

# Smart metering a sterowanie popytem

## Smart metering and demand management

### Słownik pojęć

- RiESD – Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – to dokument, który określa szczegółowe warunki korzystania z dystrybucyjnych sieci przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci. Instrukcja Ruchu każdego z OSD powinna także zawierać wyodrębnioną część dotyczącą bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi.
- OSD – Operator Systemu Dystrybucyjnego – podmiot posiadający koncesję na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej za pomocą sieci dystrybucyjnej, odpowiedzialny za ruch, utrzymanie i rozwój tej sieci oraz połączeń sieci dystrybucyjnej z innymi sieciami, zapewniający bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej.
- SM (ang. Smart Metering) – rozwiązanie polegające na dwukierunkowej komunikacji, w czasie rzeczywistym, systemów informatycznych z elektronicznymi licznikami energii, SM=AMI+MDM.
- AMI (ang. Advanced Metering Infrastructure) – zaawansowana infrastruktura pomiarowa, zawierają się w niej: liczniki, koncentratory, moduły i systemy komunikacyjne oraz oprogramowanie.
- MDM (ang. Meter Data Management) – oprogramowanie biznesowe, które umożliwia szybki dostęp do danych pomiarowych i konfiguracyjnych oraz zawiera funkcjonalność wysyłania informacji z systemów centralnych do liczników,
- GPRS (ang. General Packet Radio Service) – usługa bezprzewodowej łączności pakietowej w sieci telefonii komórkowej GSM.

Obecnie przedsiębiorstwa informatyczne wdrażające swoje aplikacje na rynku energetycznym przedstawiają nowe, na naszym rynku, systemy smart metering (SM) i proponują ich wdrożenie w Polsce. Wiele z tych rozwiązań zostało z sukcesem wdrożonych na niektórych obszarach w krajach rozwiniętych.

Przetłumaczone oferty i dokumentacje tych systemów często nie uwzględniają jednak polskiej specyfiki oraz zmian legislacyjnych i strukturalnych, które dokonały się w sektorze elektroenergetycznym w ostatnim czasie. Dwie najważniejsze różnice, w szeroko rozumianym otoczeniu, w stosunku do dotychczasowych wdrożeń w krajach rozwiniętych, utrudniające adaptację tych rozwiązań na polskim gruncie to: unbundling oraz fakt, że urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe znajdują się na zewnątrz lokali mieszkalnych – jest to konsekwencja stosunkowo często występujących na terenie naszego kraju kradzieży energii itp.

Dodatkowo można wymienić jeszcze kilka dodatkowych kwestii utrudniających wdrożenie systemów inteligentnych liczników w Polsce. Niewątpliwie są to:

- stosunkowo niskie koszty pracy w porównaniu z krajami rozwiniętymi,
- umowy społeczne i gwarancje zatrudnienia razem z wysokim bezrobociem,
- niski poziom informatyzacji kraju, w wielu miejscach brak dostępu do szybkich łączy internetowych,
- braki zasięgu sieci telefonii komórkowej w ok. 160 lokalizacjach w kraju – brak zatem możliwości bezprzewodowej transmisji danych z wykorzystaniem GSM lub GPRS,
- niepewność co do sytuacji prawnej – ciągłe zmiany zapisów *Prawa energetycznego*, w kierunku nie zawsze jasnym do przewidzenia,
- zmiany strukturalnie (konsolidacja) oraz własnościowe (prywatyzacja) – niejasna przyszłość.

### Unbundling

Unbundling w sektorze elektroenergetycznym to rozdzielanie dotychczasowych przedsiębiorstw polegające na wydzieleniu działalności dystrybucyjnej (dystrybutor, operator, OSD) oraz działalności związanej z handlem energią (obrot, sprzedawcy).

W Polsce unbundling przebiegał trzyetapowo (zgodnie z zaleceniami Dyrektywy UE):

- 1) unbundling księgowy - polegał na rozdzieleniu księgowym działalności dystrybucyjnej od działalności handlowej,
- 2) unbundling funkcjonalny - polegał na organizacyjnym wydzieleniu działalności dystrybucyjnej od działalności handlowej,
- 3) unbundling prawny - polegał na prawnym wydzieleniu działalności dystrybucyjnej od działalności handlowej i powołaniu dwóch odrębnych spółek prawa handlowego (dystrybutora i sprzedawcy).

Funkcjonalny rozdział dystrybucji, sprzedaży energii (oraz zapowiadane wydzielenie operatora pomiarów) spowodował, że za infrastrukturę odpowiedzialny jest OSD. Jego interesem są przede wszystkim:

- praca systemu elektroenergetycznego bez przeciążeń systemu, przekroczeń mocy,
- pobór mocy przez odbiorcę przy jak najmniejszym współczynniku tg Fi,
- przesyłanie energii przy jak najmniejszych stratach,
- utrzymanie parametrów jakościowych (napięcie, zawartości wyższych harmonicznych) w określonych granicach,
- przesłanie jak największej ilości energii,
- wyrównanie krzywej poboru energii – zmniejszenie szczytów, zapełnienie dolin.

Kolejnym podmiotem jest sprzedawca energii. Jemu zależy przede wszystkim na:

- sprzedaży jak największej ilości energii,
- otrzymaniu wiarygodnych danych pomiarowych w jak najkrótszym czasie, w znanym standardzie, by móc szybko wystawić faktury bez konieczności dokonywania, po pewnym czasie, korekt,
- trzymaniu się grafiku prognozowanych obciążeń, ponieważ odchylenia od niego powodują konieczność ponoszenia dodatkowych kosztów związanych ze sprzedażą (ze stratą – taniej niż została ona zakupiona) lub kupnem (po nieatrakcyjnych rynkowo cenach) energii na Rynku Bilansującym.

Do tego dochodzi Operator Pomiarów. Jego interesem jest zebranie danych z liczników i wystawienie do OSD oraz sprzedawców. Ostatnim podmiotem jest klient, który chciałby mieć święty spokój, czyli mieć dostarczoną energię po najbardziej atrakcyjnych cenach.

Konieczność koegzystencji kilku podmiotów na rynku komplikuje sprawy, które wcześniej wydawały się bardzo proste. I nie chodzi tu o prostą relację sprzedawca – kupujący, gdzie sprzedawca chce sprzedać towar, ale sprzedać go jak najdrożej, oraz klient, który chce kupić towar, ale chciałby to zrobić jak najtaniej. Tak byłoby to interesy przeciwne, ale nie sprzeczne, ponieważ obie strony chcą, żeby towar przeszedł na własność strony kupującej, a sprzedający otrzymał za to wynagrodzenie.

## Liczniki na zewnątrz lokali mieszkalnych

Od wielu lat w Polsce liczniki instaluje się na zewnątrz lokali mieszkalnych. Wynika to z konieczności utrudnienia stosunkowo często występującego nielegalnego poboru energii. Jednak konsekwencje takiego stanu rzeczy bardzo utrudniają implementację zaawansowanych opcji smart meteringu. Klient nie może na bieżąco obserwować licznika, problematyczna staje się również kwestia sterowania odbiorcami. W takiej sytuacji na gruncie polskim albo trzeba przededefiniować funkcje takiego systemu i określić, że nie jest interesujące zarządzanie poborem po stronie popytowej, albo przeprojektować instalacje, co pociąga za sobą znaczne koszty, przy nie do końca jasnych perspektywach zwrotu tych kosztów, nie mówiąc o jakimkolwiek zysku.

## Funkcjonalności smart meteringu będące kością niezgody

Rozdzielenie funkcjonalne sprzedaży energii od dystrybucji komplikuje rozliczenia energii elektrycznej. Stroną techniczną zajmuje się OSD – musi dbać o to, by istniały możliwości fizyczne do dostarczenia zamówionej energii do odbiorcy. Sprzedawca musi znaleźć podmiot, który faktycznie posiada możliwości wytworzenia określonej ilości energii w określonym czasie. Następnie musi zamówić i kupić taką ilość energii (prognozowaną, deklarowaną). Sprzedawca jest oderwany od strony technicznej związanej z dostarczeniem tej energii.

Rynek energii w Polsce funkcjonuje na zasadzie „miedzianej płyty” - dzięki temu założono dużą swobodę w zawieraniu umów sprzedaży oraz transakcji giełdowych. Zasada ta polega na nieuwzględnianiu opłat za faktyczną drogę przesyłu energii, przesył energii na 50 km oraz na 500 km kosztuje tyle samo,

mimo że występują zupełnie inne straty sieciowe oraz konieczność utrzymania o wiele dłuższej linii przesyłowej. Operatorowi systemu przesyłowego (OSP) przypisano odpowiedzialność za przestrzeganie ograniczeń technicznych wykorzystania poszczególnych urządzeń (zarówno sieciowych, jak i wytwórczych).

Unbundling spowodował, że wiele kwestii dodatkowych się skomplikowało i należałoby je prawnie doprecyzować lub uszczegółwić. Konkretnie przykłady:

- OSD ponosi koszty finansowe oraz odpowiedzialność za wdrożenie smart meteringu – jest inwestorem, natomiast głównymi beneficjentami, przynajmniej teoretycznie, są sprzedawca, teoretycznie odbiorca oraz... producent liczników.
- Jeżeli odbiorca posiada licznik energii, a rozkłady czasowe stref sprzedawcy i dystrybutora różnią się, to którą z nich powinien wyświetlać licznik energii? Według której powinien działać przełącznik załączający dodatkowy odbiór w tańszej strefie czasowej. Wg której klient powinien modyfikować swoje zachowania co do zużycia energii.
- Gdzie ma znajdować się licznik – dystrybutor, aby ograniczyć nielegalny pobór instaluje liczniki poza lokalem mieszkalnym. Komplikuje to sprzedawcy kwestię oddziaływania na odbiorcę informacjami wyświetlanymi przez licznik – odbiorca ich nie widzi, a korzystanie z tych informacji staje się bardzo kłopotliwe. Sprzedawca zatem nie uzyskuje możliwości oddziaływania na odbiorcę.

## Upust za incydentalne wyłączenie

Kością niezgody pomiędzy OSD a sprzedawcą może być rozwiązanie przyjęte w niektórych krajach tzw. upust za incydentalne wyłączenie. Polega ono na tym, że odbiorca godzi się na częstsze i dłuższe wyłączenia, niż wynika to ze standardowych parametrów jakościowych dotyczących ciągłości i niezawodności dostarczenia energii, jako rekompensatę mniej płaci za tę energię – otrzymuje dodatkowy upust.

OSD odłączałby instalację odbiorcy w sytuacji przeciążenia sieci, tak, żeby zapewnić bezpieczeństwo funkcjonowania tej sieci oraz zapewnienie ciągłości zasilania pozostałym uczestnikom rynku detalicznego.

Sprzedawca musi trzymać się zaprognozowanego grafiku poboru energii przez „jego” odbiorców. Nadmierna konsumpcja energii przez tych odbiorców powoduje konieczność dokupienia przez niego energii na Rynku Bilansującym, po cenie, która może być wyższa, niż cena sprzedaży do odbiorcy. W takiej sytuacji sprzedawca byłby zainteresowany zmniejszeniem zużycia poprzez wyłączenie zasilania u kilku odbiorców. Podjęcie takiego działania nie naraziłoby go na koszty. Nasuwa się jednak pytanie, czy w takim momencie OSD będzie miał taki sam interes w odłączeniu odbiorców jak sprzedawca? Z drugiej strony patrząc to nie sprzedawca płaci za zapewnienie niezawodności dostaw energii, więc nie naraziłby się na dodatkowe koszty.

Sprzedawca energii mógłby zatem dać upust w cenie energii, jeżeli mógłby wyłączać danych odbiorców by móc trzymać się zaprognozowanego grafiku obciążeń. Jednak, jeżeli nie miałby takiej możliwości, to nie ma co oczekiwać, że dobrowolnie da jakkolwiek upust odłączanemu odbiorcy, ponieważ to nie jest jego interes. Wręcz przeciwnie, jeżeli to OSD wyłączy niektórych „jego” odbiorców w godzinach szczytu, narazi go na dodatkowe

koszty związane z koniecznością niekorzystnego finansowo rozliczenia nieprawidłowego zaprognozowania zużycia energii. Sprzedawca bowiem nie przewidywał, że odbiorca zostanie wyłączony, żeby zachować stabilność i bezpieczeństwo pracy sieci. Dodatkowo, w sytuacji, kiedy takich odbiorców jest więcej, odchyłki od prognozy mogą być znaczne.

Z drugiej strony patrząc musi tutaj być prymat fizyki nad ekonomią. Jeżeli w danym momencie, niezależnie od podpisanych kontraktów i deklaracji, nie ma technicznych warunków wytworzenia lub przesłania energii, to nie zostanie ona dostarczona odbiorcy, niezależnie od tego, na jakie szkody finansowe naraża to sprzedawcę, operatora sieci dystrybucyjnej lub podmioty pozabawione zasilania.

Opcja incydentalnego wyłączania inaczej wyglądałaby z punktu widzenia odbiorcy, jeżeli korzystałby z niej OSD, a inaczej, jeżeli sprzedawca. OSD korzystałby niej rzeczywiście incydentalnie – odłączyłby odbiorcę maksymalnie na kilka godzin, kilka razy w roku. Sprzedawca korzystałby z tej możliwości w każdym przypadku nie dokonania swoich klientów – czyli stosunkowo często.

Na marginesie tego tematu pojawia się kwestia deficytu mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym. Czy zostały przewidziane kroki, jakie zostaną podjęte, jeżeli sprzedawcy zaprognozują określone zapotrzebowanie na energię „swoich” odbiorców, a okaże się, że nie można takiej ilości przesłać do nich lub nie ma gdzie jej kupić tak, żeby przesył fizycznie był możliwy.

## Sterowanie popytem

Jeżeli założy się, że liczniki fizycznie znajdowałyby się w lokalach mieszkalnych i odbiorca miałby do nich pełny dostęp, nawet wówczas pojawiałby się problem z oddziaływaniem na odbiorcę informacjami wyświetlanymi przez urządzenie pomiarowe w celu zachęcenia go do przeniesienia części obciążenia poza godziny szczytowe (wyłączenie ich w godzinach szczytowych). Po wyświetleniu przez licznik informacji o dodatkowym (w dodatkowych godzinach niż obowiązuje w taryfie) obowiązywaniu tańszej strefy czasowej odbiorca musi to zauważyć. Istnieje zatem konieczność obserwowania przez niego bieżącej strefy czasowej. Ponadto w przypadku dodatkowej jej zmiany na tańszą brak jest informacji, jak długo jeszcze będzie ona obowiązywała. Może to być czas 10 minut, a mogą to być i 2 godziny. Odbiorca zatem raczej nie załączy wtedy pralki lub zmywarki. Trudno spodziewać się zatem, żeby odbiorca korzystał z tej funkcjonalności ze względu na opisane powyżej utrudnienia, chyba, że korzyści finansowe płynące z tego będą znaczne.

Automatyczne sterowanie wyjściem licznika podczas zmiany strefy czasowej z droższej na tańszą powinno ułatwiać kwestię załączania dodatkowych odbiorników. Lista urządzeń, które mogłyby dobrze funkcjonować, gdyby były załączone automatycznie wraz ze zmianą strefy czasowej na inną jednak wcale nie jest długa. Klimatyzacja musi pracować ciągle, a nie tylko w godzinach pozaszczytowych. Dodatkowo w zasadzie głównie musi funkcjonować w szczycie. Duża część odbiorników domowych – takich jak oświetlenie, sprzęt komputerowy i RTV – pracuje również przede wszystkim w godzinach szczytowych. Część sprzętów gospodarstw domowego: pralki, zmywarki mogłyby być załączane automatycznie przy zmianie strefy czasowej na tańszą, pod warunkiem zapewnienia utrzymania zasilania do końca programów prania lub zmywania.

Wyłącznik w liczniku do załączania dodatkowych urządzeń podczas zmiany strefy czasowej na tańszą musiałby nie tyle załączać urządzenia, ale raczej sterować ich pracą. Klimatyzacja nie może być załączana tylko w godzinach pozaszczytowych. Jednak w godzinach szczytu można podwyższyć temperaturę podczas chłodzenia, lub ją obniżyć podczas grzania. Byłoby to efektywniejsze wykorzystywanie energii elektrycznej. Jednak do tego potrzebna jest odpowiednia automatyka w budynku, a nie wystarczająco autonomicznie działające urządzenia. W ten sposób dochodzi się do potrzeby istnienia automatyki w budynkach.

Ogólnie celem tworzenia inteligentnej automatyki w budynkach jest: obniżenie kosztów eksploatacji, oszczędność energii (ogrzewania, klimatyzacji oraz energii elektrycznej), sprawne zarządzanie kosztami, łatwość monitorowania stanu urządzeń, optymalizacja pracy urządzeń, komfort, bezpieczeństwo itd.

Tak jednak ujęta problematyka efektywnego zużycia energii pokazuje, że koszty w pełni przygotowujące do realizacji tego rozwiązania na znaczącą skalę znacznie przewyższają koszty wdrożenia systemu inteligentnych liczników nawet najlepiej zaprojektowanych, idealnie działających, wdrożonych z sukcesem w innych krajach.

## Podsumowanie

System smart metering wdraża się nie tylko po to, by zautomatyzować proces rozliczania odbiorców i móc zdalnie odczytywać dane z urządzeń pomiarowych, ale również po to, by móc korzystać z wartości dodanych, jakie niosą za sobą możliwości dwukierunkowej transmisji danych oraz możliwości oddziaływania na odbiorcę pewnymi informacjami w celu zmiany jego zachowań dotyczących godzin załączania pewnych odbiorników tak, by nie były one załączane w godzinach szczytowego poboru, tylko poza tym szczytem. Jeżeli rozważy się obecne ograniczenia techniczne co do możliwości takiego sterowania popytem, szanse na spektakularny sukces na tym gruncie są raczej niewielkie.

Obecnie na rynku istnieją taryfy dwu, trzy, a w Lubzelu nawet czterostrefowe. W przypadku taryf dwustrefowych dla gospodarstw domowych niewielka ich skuteczność co do zmiany zachowań odbiorców związanych z premiowaniem finansowym załączania odbiorników poza godzinami szczytu, a nie w samym szczycie poboru energii, tkwi w niedostatecznie atrakcyjnych korzyściach finansowych z tego płynących. Taryfa ta nie tyle powoduje zmianę zachowań odbiorców, co premiuje pobór energii poza szczytem. Korzystają z niej osoby mające piece akumulacyjne – takich jednak jest stosunkowo niewiele z powodu stosunkowo zbyt dużych kosztów ogrzewania energią elektryczną w odniesieniu do pozostałych technologii grzewczych.

Na polskim gruncie trudno jest z sukcesem wdrożyć sterowanie popytem w systemach smart meteringowych. Z konsekwencjami unbundlingu należy się pogodzić. Należałoby jednak dobrze określić wzajemne relacje związane z realizacją właściwości systemów informatycznych oferujących zarządzanie popytem u odbiorców. Aby jednak to było możliwe na większą skalę najlepiej byłoby przeprojektować instalacje w taki sposób, żeby przenieść liczniki energii do lokali mieszkalnych, oraz przekonać odbiorców do korzystania z funkcjonalności, które system oferuje. Jeżeli klient nie będzie widział konkretnych efektów korzystania z danej funkcjonalności raczej nie będzie z niej korzystał.