

TARYFA ELEKTROPROSUMENTA

Andrzej Jurkiewicz

1. Wstęp

Obecny sposób dostawy energii elektrycznej do odbiorców końcowych jest praktycznie niezmienny od wielu lat. Prawnie, produkt jakim jest energia, rozdzielono na trzy rodzaje „usług”: produkcję (wytwarzanie) energii, jej przesył (dystrybucję) i jej sprzedaż (obróć). Wprawdzie odbiorca może wybrać wytwórcę energii i od kogo ją kupi (spółka obrotu), ale nie ma w zasadzie żadnego wpływu na jej dystrybucję. Dotyczy to szczególnie odbiorców niskiego napięcia (400 V) rozliczanych w taryfach G i C.

Od niedawna odbiorca może stać się prosumentem, czyli produkować własną energię (najczęściej w instalacji PV) i zużywać ją na własne potrzeby, a ewentualne nadwyżki ma prawo „magazynować” w sieci energetycznej i odebrać je wtedy kiedy potrzebuje. Za magazynowanie energii prosument oddaje część energii produkowanej w swojej instalacji spółce dystrybucyjnej (20% dla instalacji o mocy do 10 kW lub 30% dla instalacji o mocy od 10 do 50 kW). Jest to dobry system rozliczania energii i chętnie obecnie stosowany przez odbiorców-prosumentów, zwłaszcza, że ze strony Państwa takie inwestycje są wspierane finansowo (program „Mój prąd” i ulgi podatkowe).

W przypadku dystrybucji energii elektrycznej odbiorca końcowy po stronie niskiego napięcia (nN) „skazany” jest na korzystanie z usług istniejących na danym terenie spółek dystrybucyjnych. W przypadku odbiorców przemysłowych (małych i średnich) czasem opłacalne jest wybudowanie własnego transformatora i zmianę taryfy z C na B (w taryfie B rozliczamy się z dystrybutorem po stronie średniego napięcia, a więc koszt dystrybucji jest niższy niż w taryfie C).

Dla osób fizycznych (także spółdzielni i wspólnot mieszkaniowych) i innych odbiorców energii po stronie nN (urzędy, szkoły, sklepy, małe zakłady itp.) zmiana zasad i ewentualne zmniejszenie kosztów dystrybucji energii jest w obecnym systemie prawnym niemożliwa. W przypadku taryfy G, dotyczącej osób fizycznych, prawo nakazuje wręcz konieczność korzystania z usług spółki dystrybucyjnej, uzasadniając to „zapewnieniem bezpieczeństwa dostaw energii” dla odbiorców fizycznych. Jest to tzw. „monopol naturalny”, narzucony prawnie, stosowany powszechnie od „zawsze” i to nie tylko w Polsce.

Inaczej wygląda dostawa ciepła do naszych budynków, gdyż tu mamy już pewną swobodę (choć nie do końca) w wyborze sposobu wytwarzania i dostawy tej energii. Jednak w większości miast, czy osiedli, w których istnieją miejskie systemy ciepłownicze, sposób dostawy ciepła do mieszkań jest podobny jak dostawa energii elektrycznej: jest ciepłownia (elektrociepłownia) produkująca ciepło, jest spółka dystrybucyjna przesyłająca to ciepło do budynków, i jest sprzedawca ciepła (czasem te trzy usługi świadczy jedna firma). W takim przypadku, podobnie jak dla energii elektrycznej, rozliczanie odbiorców następuje wg zatwierdzanych przez URE taryf (dla źródeł powyżej 5 MW mocy). Znowu mamy tu do czynienia z „monopolem naturalnym” i to także prawnie chronionym¹.

¹ W większości przypadków nie można w zasadzie wybudować i korzystać z własnego źródła ciepła w sytuacji, gdy istnieje możliwość podłączenia się do sieci miejskiej.

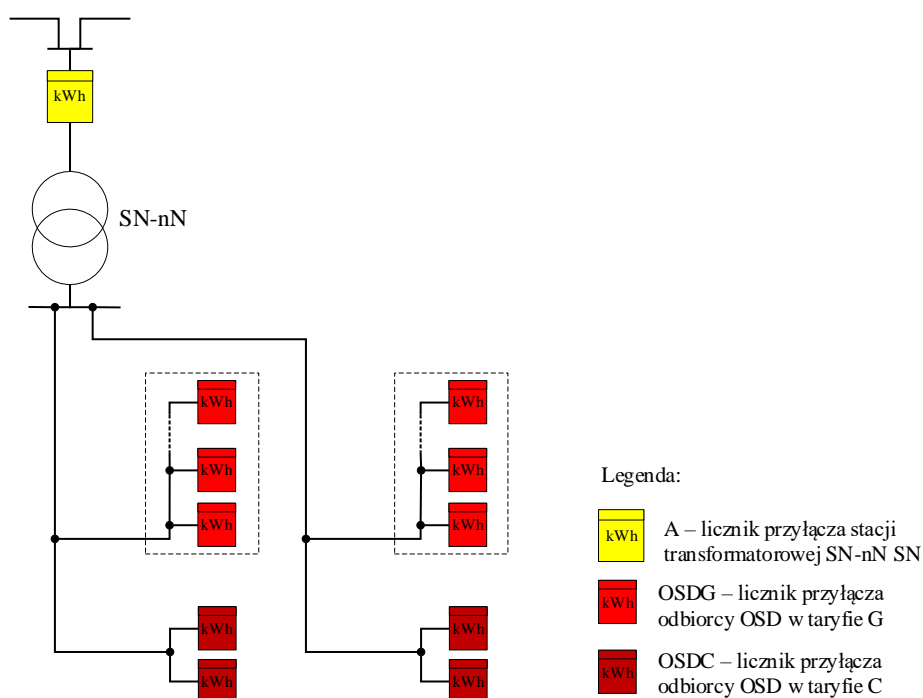
Oba systemy: elektryczny i ciepłowniczy, są najczęściej obsługiwane przez oddzielne podmioty i działają oraz rozliczają się z odbiorcami wg zatwierdzanych przez URE taryf, niezależnie od siebie.

Sposób obniżenia kosztów związanych z ciepłem w ramach kontraktów ESCO (i nie tylko) opisano w artykule A. Jurkiewicz „Kontrakty typu ESCO. Przyszłość firm ciepłowniczych i energetycznych” [1]. Na rzeczywistym przykładzie, niewielkiego osiedla spółdzielni mieszkaniowej, pokazano jak można obniżyć koszty dostawy ciepła do budynków mieszkalnych o ok. 40% poprzez zmodernizowanie systemu ciepłowniczego, rezygnację z taryf i wprowadzenie kontraktu ESCO. Takie kontrakty nie są jeszcze powszechne, ale na pewno będą w niedalekiej przyszłości. Spółki ciepłownicze w obecnych warunkach prawnych (taryfy i koncesje), finansowych (koszt emisji CO₂ przy cenie ponad 50 EURO/tonę dla ciepłowni węglowych stanowi nierzadko 50% kosztów bezpośrednich) oraz technicznych (systemy oparte na węglu o niskich sprawnościach wykorzystania energii chemicznej paliwa z rozległymi systemami przesyłowymi) zostaną zmuszone do szukania innych metod prowadzenia swojej działalności, gdyż inaczej po prostu zbankrutują. Kontrakty ESCO, rozproszenie (nawet częściowe) systemów ciepłowniczych, wejście w systemy kogeneracyjne (produkcja ciepła i energii elektrycznej jednocześnie) i w końcu wejście na pełny elektroprosumeryzm - to przyszłość ciepłownictwa.

W przypadku energii elektrycznej, z uwagi na uwarunkowania prawne oraz techniczne, zmiany w sposobach wytwarzania i dystrybucji energii są już jednak trudniejsze, ale możliwe. Celem podstawowym zaproponowanych zmian jest obniżenie kosztów tej energii u odbiorcy końcowego. Cel ten można osiągnąć poprzez wprowadzenie zasady współużytkowania sieci niskiego napięcia, wykorzystanie synergii produkcji energii elektrycznej i ciepła w układach kogeneracyjnych, produkcję energii elektrycznej we własnych źródłach OZE zużywanej głównie na własne potrzeby odbiorców oraz rezygnację z umów indywidualnych na dostawę energii elektrycznej (grupowy odbiorca energii). Odbiorca energii staje się w tym przypadku elektroprosumentem [2]. Dla takiego odbiorcy utworzona zostanie specjalna taryfa EP (taryfa elektroprosumenta).

2. Stan aktualny dostawy energii elektrycznej do odbiorców nN

Typowy układ dostawy i odbioru energii elektrycznej na osiedlu mieszkaniowym należącym do spółdzielni mieszkaniowej przedstawiono na schemacie poniżej. Może być to także każdy inny odbiorca podłączony do sieci niskiego napięcia (budynki samorządu, szpitale, hotele, baseny itp.).



Rys. 1. Powszechnie stosowany system dostawy energii elektrycznej do odbiorców przyłączonych do sieci nN

Układ elektroenergetyczny należy do lokalnego operatora systemu dystrybucyjnego (OSD). Składa się on z sieci średniego napięcia (SN), transformatora SN-nN, rozdzielni niskiego napięcia, sieci rozdzielczych niskiego napięcia (nN) do budynków, złączy kablowych w budynkach i liczników energii elektrycznej u odbiorców końcowych. Instalacje wewnętrzne (tzw. WLZ – wewnętrzne linie zasilające) w budynku (od złącza kablowego do liczników elektrycznych) są własnością właściciela budynku (w naszym przypadku – spółdzielni mieszkaniowej). Niezależnie od struktury, sieci i przyłącza nN do budynków są stosunkowo krótkie, ponieważ stacje transformatorowe SN-nN znajdują się w pobliżu zasilanych budynków.

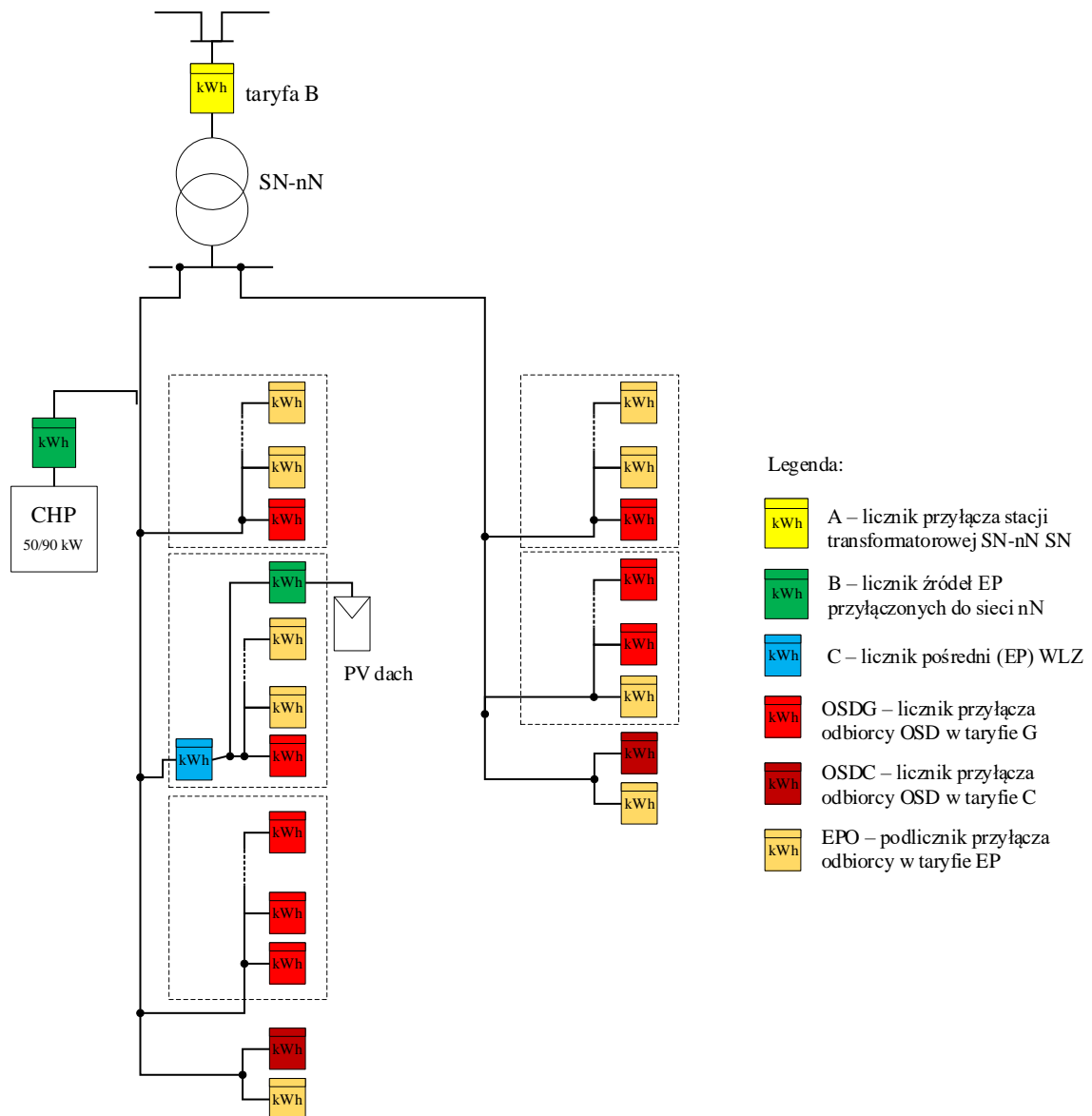
W tym systemie dostawy energii elektrycznej wszyscy odbiorcy rozliczani są wg taryf niskonapięciowych (do 400 V): osoby fizyczne wg taryfy G, a instytucje (także części wspólne budynków) wg taryfy C. Dostawą energii elektrycznej zajmuje się lokalny operator OSD. Taki system dostawy energii elektrycznej stosowany jest praktycznie u 100% odbiorców rozliczanych wg taryf niskonapięciowych. Niestety, w obecnym systemie prawnym, dostarczanie energii elektrycznej wymaga ponoszenia stosunkowo wysokich kosztów dystrybucji, nawet jeżeli odbiorca posiada własne źródła energii.

3. Proponowany model produkcji i dostawy energii elektrycznej dla elektroprosumenta

W proponowanym układzie zmienia się całkowicie sposób i miejsce wytwarzania oraz dostawy energii elektrycznej i ciepła do budynków i mieszkań osiedla, gdyż SM staje się elektroprosumentem. Wybudowanie przez elektroprosumenta własnej stacji transformatorowej, własnych sieci niskiego napięcia i liczników energii elektrycznej jest możliwe, ale bardzo drogie i w sumie niepotrzebne. Mało tego, zgodnie z obowiązującym prawem, w takim nowym systemie przesył energii musi być realizowany przez spółkę dystrybucyjną z koncesją i zatwierdzoną przez URE taryfą, co zmusza elektroprosumenta do niepotrzebnych wydatków i obowiązków. Na takim rozwiązaniu (dwóch dystrybutorów na jednym obszarze) straci także obecna spółka dystrybucyjna, gdyż pozostaje z niewykorzystaną infrastrukturą sieciową i znacznie mniejszą liczbą odbiorców.

Tych problemów można uniknąć wprowadzając zasadę współużytkowania sieci niskonapięciowych. Od strony technicznej, a także metody opomiarowania odbiorców i ich rozliczania, współużytkowanie sieci nie będzie stanowiło problemu, a wprowadzenie tej możliwości pozwoli uniknąć wysokich nakładów finansowych związanych z koniecznością rozdzielnia systemów dystrybucji, co niestety w obecnym stanie prawnym, byłoby konieczne. Zasady współużytkowania sieci nN (wraz z stacjami transformatorowymi) oraz sposób rozliczania dostarczanej taką siecią energii powinny być ustalone w formie oddzielnej taryfy dla elektroprosumenta (Taryfa EP) oraz w umowie z aktualnym dystrybutorem dotyczących zasad współużytkowania sieci nN. Jest to bardzo potrzebne rozwiązanie w przypadku, gdy SM postanowi wybudować własne źródła energii, np. układ kogeneracyjny (CHP) i instalacje PV na dachach swoich budynków. Zakłada się, że elektroprosument produkuje we własnych źródłach co najmniej 50% energii zużywanej przez swoich odbiorców.

W celu przetestowania takiego rozwiązania, proponujemy utworzyć lokalny *Sandbox* [3] z obecnym dystrybutorem energii i ustalić zasady korzystania z sieci dystrybucyjnej wraz z modelami rozliczeniowymi (biznesowymi), w formie nowej taryfy elektroprosumenta EP. *Sandbox*, to obszar testowy dla innowacyjnych rozwiązań technologicznych połączony z nowymi regulacjami prawnymi i biznesowymi. *Sandbox* działa w ograniczonym zakresie (czasu i przestrzeni) i dotyczy nietypowych rozwiązań legislacyjnych lub regulacyjnych (eksperyment legislacyjny), innowacyjnych rozwiązań technicznych lub biznesowych. Rozwiązania testowane w *Sandboxach* są podstawą do wprowadzenia zmian lub zniesienia ograniczeń prawnych dla nowych usług i produktów.



Rys. 2. Proponowany system dystrybucji i rozliczeń w Taryfie EP

W proponowanym układzie (rys. 2) zmienia się całkowicie sposób wytwarzania i dostawy energii elektrycznej i ciepła do budynków i mieszkań osiedla, gdyż SM staje się elektroprosumentem i współużytkownikiem sieci niskiego napięcia. Spółdzielnia kupuje gaz dla zasilania kotłowni i kogeneratora gazowego (CHP). Znaczną część energii elektrycznej zużywanej przez odbiorców SM produkuje CHP, ale moc układu CHP dobrana jest do zapotrzebowania osiedla na ciepło niezbędne do podgrzania ciepłej wody (pełne wykorzystanie energii chemicznej paliwa gazowego). Brakującą energię elektryczną dla potrzeb swoich odbiorców SM kupuje od wybranego wytwórcy energii, a koszty dystrybucji ponoszone będą wg nowej Taryfy EP. Możliwa jest także zabudowa instalacji PV na dachach budynków SM i korzystanie przez elektroprosumenta także z tego źródła energii.







Wszyscy odbiorcy energii mogą wybrać od kogo będą kupować energię elektryczną i jakie będą ponosić opłaty za dystrybucję (opłaty wg stawek OSD lub wg kosztów ponoszonych przez elektroprosumenta)

Obsługą systemu dystrybucji zajmuje się dotychczasowy dystrybutor energii, przy czym w ramach taryfy EP za tę usługę pobierana jest dodatkowa opłata od elektroprosumenta (tzw. opłata za współużytkowanie sieci nN). Stroną umowy z OSD jest tylko elektroprosument (w naszym przypadku jest to SM).

4. Taryfa elektroprosumenta

Zaproponowany model taryfy elektroprosumenta (Taryfa EP) jest połączeniem opłat ponoszonych w dotychczasowych taryfach (taryfa B i C) z nowymi elementami dotyczącymi podziału start w sieci nN, kosztów za współużytkowanie sieci i usługi dystrybucji oraz zasad rozliczania energii w obrębie sieci współużytkowanej. Elektroprosumentem (EP) jest spółdzielnia mieszkaniowa, która dostarcza energię do swoich odbiorców i z nimi się rozlicza.

Do rozliczeń za dystrybucję, dostarczaną energię oraz straty w sieci wykorzystuje się następujące liczniki energii elektrycznej:

	A – licznik przyłącza stacji transformatorowej SN-nN SN
	B – licznik źródeł EP przyłączonych do sieci nN
	C – licznik pośredni (EP) WLZ
	OSDG – licznik przyłącza odbiorcy OSD w taryfie G
	OSDC – licznik przyłącza odbiorcy OSD w taryfie C
	EPO – podlicznik przyłącza odbiorcy w taryfie EP

4.1 Zakup i koszt energii elektrycznej dla odbiorcy

W zasadzie zachowana zostaje zasada możliwości wyboru wytwórcy energii przez odbiorcę (zasada TPA), przy czym, jeżeli odbiorca wybierze SM (elektroprosumenta) jako dostawcę energii, to nie może wybrać OSD jako swojego dystrybutora. W przypadku, gdy odbiorca wybierze innego dostawcę energii niż SM, to musi także korzystać z usług dystrybucji obecnego OSD. Koszt energii dla odbiorcy SM jest wypadkową kosztów produkcji i zakupu energii ponoszonych przez SM wraz z kosztami jej dystrybucji (Taryfa EP) z uwzględnieniem dodatkowych korzyści finansowych (np. premia kogeneracyjna).

4.2 Koszty dystrybucji dla odbiorcy

Dla odbiorców którzy nie skorzystają z energii dostarczanej przez SM, nic się nie zmienia. Nadal mogą wybrać wytwórcę energii oraz korzystać z obecnych taryf dystrybucyjnych (C lub G). Liczniki energii u takich odbiorców należą do obecnego OSD.

W przypadku odbiorców, którzy zdecydują się na odbiór energii od EP (SM) rozliczanie energii następuje na zasadzie podziału ponoszonych kosztów przez SM na jej wytwarzanie, zakup oraz koszty dystrybucji (Taryfa EP) z uwzględnieniem ewentualnych pożytków. Podzielnikami kosztów stają się podliczniki energii elektrycznej odbiorców (podliczniki należą

do EP). Jest to podobna zasada, jaka obowiązuje np. przy rozliczaniu wody dostarczanej do mieszkań: wodomierze w mieszkaniach są podzielnikami kosztów dla ilości i kosztów wody i ścieków wskazanej przez wodomierz główny zainstalowany w budynku.

4.3 Podział strat energii w sieci

W taryfach dotychczasowych straty w sieci nN uwzględniane są w opłatach zmiennych za dystrybucję.

W przypadku współużytkowania sieci straty w sieci należy rozliczyć wprowadzając zasadę udziału w stratach energii proporcjonalnie do zużycia energii przez każdą z grup odbiorców: odbiorców OSD i odbiorców EP.

Podział strat energii w sieci obejmuje wszystkie straty ponoszone od licznika głównego A do liczników i podliczników odbiorców końcowych.

Stosuje się metodę rozliczania strat podaną w poniższym przykładzie:

Metoda dla rozliczania strat energii w sieci nN						
A - zużycie energii wg licznika A				A=	727	MWh/rok
B - energia ze źródeł EP				B=	386	MWh/rok
S - suma zużycia energii przez wszystkich odbiorców (liczniki + podliczniki)				S=	1 050	MWh/rok
STR - straty w sieci				STR=	63	MWh/rok
SOOSD - suma zużycia energii przez odbiorców OSD (liczniki)				SOOSD=	550	MWh/rok
SOEP - suma zużycia energii przez odbiorców EP (podliczniki)				SOEP=	500	MWh/rok
STR EP - straty pokrywane przez EP = $STR \cdot SOEP / S$				STREP=	30,000	MWh/rok
STR OSD - straty pokrywane przez OSD = $STR \cdot SOOSD / S$				STROSD=	33,000	MWh/rok

Koszt energii traconej ponoszony jest przez EP rozliczany jest wg stawki opłat zmiennych sieciowych (tak jak dla taryfy C)

4.4 Energia elektroprosumenta

Energia elektroprosumenta będzie produkowana we własnych źródłach energii na potrzeby swoich odbiorców, a ewentualne jej braki będą kupowane od wytwórcy zewnętrznego (wyboru wytwórcy energii i spółki obrotu dokonuje EP). W przypadku gdy wystąpi nadwyżka energii produkowanej w źródłach EP nad zużyciem tej energii przez odbiorców elektroprosumenta, zostanie ona oddana do sieci po cenach uzgodnionych ze spółką obrotu (rozliczanie po stronie nN).

W zasadzie nie przewiduje się sytuacji, w której produkcja energii przez źródła EP będzie większa od łącznego zużycia energii po stronie nN przez wszystkich odbiorców, choć może w praktyce wystąpić taki przypadek.

Bilans energii:

EOOSD – energia zużywana przez odbiorców OSD na przyłączach nN

EOEP – energia zużywana przez odbiorców EP na przyłączach nN

A – energia na przyłączy SN (licznik A)

STROSD – straty w sieci nN przypadające na odbiorców OSD

EAEP – energia kupowana przez EP w taryfie B

B – energia produkowana przez źródła EP (liczniki B)

EEPnN – energia nadwyżkowa ze źródeł EP po stronie nN

Przypadki:

1. Cała energia produkowana w źródłach EP jest skonsumowana przez odbiorców EP.

Licznik A wskazuje energię pobraną przez odbiorców OSD + brakującą energię pobraną przez odbiorców EP + straty przesyłu tej energii.

EP rozlicza się za kupowaną energię w taryfie B wg algorytmu:

$$EAEP = A - EOOSD - STROSD$$

2. Część energii produkowanej w źródłach EP jest zużywana przez odbiorców OSD – energia nadwyżkowa po stronie nN.

Energia ze źródeł EP nie jest oddawana do sieci SN. Licznik A wskazuje brakującą energię pobraną przez odbiorców OSD + straty przesyłu tej energii.

Energia nadwyżkowa jest sprzedawana spółce obrotu posiadającej umowę z EP.

Rozliczenie tej energii nadwyżkowej następuje po stronie nN wg algorytmu:

$$EEPnN = B - EOEP$$

3. Część energii produkowanej w źródłach EP jest zużywana przez odbiorców OSD, a część energii jest przesyłana do sieci SN – energia nadwyżkowa po stronie SN

Energia nadwyżkowa jest sprzedawana spółce obrotu posiadającą umowę z EP (SM).

Rozliczenie tej energii nadwyżkowej następuje po stronie nN wg algorytmu:

$$EEPnN = B - EOEP$$

Uwagi:

- 1) Pomiary i rozliczanie energii następuje w okresach nie dłuższych niż 15 minut.
- 2) Odbiorcy OSD zawsze kupują energię od swoich wybranych sprzedawców
- 3) EP rozlicza się ze swoimi odbiorcami wg podliczników na zasadzie podziału wszystkich kosztów związanych z produkcją i zakupem energii z uwzględnieniem ewentualnych przychodów (np. premia kogeneracyjna).

4.5 Dystrybucja energii

Dystrybucja energii w obszarze sieci nN odbywa się na zasadzie współużytkowania tej sieci, wg poniższych zasad:

1. Dystrybucja do odbiorców nie korzystających z energii elektroprosumenta.

Dystrybucja odbywa się na zasadach dotychczasowych. Koszty ponoszone przez odbiorców za dystrybucję są zgodnie z dotychczasowymi taryfami G lub C.

2. Dystrybucja do odbiorców korzystających z energii elektroprosumenta.

Za dystrybucję energii do tych odbiorców płaci elektroprosument (SM) i rozlicza się z OSD wg Taryfy EP oraz Taryfy B. Koszty tej dystrybucji ujęte są w rozliczeniu kosztów z odbiorcami elektroprosumenta.

4.6 Moc zamówiona przez EP

Moc tę wyznacza się jako udział mocy zamówionych odbiorców EP w mocy zamówionej w Taryfie B (licznik A) przez OSD.

Moc zamówioną wyznacza się więc wg wzoru:

Rozliczenie opłaty stałej		Przykład		
MOEP- moc zamówiona przez odbiorców podłączonych do EP		MOEP	1000	kW
MOOSD - moc zamówiona przez odbiorców OSD		MOOSD	800	kW
MA - moc zamówiona dla licznika A (taryfa B)		MA	400	kW
MEP - moc zamówiona przez EP	$=MA*MOEP/(MOEP+MOOSD)$	MEP	222,22	kW

4.7 Taryfa EP

Taryfę EP przedstawiono w trzech wariantach. Różnica w poszczególnych wariantach dotyczy sposobu rozliczania opłaty ponoszonej przez EP wynikającej z kosztów współużytkowania sieci nN.

Wariant I – opłata stała za współużytkowanie (brak opłat zmiennych)

Wariant II – opłata zmienna za współużytkowanie (brak opłat stałych)

Wariant III – opłata stała i zmienna za współużytkowanie.

Najmniej korzystny z punktu widzenia EP jest Wariant III.

W poniższych przykładach opłatę stałą za współużytkowanie przyjęto na poziomie opłaty stałej sieciowej stosowanej w taryfie B, a opłatę zmienną na poziomie opłat zmiennych dystrybucyjnych w taryfie C.

Wariant I – opłata stała za współużytkowanie (brak opłat zmiennych)

Taryfa EP (z vatem)				
OPŁATY STAŁE			moc w kW	zł/rok
opłata stała sieciowa (B)	12,29	zł/kW/m-c	222,22	32 767,20
opłata przejściowa (B)	0,23	zł/kW/m-c		623,20
opłata abonamentowa (B)	22,14	zł/m-c	1	265,68
Opłata za współużytkowanie	12,29	zł/kW/m-c	222,22	32 767,20
Suma opłat stałych				66 423,28
OPŁATY ZMIENNE			MWh	zł/rok
energia elektryczna	0,00	zł/MWh		0,00
zmienna sieciowa (B)	66,00	zł/MWh	143,60	9 477,86
zmienna dystrybucyjna nN	0,00	zł/MWh		0,00
opłata jakościowa (B)	12,52	zł/MWh		1 798,07
opłata kogeneracyjna (B)	0,00	zł/MWh		0,00
Opłata OZE (B)	2,71	zł/MWh		388,58
Opłata mocowa (B)	93,73	zł/MWh		100,52
Straty przesyłowe (C zmienna)	167,65	zł/MWh	30,00	5 029,47
Suma opłat zmiennych				26 115,32
Przychody OSD				92 538,60

Wariant II – opłata zmienna za współużytkowanie (brak opłat stałych)

Taryfa EP (z vatem)				
OPŁATY STAŁE			moc w kW	zł/rok
opłata stała sieciowa (B)	12,29	zł/kW/m-c	222,22	32 767,20
opłata przejściowa (B)	0,23	zł/kW/m-c		623,20
opłata abonamentowa (B)	22,14	zł/m-c	1	265,68
Opłata za współużytkowanie	0,00	zł/kW/m-c	222,22	0,00
Suma opłat stałych				33 656,08
OPŁATY ZMIENNE			MWh	zł/rok
energia elektryczna	0,00	zł/MWh		0,00
zmienna sieciowa (B)	66,00	zł/MWh	143,60	9 477,86
zmienna dystrybucyjna nN	167,65	zł/MWh		24 074,40
opłata jakościowa (B)	12,52	zł/MWh		1 798,07
opłata kogeneracyjna (B)	0,00	zł/MWh		0,00
Opłata OZE (B)	2,71	zł/MWh		388,58
Opłata mocowa (B)	93,73	zł/MWh		100,52
Straty przesyłowe (C zmienna)	167,65	zł/MWh	30,00	5 029,47
Suma opłat zmiennych				50 189,72
Przychody OSD				83 845,80

Wariant III – opłata stała i zmienna za współużytkowanie

Taryfa EP (z vatem)				
OPŁATY STAŁE			moc w kW	zł/rok
opłata stała sieciowa (B)	12,29	zł/kW/m-c	222,22	32 767,20
opłata przejściowa (B)	0,23	zł/kW/m-c		623,20
opłata abonamentowa (B)	22,14	zł/m-c	1	265,68
Opłata za współużytkowanie	12,29	zł/kW/m-c	222,22	32 767,20
Suma opłat stałych				66 423,28
OPŁATY ZMIENNE			MWh	zł/rok
energia elektryczna	0,00	zł/MWh		0,00
zmienna sieciowa (B)	66,00	zł/MWh	143,60	9 477,86
zmienna dystrybucyjna nN	167,65	zł/MWh		24 074,40
opłata jakościowa (B)	12,52	zł/MWh		1 798,07
opłata kogeneracyjna (B)	0,00	zł/MWh		0,00
Opłata OZE (B)	2,71	zł/MWh		388,58
Opłata mocowa (B)	93,73	zł/MWh	100,52	9 421,34
Straty przesyłowe (C zmienna)	167,65	zł/MWh	30,00	5 029,47
Suma opłat zmiennych				50 189,72
Przychody OSD				116 613,00

Wybór wariantu i ostateczny sposób ujęcia kosztów za współużytkowanie jest przedmiotem uzgodnień z OSD (Tauron Dystrybucja).

5. Efekty ekonomiczne dla elektroprosumenta i jego odbiorców

Korzyści ekonomiczne dla odbiorców końcowych zależą od przyjętego wariantu Taryfy EP. Poniżej przedstawiono wyniki analizy opłacalności wraz z kosztami inwestycji. Wszystkie ceny zawierają podatek VAT.

Koszty energii i jej dystrybucji przed inwestycją.

koszt energii elektrycznej C11	418,20	zł/MWh
koszt energii elektrycznej G11	369,00	zł/MWh
handlowa C11	36,90	zł/licznik/m-c
handlowa G11	12,30	zł/licznik/m-c
ilość energii C11	100,00	MWh/rok
ilość energii G11	400,00	MWh/rok
ilość liczników C11	20	szt
ilość liczników G11	250	szt
Razem koszty C11	50 676,00	zł/rok
Razem koszty G11	150 675,00	zł/rok
Razem energia C11+G11	201 351,00	zł/rok
Taryfa G11 - dystrybucja	146 247	zł/rok
Taryfa C11 - dystrybucja	31 009	zł/rok
Razem dystrybucja	177 256	zł/rok
Razem koszty dla odbiorców	378 607	zł/rok

Koszty produkcji energii EP w układzie CHP

godziny pracy kogeneracji (lato od 23.00 do 5.00 wyłączenie)	7728	godziny		
Ilość m2 pow. użytkowej mieszkań	13066	m2		
moc w gazie	170	kW		
moc cieplna	90	kW		
moc elektryczna	50	kW		
Ilość energii w gazie	1 314	MWh/rok		
Ilość energii el. produkowanej w CHP	386	MWh/rok		
cena za gaz	123	zł/MWh	161 592	zł/rok
dystrybucja gaz	20,541	zł/MWh	26 986	zł/rok
koszt ciepła unikniety	143,541	zł/MWh	-89 139	zł/rok
premia kogeneracyjna	148	zł/MWh	-57 187	zł/rok
koszt serwisu	4,32	zł/mtg	33 385	zł/rok
koszt obsługi systemu + rozliczanie	0,162	zł/m2/m-c	25 400	zł/rok
razem koszty CHP			101 038	zł/rok

ilość energii kupowanej w taryfie B	143,60	MWh/rok
cena energii	418,2	zł/MWh
Koszt energii kupowanej	60 053,52	zł/rok

Koszt inwestycji		
CHP (kogenerator + przyłącz)	432 000	zł
SyNiS	162 000	zł
podliczniki	145 800	zł
razem inwestycja	739 800	zł

Taryfa EP	EP stała	EP zmienna	EP łączna	
koszty produkcji energii z CHP	101 038			zł/rok
Taryfa EP	92 539	83 845,80	116 613	zł/rok
Energia elektryczna kupowana	60 054			zł/rok
Razem	253 630	244 937	277 704	zł/rok
Oszczędność	124 977	133 670	100 903	zł/rok
Czas zwrotu inwestycji	5,92	5,53	7,33	lat

Biorąc pod uwagę prognozy wzrostu cen energii elektrycznej na kolejne lata opłacalność inwestycji będzie na pewno rosła.

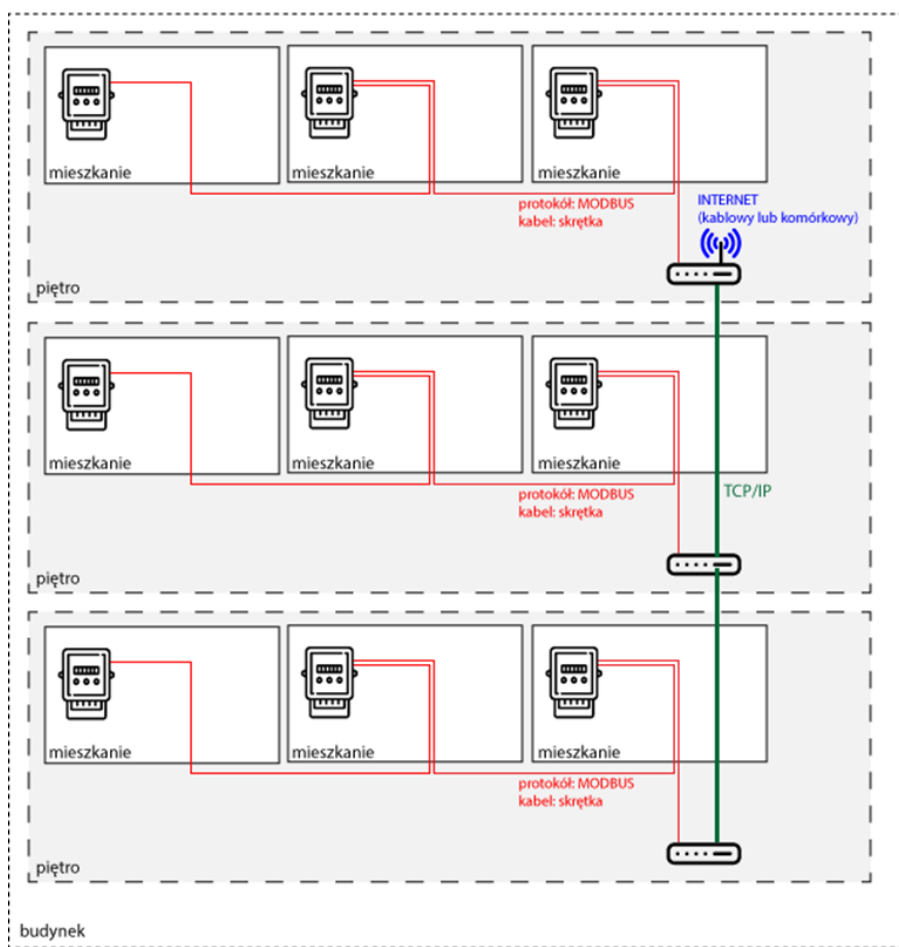
6. Rozliczanie energii

Do rozliczania energii wykorzystanie zostanie System Nadzoru i Sterownia SyNiS [4]. System ten jest w pełni działającym oprogramowaniem informatycznym zarządzającym użytkowaniem energii w ok. 200 obiektach w Polsce. Do systemu włączono ok. 500 układów pomiarowych (liczniki ciepła, gazomierze, wodomierze, liczniki energii elektrycznej), których dane są na bieżąco zbierane z wykorzystaniem łączności internetowej.

Dla rozliczania energii w Taryfie EP proponowane są dwa systemy komunikacji. Oba systemy planuje się przetestować w ramach tworzonego *Sandboxu*. Warunkiem koniecznym dla poprawnego rozliczania energii i jej dystrybucji są liczniki energii, które muszą być wyposażone w moduły komunikacyjne. Koszty związane z wymianą liczników w *Sandboxie* będzie ponosił elektroprosument i OSD, każdy dla swoich odbiorców.

6.1 Komunikacja oparta o MODBUS

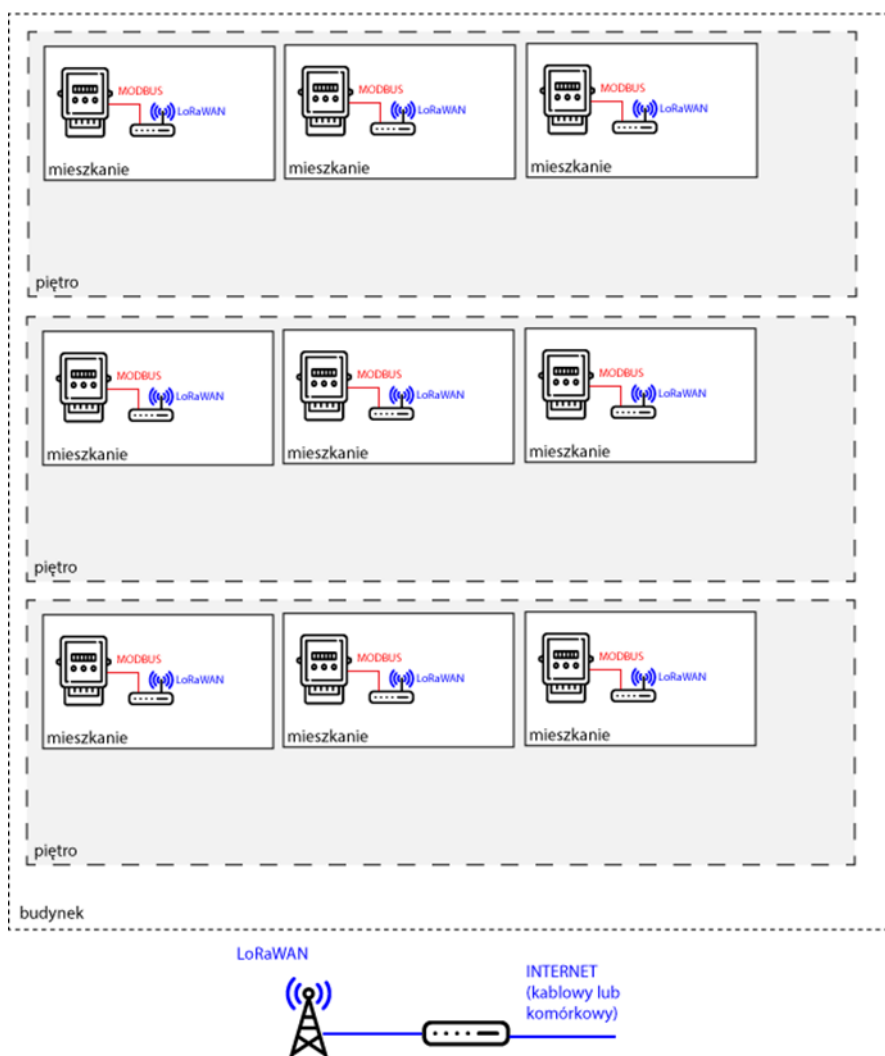
U odbiorców końcowych montowane są liczniki/podliczniki elektryczne umożliwiające komunikację MODBUS RTU. Na każdym piętrze znajduje się koncentrator, który komunikuje się z licznikami na danym piętrze przy użyciu protokołu MODBUS RTU. Koncentratory na poszczególnych piętrach połączone są ze sobą przewodowo (skrętką komputerową) w sieci TCP/IP. Dodatkowo jeden koncentrator w budynku jest podłączony do sieci Internet. Jeżeli jest dostępne stałe łącze w budynku, to może zostać wykorzystane. Jeżeli brak takiego łącza, wykorzystane może być łącze komórkowe. Dane wysyłane z liczników mogą być nawet co minutę.



Rys. 3 Komunikacja z wykorzystaniem MODBUS RTU

6.2 Komunikacja oparta o LoRaWAN – lokalną wirtualną sieć internetową

LoRaWAN to zyskująca coraz większą popularność alternatywa do sieci komórkowych, o zasięgu ok. 2 km na obszarach silnie zurbanizowanych i ok. 15 km w obszarach wiejskich. U odbiorców końcowych montowane są liczniki elektryczne wraz z modemami LoRaWAN, które komunikują się ze sobą na krótką odległość przez MODBUS RTU (możliwe są również inne protokoły, jak DLMS czy IEC1107). Na jednym z budynków znajduje się bramka LoRaWAN, która odbiera dane od wszystkich liczników elektrycznych i przesyła je przez sieć Internet do serwera (np. za pomocą łącza kablowego). Nie ma potrzeby układania kabli i korytek między mieszkaniami lub piętrami. Rozwiązanie to można stosować także na obszarach o bardzo słabym zasięgu sieci komórkowej lub całkowitym braku. Wyższy jest jednak koszt urządzeń oraz abonamentu za łączność LoRaWAN. Dane wysyłane z liczników w zależności od odległości między budynkami mogą być co 5-10 minut.



Rys. 4. Komunikacja oparta o LoRaWAN

7. System rozliczania, sterownia i optymalizacji pracy źródeł EP

Do kontroli i sterowania pracą źródeł EP oraz rozliczaniem energii wykorzystany zostanie system SyNiS [4].

Możliwości tego systemu i jego elastyczność pozwala na ustalenie w zasadzie dowolnych algorytmów pracy źródeł oraz metod rozliczania.

Zakłada się, że system pozwoli na pewną kontrolę generowanej energii przez źródła należące do EP z wykorzystaniem sterowalnego źródła jakim jest CHP współpracującego z niesterowalnym źródłem jakim jest np. PV. Planuje się w ramach rozwiązań technicznych i odpowiednich algorytmów pracy źródeł EP doprowadzenie do stabilizacji napięcia w całej sieci nN. Jest to duża korzyść dla wszystkich odbiorców oraz OSD, gdyż daje możliwość eliminacji problemów skoków napięcia występujących w przypadkach źródeł PV lub elektrowni wiatrowych.

8. Uwagi końcowe

Proponowany system rozliczeń wg nowej Taryfy EP jest próbą wprowadzenia bardzo ważnego elementu jakim jest zasada współużytkowania sieci nN. Brak takiego rozwiązania stanowi duży problem związany z możliwością wykorzystania potencjału, jaki daje autoprodukcja energii bezpośrednio przez jej odbiorców po stronie nN. Jest też barierą rozwoju energetyki rozproszonej i eliminacji zjawiska ubóstwa energetycznego. Dodatkowo, dzięki takiemu rozwiązaniu, możliwe jest wykorzystanie istniejącego systemu dystrybucji energii, co w obecnych warunkach prawnych było niemożliwe. Elektroprosument unika także konieczności uzyskiwania koncesji i zatwierdzania taryf oraz związanych z tymi obowiązkami kosztami.

Taryfa EP pozwala także korzystać w pełni z nowych rozproszonych źródeł energii w postaci układów kogeneracyjnych i OZE (PV, elektrownie wiatrowe, biogazownie, elektrownie wodne) przez indywidualnych odbiorców końcowych mieszkających w budynkach wielorodzinnych (wspólnoty czy spółdzielnie mieszkaniowe), gdyż tacy odbiorcy (osoby fizyczne) nie mogły w zasadzie korzystać z takich źródeł energii. Stroną umowy w Taryfie EP staje się bowiem podmiot zbiorowy (wspólnota lub spółdzielnia mieszkaniowa), a nie odbiorca indywidualny.

W Taryfie EP zawarto także koszty, które pozwalają obecnemu OSD pokryć koszty obsługi i serwisu sieci nN.

Taryfę EP można zastosować także w obiektach użyteczności publicznej (budynki państwowe i samorządowe). Nie ma także żadnych przeszkód, aby taką taryfę zastosować nie tylko dla jednego transformatora SN/Nn, ale nawet dla całej grupy transformatorów w danej gminie czy mieście.

Taki sposób korzystania z istniejącej infrastruktury elektroenergetycznej jest przyszłością rozwoju elektroprosumeryzmu i może zostać z powodzeniem zastosowany powszechnie.

Literatura:

[1] A. Jurkiewicz „*Kontrakty typu ESCO. Przyszłość firm ciepłowniczych i energetycznych.*”

<http://egie.pl/artykuly/kontrakty-typu-esco-przyszlosc-firm-cieplowniczych-i-energetycznych>

[2] Popczyk J. „*Od działań kryzysowych 2020 do elektroprosumeryzmu 2050 – transformacja energetyki w trybie przełomowym: cz. I. Rozległe uwarunkowania i punkt oddolnego praktycznego startu, cz. II. Słownik encyklopedyczny teorii i zarys koncepcji rynku wschodzącego I na poziomie praktyki*” (55 stron tekstu komputerowego). Platforma PPTE2050 (www.ppte2050.pl), 2020. Portal CIRE (www.cire.pl), 2020. „Energetyka” 2020, nr 5, *Biuletyn PPTE2050* nr 1/2020, cz. II, s. 216-234.

[3] Sławomir Kopeć „*Propozycja: program innowacyjnych piaskownic energetycznych*” Zeszyt nr 3 Energetyka Rozproszona wyd. AGH Kraków – czerwiec 2020

[4] eGIE Sp. z o.o Opole „*System Nadzoru i Sterownia - SyNiS*”

<http://egie.pl/synis/system-nadzoru-i-sterowania-synis>

Wersja Alfa – 24.05.2021 r.