyświetlacza do odczytu lokalnego, obniżone wymagania metrologiczne (licznik służy wyłącznie wykazaniu celu emisyjnego)
21	MDM	Aplikacja Centralna Systemu AMI, w gestii OSD E, służąca do zarządzania infrastrukturą AMI oraz danymi pomiarowymi pobieranymi przez Infrastrukturę Pomiarową AMI. Dodatkowo, MDM dostarcza informacje konieczne do celów zarządzania siecią oraz samodzielnego rozliczania usługi dystrybucyjnej (o ile zachodzi taka potrzeba, tj w odniesieniu do odbiorców z rozdzielonymi umowami)
22	Moc dostępna w wyniku ograniczenia	Wartość mocy czynnej 15-minutowej, obniżona w stosunku do mocy umownej na podstawie polecenia operatorskiego, w trybie określonym umową kompleksową lub umową dystrybucyjną
23	Moc umowna	Moc czynna 15-minutowa, określona w umowie kompleksowej lub umowie dystrybucyjnej, jako wartość dopuszczalna, nie większa niż wartość maksymalna ze średnich wartości tej mocy rejestrowanych w okresach 15-minutowych w okresie rozliczeniowym
24	nN	Niskie napięcie
25	NOP	Podmiot odpowiedzialny za magazynowanie, przetwarzanie oraz udostępnianie uprawnionym podmiotom (odpowiednio: Sprzedawcom, samym odbiorcom, innym operatorom oraz agendom administracji publicznej) danych pomiarowych pochodzących od poszczególnych OSD E w Polsce na potrzeby rozliczeń na rynku kreowania ofert rynkowych oraz, statystyki
26	Obniżenie kosztów odczytów	Korzyść OSD E wynikająca z ograniczenia kosztów z tytułu odczytów inkasenckich

27	Obszar sieci	Segment sieci niskiego napięcia ograniczony stacją / stacjami SN/nN, wraz z tymi stacjami
28	Ograniczenie kradzieży infrastruktury	Korzyść OSD E wynikająca z redukcji liczby skradzionych transformatorów oraz innych elementów infrastruktury sieciowej
29	Ograniczenie strat handlowych	Korzyść OSD E wynikająca z ograniczenia wolumenu energii pobranej przez odbiorców, lecz niezafakturowanej
30	Ograniczenie strat technicznych	Korzyść z wdrożenia Systemu AMI, wynikająca z redukcji różnicy bilansowej w części dotyczącej strat energii wynikających z właściwości fizycznych infrastruktury sieciowej
31	Opłata za DP	Opłat za udostępnienie Danej Pomiarowej opisanej w pkt.4
32	Opłata za PDSR	Opłata za udostępnienie kanału komunikacyjnego do transferu komunikatów i sygnałów na potrzeby DSR, w tym DSM
33	Oprogramowanie firmware	Oprogramowanie wbudowane wewnątrz urządzeń będących elementami Systemu AMI
34	OSD E	Operator Systemu Dystrybucyjnego elektroenergetycznego
35	Panel Sieci Domowej Wyświetlacz/Sterownik / Koncentrator Sieci Domowej	Centralny element sieci domowej (ang. HAN, Home Area Network), zapewniający komunikację z licznikiem i odbiornikami odbiorcy oraz (perspektywicznie) z siecią internetową, zapewniający odbiorcy odbiór informacji rynkowych i sygnałów DSR, przesyłanych poprzez System AMI oraz predefiniowanie sposobów reagowania na nie, a także odbiór sygnałów i realizację komend DSR; może być dostarczany przez właściciela programu DSR ew. przez OSD E wraz z licznikiem
36	Pomiar lokalny	Odczyt danych pomiarowych zapisanych w liczniku, wymagający wizyty inkasenckiej na terenie węzła końcowego, bądź węzła bilansującego Systemu AMI
37	Pomiar zdalny	Odczyt danych zapisanych w urządzeniu pomiarowym za pomocą Systemu AMI, nie wymagający wizyty inkasenckiej na terenie węzła końcowego, bądź węzła bilansującego Systemu AMI
38	Potencjał PDSR	Zdolność infrastruktury komunikacyjnej do przesłania do odbiorcy sygnału niezbędnego dla uruchomienia usługi DSR, w tym DSM, oraz odebrania sygnału zwrotnego
39	Prosument	Podmiot pobierający energię elektryczną z sieci OSD E, który jest jednocześnie niewielkim wytwórcą energii elektrycznej, przekazującym ją do sieci OSD E, dysponujący źródłem energii elektrycznej o mocy zainstalowanej łącznej nie większej niż 40 kW.

40	SCADA bis	System, odrębny względem Systemu AMI, służący do bieżącego nadzorowania i zarządzania siecią SN i nN, z wymogami odnośnie przepustowości i pewności transmisji wynikającymi z uwarunkowań ruchu sieci, obejmujący, obok dwustronnej komunikacji i zbierania danych, ich wizualizację, sterowanie pracą elementów sieci, alarmowanie oraz archiwizację danych.
41	SN	Średnie napięcie
42	System AMI	System pomiarowo-rozliczeniowy, składający się z aplikacji centralnej, infrastruktury komunikacji dwukierunkowej, infrastruktury pomiarowej oraz pozostałych elementów służących do zdalnego pomiaru, przesyłania, przechowywania i przetwarzania danych pomiarowych dotyczących energii elektrycznej oraz innych mediów oraz stosownych informacji i komend
43	System CRD	System informatyczny zapewniający magazynowanie, przetwarzanie oraz przekazywanie danych pomiarowych zgodnie z zakresem działania NOP
44	Środowisko informatyczne OSD E	Systemy informatyczne oraz aplikacje OSD E
45	Węzeł bilansujący	Punkt w sieci, w którym zlokalizowany jest układ pomiarowo-rozliczeniowy energii elektrycznej, wraz z towarzyszącymi mu modułami komunikacji i innym osprzętem, zainstalowany w stacji SN/nN
46	Węzeł końcowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy energii elektrycznej, wraz z towarzyszącym mu modułem komunikacji i innym osprzętem, służący do pomiaru energii pobranej przez odbiorcę końcowego
47	WSK	Patrz: Panel Sieci Domowej
48	Zasoby własne OSD E	Zasoby będące w posiadaniu OSD E lub jednostek podległych OSD E