

*XVIII Konferencja Naukowa*

**AKTUALNE PROBLEMY W ELEKTROENERGETYCE APE'17**

Jastrzębia Góra, 7-9 czerwca 2017

**WYKORZYSTANIE INFRASTRUKTURY SYSTEMU AMI W MONITOROWANIU I STEROWANIU SIECIAMI NISKIEGO NAPIĘCIA**

**Krzysztof DOBRZYŃSKI<sup>1</sup>, Zbigniew LUBOŚNY<sup>1</sup>, Jacek KLUCZNIK<sup>1</sup>, Sławomir NOSKE<sup>2</sup>, Dominik FALKOWSKI<sup>2</sup>**

1. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki,  
tel.: 58 347 1798, e-mail: krzysztof.dobrzynski@pg.gda.pl  
tel.: 58 347 1641, e-mail: zbigniew.lubosny@pg.gda.pl  
tel.: 58 347 1798, e-mail: jacek.klucznik@pg.gda.pl
2. ENERGA-OPERATOR SA, ul. Marynarki Polskiej 130, 80-557 Gdańsk  
tel.: 58 778 8058, e-mail: slawomir.noske@energa.pl  
tel.: 58 778 8059, e-mail: dominik.falkowski@energa.pl

**Streszczenie:** W referacie przedstawiono wybrane zagadnienia z prac prowadzonych w ramach europejskiego grantu UPGRID realizowanego przez konsorcjum firm z siedmiu państw europejskich, w tym również z Polski, który dotyczy między innymi optymalizacji pracy sieci niskiego napięcia przy wykorzystaniu danych z liczników AMI.

**Słowa kluczowe:** sieć niskiego napięcia, monitoring i sterowanie sieci, optymalizacja

## 1. WSTĘP

Wiedza operatora dystrybucyjnego na temat aktualnego stanu pracy sieci niskiego napięcia jest obecnie bardzo skromna. Oznacza to, że operator dystrybucyjny nie dysponuje informacjami na temat aktualnych napięć i obciążeń elementów sieciowych w sieci niskiego napięcia, albo jest to wiedza szczątkowa, obejmująca tylko wybrany, testowy obszar sieci. Pojawienie się na szeroką skalę infrastruktury AMI sprawiło, że obecnie operatorzy badają możliwości wykorzystania liczników AMI do innych celów niż tylko rozliczeń rzeczywistego zużycia energii elektrycznej. Liczniki AMI, w zależności od modelu, mają zdolność rejestrowania różnych wielkości elektrycznych, takich jak np.: chwilowe wartości napięć, chwilowe wartości mocy, zdefiniowane zdarzenia (np. chwilowe obniżenie napięcia), itp. Połączenie wymienionych własności liczników AMI z możliwością zdalnego pobierania pomiarów sprawia, że rozważane są kolejne obszary, w których można wykorzystać tę infrastrukturę. Zweryfikowanie nowych zastosowań infrastruktury AMI jest złożonym przedsięwzięciem, w którym z jednej strony należy zaangażować wiele zasobów przedsiębiorstwa, a z drugiej strony potrzebne jest wsparcie firm zewnętrznych, potrafiących zrealizować zagadnienia niebędące domeną operatora, np. stronę programistyczną.

Z początkiem roku 2015 ENERGA-OPERATOR SA, Politechnika Gdańska, Instytut Elektroenergetyki oraz Atende SA rozpoczęły współdziałanie w realizacji grantu europejskiego o akronimie UPGRID<sup>5</sup> realizowanego w ramach programu

Horyzont 2020 [1]. W grancie tym, oprócz polskich partnerów uczestniczy jeszcze 15-u innych z 7-u różnych państw europejskich. W swoim założeniu grant ten dotyczy realizowalności systemu zdalnego monitorowania i sterowania siecią niskiego i średniego napięcia. Przy czym dopuszczona jest tu pewna elastyczność wyboru przez operatorów realizowanych zagadnień zdefiniowanych w ramach przyjętych tematów. Operator dystrybucyjny w danym kraju precyzuje, które zagadnienia realizuje. Jest to uzasadnione istniejącymi różnicami pomiędzy operatorami, zarówno w sferze technologicznej posiadanej struktury AMI jak i posiadanych już doświadczeń. Polski operator skoncentrował się na zagadnieniach związanych z siecią niskiego napięcia.

Niniejszy referat przedstawia wybrane zagadnienia realizowane w ramach przedmiotowego grantu przez polskich partnerów [2], a są to między innymi:

- monitorowanie i sterowanie siecią nn,
- obliczanie rozptyłu mocy w sieci nn,
- estymacja stanu sieci nn,
- optymalizacja punktów podziału sieci nn,
- prognozowanie temperatury transformatora SN/nn.

Powyżej wymienione zagadnienia stanowią w projekcie niezależnie rozważane funkcjonalności wchodzące w skład realizowanego systemu DMS (Distribution Management System).

## 2. CHARAKTERYSTYKA OBSZARU TESTOWEGO SIECI NISKIEGO I ŚREDNIEGO NAPIĘCIA

Idea przedmiotowego grantu polega na sprawdzeniu realizowanych zagadnień w rzeczywistej sieci dystrybucyjnej. Do analiz zdefiniowano zatem określony demonstracyjny obszar sieci średniego i niskiego napięcia znajdujący się w dzielnicach miasta Gdynia: Witomino, Działki Leśne oraz Chwarzno. Na obszar ten składają się:

- linie kablowe średniego napięcia o łącznej długości 33,71 km,

<sup>5</sup> UPGRID – This project has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement No 646.531.

- linie kablowe niskiego napięcia o łącznej długości 90,75 km,
- linie napowietrzne niskiego napięcia o łącznej długości 26,68 km,
- 54 stacje transformatorowe wewnętrzne SN/nn, z których zasilanych jest 300 obwodów niskiego napięcia.

Wszystkie stacje SN/nn znajdujące się na demonstracyjnym obszarze posiadają infrastrukturę AMI, w skład której wchodzi między innymi: koncentrator zbierający pomiary z liczników komunalnych i licznik bilansujący realizujący pomiary na szynach głównych rozdzielnic nn.

### 3. PLANOWANE FUNKCJONALNOŚCI W SIECI NISKIEGO NAPIĘCIA

#### 3.1. Monitoring i sterowanie siecią nn

Jak wspomniano powyżej, obecnie monitorowanie i sterowanie sieci nn przez polskich operatorów dystrybucyjnych odbywa się w zasadzie tylko w ramach obszarów pilotażowych, gdzie testowane są wybrane rozwiązania. W tym przypadku, w zasadzie po raz pierwszy, prace skierowane są na odtworzenie demonstracyjnego obszaru sieci niskiego napięcia w systemie SCADA, z którego to systemu korzysta ENERGA-OPERATOR. W ramach realizacji niniejszej funkcjonalności w systemie SCADA przewidziano między innymi pokazywanie:

- napięć w węzłach sieci nn,
- przepływów prądów i mocy w poszczególnych odcinkach linii oraz transformatorach SN/nn,
- stanów łączników nn sterowanych ręcznie,
- stanów pracy mikroźródeł wraz z wartością generowanej mocy,
- informacji o przepaleniu wkładki bezpiecznikowej chroniącej obwód nn (stacja SN/nn).

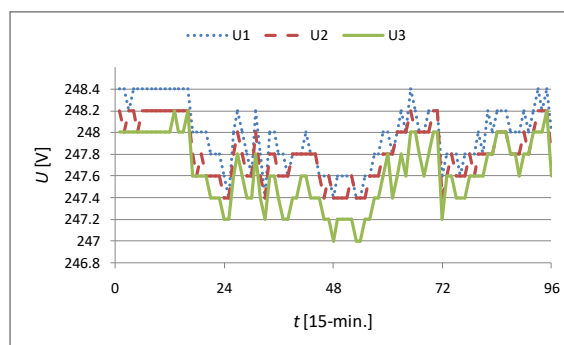
Przewidziano również możliwość zdalnego wykonywania sterowań z poziomu systemu SCADA. Dotyczy to mikroźródeł, które można zdalnie załączać lub wyłączać.

Część z powyżej wymienionych informacji nie będzie pochodziła z bezpośrednich pomiarów. W przypadku rozplywu prądów i mocy w odcinkach linii wartości te będą wynikiem obliczeń wykonanych przez estymator stanu sieci nn. Z kolei w przypadku zmiany stanu łączników sterowanych ręcznie informacja będzie pochodziła od brygad pogotowia energetycznego. Pozostałe wielkości będą efektem pomiarów. W przypadku napięć, wartości dla złącz kablowych będą pochodziły z liczników komunalnych. Napięcia na dolnych szynach transformatora SN/nn oparte będą o pomiary realizowane przez licznik bilansujący. Należy tu wspomnieć, że pewnym problemem jest efektywność pozyskiwania pomiarów z liczników komunalnych przy wykorzystaniu technologii PLC (Power Line Communication), która w ogólności charakteryzuje się zwiększaniem czasu uzyskania pomiaru z licznika komunalnego wraz z odległością elektryczną jego umiejscowienia względem koncentratora znajdującego się w stacji SN/nn. Jest to o tyle niekorzystna cecha, że do sprawnego prowadzenia bieżącego ruchu w sieci potrzebna jest informacja o stanie sieci uzyskana w możliwie najkrótszym czasie. Pożądany czas zwykle lokuje się w przedziale sekund. Niestety pozyskanie danych pomiarowych znajdujących się głębiej w sieci mogą sięgać kilkunastu, a w skrajnych przypadkach kilkudziesięciu minut, co sprawia, że taki pomiar staje się dla dyspozytora nieprzydatny. Pojawiła się zatem konieczność estymowania

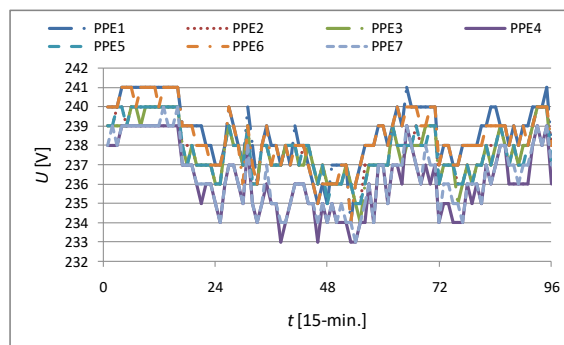
wartości napięć, których nie uda się pozyskać w akceptowalnym czasie. Realizowane będzie to z wykorzystaniem estymatora stanu sieci nn, który pokrótce został opisany w rozdziale 3.3. Przyjęto przy tym graniczny czas przekazywania informacji do systemu SCADA na poziomie 15 minut.

Pewnym problemem jest również brak informacji, do której fazy dany licznik komunalny jednofazowy jest przyłączony. Nie ma również informacji o kolejności faz dla liczników komunalnych trójfazowych. W takim przypadku operator widząc w systemie SCADA wartości maksymalną i minimalną napięcia dla danego węzła sieci nn, nie otrzyma informacji, której fazy dana wartość dotyczy. Podjęcie analizy napięć rejestrowanych przez liczniki komunalne spowodowało, że aktualnie rozważane jest podjęcie próby identyfikacji przypisania tych liczników do poszczególnych faz. Taka identyfikacja mogłaby przebiegać dwuetapowo. W pierwszym etapie, należy w ramach poszczególnych węzłów sieci nn (złącz kablowych), do których przyłączonych jest wiele liczników komunalnych jednofazowych i trójfazowych, dokonać przyporządkowania do poszczególnych, umownych faz. Następnie, posługując się wartościami napięć rejestrowanymi przez licznik bilansujący (napięcia dolnej strony transformatora SN/nn), gdzie kolejność faz jest wiadoma, ocenić przyporządkowanie do poszczególnych faz: L1, L2 i L3.

Na rysunku 1 przedstawiono przebieg napięć rejestrowanych przez licznik bilansujący w przykładowej stacji SN/nn. Na rysunku tym widoczna jest wyraźna rozbieżność pomiędzy poszczególnymi fazami, która utrzymuje się przez całą dobę.



Rys. 1. Napięcia w poszczególnych fazach zarejestrowane w liczniku bilansującym, wartości chwilowe rejestrowane co 15 minut za okres doby (05.07.2016)



Rys. 2. Napięcia liczników komunalnych przyłączonych do wspólnego złącza kablowego, wartości chwilowe rejestrowane co 15 minut za okres doby (05.07.2016), PPE – licznik komunalny

Podobna sytuacja ma miejsce w przypadku liczników komunalnych. Na rysunku 2 przedstawiono przebieg napięć dla siedmiu takich liczników przyłączonych do jednego

złącza kablowego. Liczniki te zasilane są ze stacji, której napięcia pokazano na rysunku 1. Analizując powyższe rysunki można doszukać się analogii, zarówno w zakresie zmienności napięcia, jak i różnic pomiędzy poszczególnymi licznikami. Analiza dłuższego okresu, np. całego roku, powinna pozwolić z dużym prawdopodobieństwem dookreślić przyporządkowanie do faz poszczególnych liczników komunalnych.

### 3.2. Wyznaczenie rozprywu mocy

Moduł obliczania rozprywu mocy w sieci nn jest przeznaczony do funkcji związanych z planowaniem lub analizą pracy sieci, a więc tam gdzie wykorzystuje się dane historyczne lub prognozowane. Algorytm został oparty o powszechnie stosowaną metodę iteracyjną Newtona-Raphsona [3], która charakteryzuje się dużą zbieżnością. Istotą tej metody jest rozwiązanie nieliniowego układu równań, w którym dla każdego z węzłów sieci muszą być spełnione równania na moc czynną  $P_i$  i bierną  $Q_i$ , generowaną lub pobieraną:

$$P_i = U_i^2 G_{ii} + U_i \sum_{j \in n_i} U_j (B_{ij} \sin \delta_{ij} + G_{ij} \cos \delta_{ij}) \quad (1)$$

$$Q_i = -U_i^2 G_{ii} + U_i \sum_{j \in n_i} U_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}) \quad (2)$$

gdzie:  $\delta_{ij} = \delta_i - \delta_j$  – różnica kątów napięć węzłowych;  $U_i$  – napięcie w węźle  $i$ ;  $G_{ij}$ ,  $B_{ij}$  – elementy macierzy impedancyjnej.

Danymi wejściowymi w przypadku implementacji powyższej metody są:

- parametry techniczne elementów sieciowych (odcinków linii i transformatorów),
- topologia sieci,
- stan łączników,
- wartości napięć dolnej strony transformatorów SN/nn,
- moce pobierane przez odbiory i generowane przez mikroźródła.

Z uwagi na promieniowy charakter sieci nn obliczenie rozprywu mocy można dekomponować na podsieci zasilane z transformatora SN/nn. W implementacji metody należy dokonać podziału węzłów na odpowiednie typy: generacyjne, odbiorcze, bilansujące. Można jednocześnie pominąć węzły generacyjne, ponieważ mikroźródła instalowane w sieci nn nie są w stanie zapewnić regulacji napięcia w węzle, do którego są przyłączone. Zatem wszystkie węzły są traktowane jako węzły odbiorcze, gdzie przyjmuje się moce czynne  $P_i$  i bierne  $Q_i$  jako zadane. Wyjątkiem są szyny dolnej strony transformatora SN/nn, które traktowane są jako węzeł bilansujący. Dla tego węzła przyjmuje się moduł napięcia zadanego (np. z prognozy, z trendów historycznych, czy z pomiarów) oraz kąt tego napięcia równy zero lub inny, dowolny kąt odniesienia.

W efekcie zastosowania metody Newtona-Raphsona uzyskuje się następujące wielkości:

- prądy płynące w poszczególnych odcinkach linii oraz transformatorach zdefiniowanego obszaru sieci,
- napięcia we wszystkich węzłach zdefiniowanego obszaru sieci,
- moce czynne i bierne na początku i końcu każdego odcinka liniowego,
- moce czynne i bierne płynące przez transformatory,
- straty mocy czynnej i biernej we wszystkich odcinkach linii.

### 3.3. Estymacja stanu sieci nn

Jak wspomniano wcześniej, w przypadku sieci niskiego napięcia operator obecnie nie posiada bieżącej wiedzy na temat jej stanu. Przy pomocy infrastruktury AMI można pozyskać tę wiedzę, ale z określonymi ograniczeniami. Głównym ograniczeniem jest tu efektywność pozyskiwania danych pomiarowych z liczników komunalnych. Z tego też powodu nie jest możliwe wykorzystanie modułu rozprywu mocy i trzeba się posłużyć estymatorem stanu sieci, który na podstawie niepełnych pomiarów oszacuje pomiary brakujące. Aktualnie na podstawie przeprowadzonych analiz szacuje się, że w założonym 15-minutowym przedziale czasu uda się pozyskać pomiary z większości liczników komunalnych, ale nie ze wszystkich. Powyższe powoduje, że należy zastosować rozwiązanie, które w oparciu o niepełne dane przedstawi wiarygodny obraz pracy sieci nn.

Dane wejściowe opracowanego algorytmu w zasadzie pokrywają się z danymi potrzebnymi w module wyznaczającym rozpryw mocy w sieci (Rozdział 3.2). W tym przypadku nie są wymagane moce pobierane przez odbiory i generowane przez mikroźródła. Dodatkowo jednak wymagane są pomiary napięć w wybranych licznikach komunalnych i pomiary energii z liczników bilansujących. Podstawą działania algorytmu jest macierz admitancyjna kwadratowa o rozmiarze odpowiadającym liczbie węzłów danej podsieci:

$$\underline{Y} = \underline{Y}_y + \underline{Y}_z \quad (3)$$

gdzie:  $\underline{Y}_y$  – macierz zawierająca elementy podłużne sieci;  $\underline{Y}_z$  – macierz zawierająca elementy poprzeczne sieci.

W niniejszym algorytmie odwrócono problem obliczeniowy w stosunku do klasycznego obliczania rozprywu mocy. W tym przypadku na podstawie pomiarów napięć wyznaczone są wartości mocy. W pierwszym kroku algorytmu uzupełniane jest równanie wiążące napięcia i prądy:

$$\underline{I} = \underline{YU} = \begin{bmatrix} \underline{I}_l \\ \underline{0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_a & \underline{Y}_b \\ \underline{Y}_c & \underline{Y}_d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_l \\ \underline{U}_x \end{bmatrix} \quad (4)$$

gdzie:  $\underline{I}_l$  – wektor prądów w złączach kablowych, gdzie dostępny jest pomiar napięcia;  $\underline{U}_l$  – wektor mierzonych napięć;  $\underline{U}_x$  – wektor poszukiwanych napięć.

W kolejnym kroku wyznaczone są wartości mocy węzłowych:

$$\underline{S} = \underline{P} + j\underline{Q} = \begin{bmatrix} \underline{U}_l \\ \underline{U}_x \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{I}_l \\ \underline{0} \end{bmatrix} \quad (5)$$

W powyższej metodzie pewnym problemem jest dostępność tylko modułu napięcia, ponieważ liczniki AMI zainstalowane na obszarze demonstracyjnym nie mają możliwości pomiaru kąta napięcia. To powoduje, że uzyskiwany wynik obarczony jest błędem. Dlatego też w kolejnych krokach algorytm estymuje kąty napięć węzłowych. Przeprowadzane jest to w oparciu o współczynnik zmiany kąta pomiędzy węzłem początkowym, a węzłem końcowym każdego odcinka liniowego  $\alpha_{kl}$ , który zdefiniowany jest jako pochodna zmian kąta względem mocy czynnej odcinka liniowego. Wartości te określane są dla sieci o określonej topologii jednorazowo przed rozpoczęciem procesu estymacji z wykorzystaniem

losowych obciążeń sieci. Pozwala to uzyskać rozkład zmian wartości kątów napięć w funkcji mocy gałęzi, który jest następnie uśredniany z wykorzystaniem regresji liniowej. Następnie wyznaczane są poprawki kątów napięć węzłowych, w zależności od mocy płynącej przez gałąź. W kolejnym kroku iteracji zmierzzone napięcia  $U_1$  korygowane są o obliczony dla każdej gałęzi kąt, wyznaczany jest nowy wektor mocy węzłowych, nowe przepływy mocy w gałęziach i nowe poprawki kątów. Iteracje powtarzane są do chwili uzyskania żądanej dokładności obliczeń.

### 3.4. Optymalizacja punktów podziału sieci nn

Sieci niskiego napięcia budowane są jako sieci oczkowe, przy czym pracują jako sieci promieniowe. Dodatkowo stosowana praktyka budowy sieci niskiego napięcia przez operatorów zakłada, że w zasadzie prawie każde złącze kablowe powinno umożliwiać sekcjonowanie sieci. Dzięki temu relatywnie łatwo jest odseparować np. uszkodzony odcinek linii. Obecnie, głównie ze względów kosztowych, do sekcjonowania sieci nn nie są wykorzystywane łączniki zdalnie sterowane. Samo sekcjonowanie odbywa się „ręcznie” przez brygady pogotowia energetycznego.

Kolejną funkcjonalnością, która będzie realizowana w ramach projektu jest optymalizacja punktów podziału w sieci nn. W tym przypadku algorytm umożliwia poszukiwanie nowej konfiguracji sieci przy spełnieniu następujących warunków kryterialnych:

- napięcia w analizowanym obszarze sieci nn zawierają się w dopuszczalnym zakresie, przy czym zakres ten jest parametrem uwzględnianym w obliczeniach,
- nie jest przekroczona obciążalność dopuszczalna długotrwale elementów sieciowych (linii i transformatorów SN/nn).

Optymalizowana może być tu różna funkcja celu, w tym między innymi:

- likwidacja przeciążeń występujących w zdefiniowanym obszarze sieci nn,
- likwidacja przekroczeń napięciowych występujących w zdefiniowanym obszarze sieci nn,
- poszukiwanie nowego podziału sieci powodowanego koniecznością wyłączenia spod napięcia określonego elementu lub obszaru sieci, np. na potrzeby usunięcia awarii lub wykonania prac planowych,
- minimalizacja strat technicznych w zdefiniowanym obszarze sieci nn.

Algorytm wykonuje obliczenia dla aktualnej konfiguracji zdefiniowanego obszaru sieci nn z uwzględnieniem prognozowanych obciążeń w określonym przedziale czasu i ze zdefiniowanym interwałem czasu. Następnie poszukiwane są nowe konfiguracje sieci spełniające warunki kryterialne, które przedstawiane są w postaci listy rankingowej.

### 3.5. Prognozowanie temperatury transformatora SN/nn

W stacjach SN/nn pomiary przepływu mocy przez transformator realizowane są przez licznik bilansujący z interwałem 15-minutowym. Pomiary te są przesyłane do systemu AMI i tam gromadzone, dzięki czemu dostępna jest historia obciążenia transformatora. Na podstawie zmierzonych wartości mocy można dokonać oceny przybliżonej temperatury transformatora w umownym, najgorętszym jego miejscu [4], [5].

Na podstawie historii obciążenia transformatora można z wykorzystaniem funkcji prognozowania (nieopisaną w tym referacie, ale realizowaną w projekcie) przewidzieć obciążenie transformatora np. na następne 12 godzin. Przy czym określenie tej prognozy możliwe jest tylko przy spełnieniu warunku niezmienności podsieci zasilanej przez transformator, w stosunku do pomiarów z poprzednich lat. Jeżeli ten warunek nie jest spełniony, to należy posłużyć się prognozą wykonaną dla poszczególnych liczników komunalnych, aktualnie zasilanych z rozważanego transformatora.

## 4. WNIOSKI

Istniejąca infrastruktura AMI skłania operatorów dystrybucyjnych do podejmowania działań mających na celu wykorzystania możliwości oferowanych przez tę infrastrukturę, innych niż tylko rozliczenia za energię elektryczną. ENERGA-OPERATOR SA razem z partnerami, w ramach grantu europejskiego UPGRID, jest na etapie wdrażania na obszarze demonstracyjnym rozwiązań dotyczących monitorowania i sterowania w sieci nn. Celem jest zdobycie wiedzy i doświadczeń dotyczących wykorzystania infrastruktury AMI.

## 5. BIBLIOGRAFIA

1. [www.upgrid.eu](http://www.upgrid.eu)
2. Lubośny Z., Dobrzyński K., et al, Real proven solutions to enable active demand and distributed generation flexible integration, through a fully controllable LOW Voltage and medium voltage distribution grid. Demonstration 4 in real user environment: ENERGA – Poland. System Design, w ramach grantu 646531 – UPGRID – H2020-LCE-2014-2015/H2020-LCE-2014-3, Gdańsk 2016
3. Kremens Z., Sobierajski M., Analiza systemów elektroenergetycznych, WNT 1996
4. PN IEC 60354: 1999, Przewodnik obciążenia transformatorów olejowych
5. PN EN 60076-2: 2011, Przyrosty temperatury dla transformatorów olejowych

## SYSTEM AMI USED TO MONITORING AND CONTROLING OF LOW VOLTAGE GRID

The paper describes selected functions being applied to LV grid as result of UPGRID project realization. The project covers the use of AMI system for increase observability and controllability of the low voltage grid.

**Keywords:** low voltage grid, control, optimization.