

Pilotażowy projekt wdrożenia w ENERGA-OPERATOR SA sieci inteligentnej „Inteligentny Półwysep”

1. WPROWADZENIE

W 2009 roku ENERGA-OPERATOR SA podjęła decyzję o wprowadzeniu liczników inteligentnych. W pierwszym etapie wdrożenie obejmuje ok. 100 tys. urządzeń pomiarowych w trzech wybranych lokalizacjach, różniących się charakterem odbiorców. Jednym z obszarów wytypowanych do wdrożenia jest strefa w przeważającej części o charakterze miejskim, w północnej części kraju, zasilana z jednego punktu zasilającego (GPZ Władysławowo). Wychodząc z założenia, które należy zweryfikować w trakcie realizacji instalacji, że budowa i wdrożenie inteligentnego opomiarowania jest pierwszym etapem do budowy sieci inteligentnych w ramach ENERGA-OPERATOR SA, podjęto decyzje o zaprojektowaniu i wdrożeniu Smart Grid (SG). Niejako naturalną konsekwencją takiego wyboru była lokalizacja tego projektu w miejscu, gdzie instalowana jest sieć liczników inteligentnych, tj. na Półwyspie Helskim. Dodatkowym argumentem za wyborem tej lokalizacji była konieczność poprawy wskaźników niezawodności zasilania na tym obszarze, który szczególnie w sezonie turystycznym jest bardzo wrażliwy na przerwy w dostawach energii elektrycznej, a czas usuwania awarii wydłużony ze względu na problemy z przemieszczaniem się zespołów pogotowia energetycznego po zatłoczonych drogach.

Głównym celem pilotażowego projektu Smart Grid na Półwyspie Helskim jest sprawdzenie jego podstawowych elementów i wypracowanie koncepcji realizacyjnej podobnych projektów w skali ENERGA-OPERATOR SA. Przyjęto, że zakres projektu powinien dotyczyć sieci średniego i niskiego napięcia. Sprawdzeniu – poprzez praktyczną realizację – podlegają takie elementy projektu, jak:

- część centralna – system informatyczny zintegrowany ze SCADA na poziomie Regionalnej Dystrybucji Ruchu
- infrastruktura telekomunikacyjna
- wyposażenie sieci SN i nn w automatykę, sterowanie i pomiary
- instalacja w sieci nn generacji rozproszonej typu ogniw fotowoltaiczne, turbiny wiatrowe, a także pomp ciepła, inteligentnego oświetlenia ulicznego, stacji ładowania samochodów elektrycznych.

W artykule przedstawiono zakres i wyniki prac projektowych oraz przewidywany zakres wdrożenia sieci Smart Grid na Półwyspie Helskim.

2. OPIS PRAC PRZYGOTOWAWCZYCH I ANALIZ

W ramach ENERGA-OPERATOR SA powołano zespół projektowy, programujący pracę oraz odpowiedzialny za prawidłowy przepływ informacji i zebranie niezbędnych danych wejściowych. Całość prac związanych z przygotowaniem wdrożenia powierzono Instytutowi Energetyki w Gdańsku. Prace przygotowawcze podzielono na trzy etapy.

Etap 1: Opracowanie koncepcji budowy i funkcjonowania sieci Smart Grid [1], obejmował:

- analizę, ocenę ilościową i jakościową obecnego stanu infrastruktury elektroenergetycznej, jej obciążenia, przyłączonych źródeł i odbiorców oraz infrastruktury telekomunikacyjnej pod kątem wykorzystania w realizacji sieci Smart Grid na Półwyspie Helskim. Inwentaryzacja i ocena objęły takie elementy, jak: sieci SN i nn (linie kablowe i napowietrzne, stacje transformatorowe, stacja 110/15 kV Władysławowo), infrastruktura telekomunikacyjna, automatyka i zabezpieczenia, istniejąca generacja konwencjonalna i odnawialna (w tym EC Hel, EC Władysławowo) oraz charakterystyki obciążenia [6]
- przegląd aspektów funkcjonalnych sieci Smart Grid, takich jak: systemy AMI (ang. *Advanced Metering Infrastructure* – infrastruktura inteligentnych pomiarów) w sieciach SG, prosumenci i sieć aktywna, inteligentne budynki, samochody elektryczne, rozproszone źródła energii DER (ang. *Distributed Energy Resources* – rozproszone źródła energii), oddziaływanie na odbiorców: DSM (ang. *Demand Side Management* – zarządzanie popytem), DR (*Demand Response* – sterowanie popytem), zarządzanie i sterowanie w mikrosieciach, poprawa niezawodności i jakości zasilania mikrosieci, samodzielna praca mikrosieci

Streszczenie

W artykule przedstawiono dotychczasowy przebieg realizacji oraz planowane w najbliższym czasie działania, związane z pilotażowym wdrożeniem sieci inteligentnej Smart Grid przez ENERGA-OPERATOR SA, w ramach projektu „Inteligentny Półwysep”. W zrealizowanych dotychczas trzech etapach prac przygotowawczych i analizach przeprowadzono szczegółową inwentaryzację sieci SN i nn objętej projektem, opracowano koncepcję realizacji projektu, opracowano algorytmy sterowania

sieci Smart Grid oraz przeprowadzono symulacyjne badania modelowe tych algorytmów. Podsumowaniem prac przygotowawczych było opracowanie studium wykonalności projektu. Do wdrożenia przewidziano funkcjonalności oraz eksperymentalną realizację pracy wyspowej z udziałem EC Władysławowo, a także wdrożenie w ENERGA-OBRÓT SA sterowania poborem mocy przez odbiorców w programach DSM/DR.

- przegląd i ocenę dostępnych technologii telekomunikacyjnych, informatycznych, wytwórczych, pomiarowych, magazynowych i przesyłu energii oraz ocenę możliwości wykorzystania ich w projekcie Smart Grid
- opracowanie założeń projektu zawierających opis oczekiwanych funkcjonalności sieci oraz koncepcję techniczną i funkcjonalną sieci Smart Grid wraz z określeniem nowych elementów infrastruktury sieciowej na Półwyspie Helskim.

Etap 2: Przeprowadzenie badań modelowych pracy sieci oraz opracowanie algorytmów sterowania siecią Smart Grid na Półwyspie Helskim [2]:

- budowa modeli istniejących elementów infrastruktury, źródeł wytwórczych, urządzeń łączeniowych i EA
- opracowanie modeli nowych elementów sieci instalowanych w ramach projektu pilotażowego
- opracowanie algorytmów sterowania siecią Smart Grid na Półwyspie Helskim
- weryfikacja współdziałania zamodelowanych, istniejących i nowych elementów sieci w ramach Smart Grid
- badania modelowe pracy sieci z uwzględnieniem algorytmów stosowania Smart Grid
- opracowanie profili wytwarzania i odbioru energii.

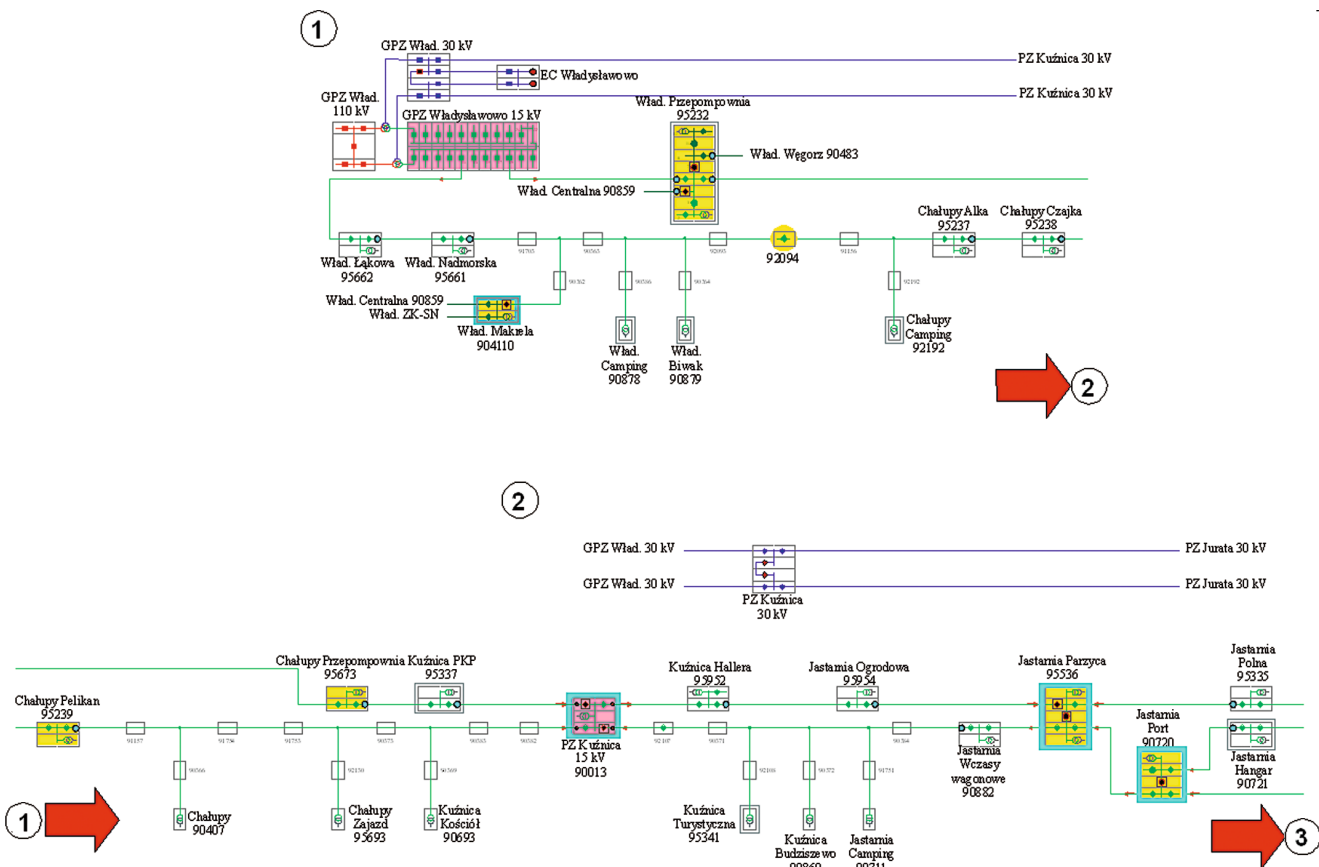
Etap 3: Opracowanie studium wykonalności realizacji projektu Smart Grid [3]:

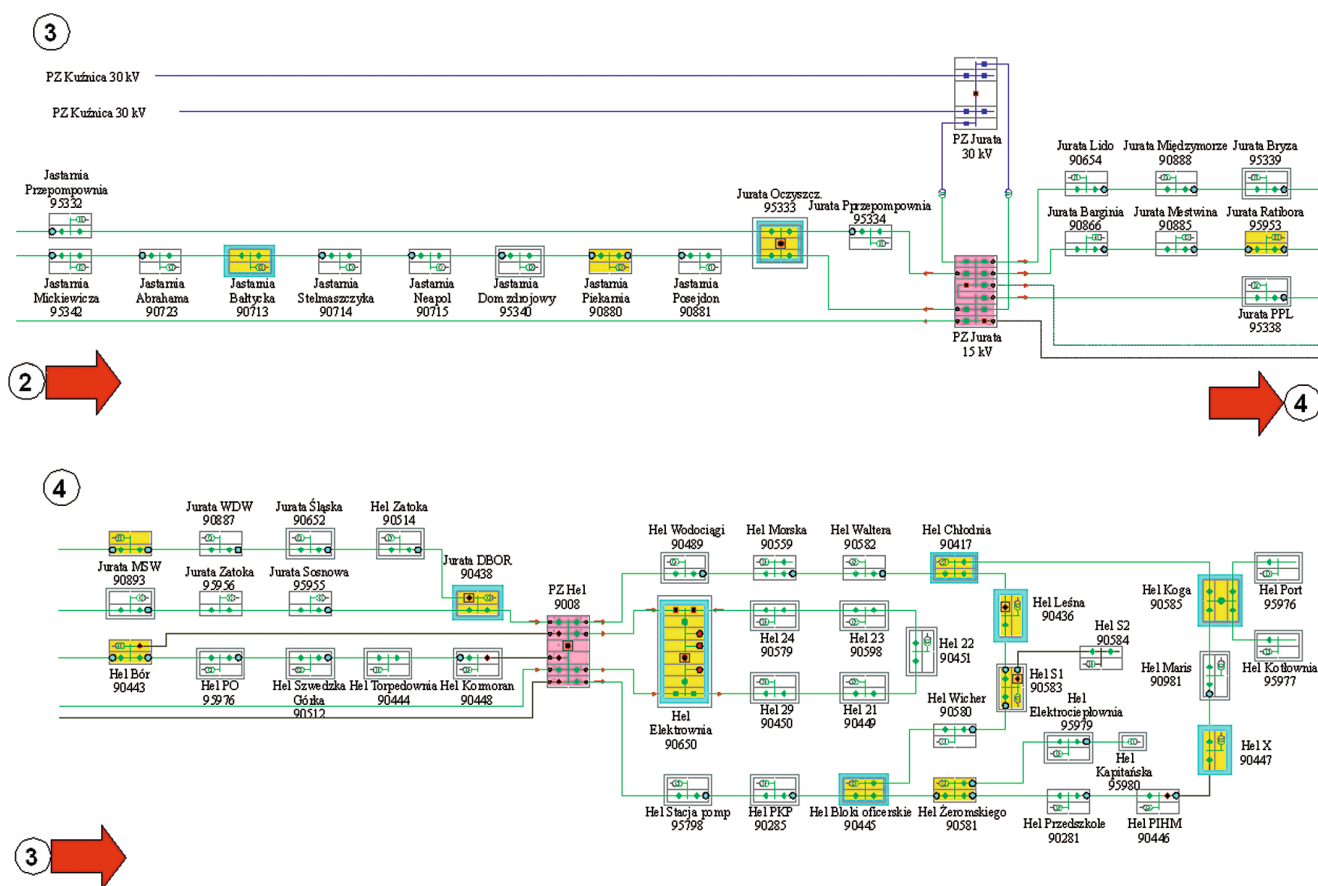
- koncepcja i zakres realizacji projektu Smart Grid na Półwyspie Helskim

- harmonogram wdrożenia projektu
- analiza finansowa
- założenia do analizy finansowej obejmujące koszty inwestycyjne i eksploatacyjne oraz korzyści uzyskiwane przez strony projektu
- harmonogram wydatków
- uwarunkowania realizacji projektu oraz analiza czynników ryzyka i krytycznych czynników sukcesu
- zewnętrzne źródła finansowania dla projektu Smart Grid na Półwyspie Helskim.

Całość prac przygotowawczych zakończono w 2011 roku i w wyniku dyskusji oraz analiz wykonalności, opracowano wytyczne realizacyjne [4], w których wyspecyfikowano zakres wdrożenia z podziałem na rodzaje prac (rozbudowa oprogramowania, instalacja i modernizacja sieci SN i nn, programy DSM). Wytyczne te staną się podstawą wdrożenia instalacji pilotażowej.

Analiza oraz ocena ilościowa i jakościowa obecnego stanu infrastruktury elektroenergetycznej pozwoliły na zdefiniowanie potencjalnego zakresu wdrożenia. Sieć elektroenergetyczna, zasilająca odbiorców na Półwyspie Helskim (rys. 1), jest siecią promieniową, zasilaną z GPZ Władystawowo, który łącznie obejmuje ponad 450 punktów transformacji SN/nn w pięćdziesięciu miejscowościach. Półwysep Helki jest zasilany z GPZ Władystawowo dwoma liniami kablowymi 30 kV oraz dwoma liniami 15 kV. Długość linii kablowych SN wynosi ponad 171 km (przekroje od 50 do 240 mm²), w tym 50 km to linie 30 kV. Linia napowietrzna o przekroju 70 mm² ma długość 14,5





Rys. 1. Schemat sieci elektroenergetycznej SN na Półwyspie Helskim

km i jest przerywana odcinkami kablowymi. Łącznie na Półwyspie Helskim zainstalowanych jest 97 transformatorów SN/nn o mocach od 63 kVA do 630 kVA. W PZ Jurata znajdują się dwa transformatory 30/15 kV o mocach 6,3 MVA oraz autotransformator 15/15kV o mocy 10,7 MVA. W GPZ Władystawowo do rozdzielni 30 kV linami 30 kV jest dołączona elektrociepłownia, wyposażona w dwa generatory o mocy 2 x 5,5 MW.

Szczytowe zapotrzebowanie na moc obserwowane jest w lipcu – 10 MW, a minimalne zapotrzebowanie w październiku – 5 MW. Obciążenie w dolinie nocnej wynosi odpowiednio 4 i 3 MW. Sieć SN jest źródłem mocy biernej o wielkości od 3 do 4 MVAR.

3. OPIS WYBRANYCH FUNKCJONALNOŚCI PRZEWIDYWANYCH DO WDROŻENIA

Poniżej opisano założenia i algorytmy podstawowych funkcjonalności przewidzianych do realizacji w ramach instalacji pilotażowej Smart Grid na Półwyspie Helskim. Funkcjonalność ta zostanie zaimplementowana w ramach nowego oprogramowania w RDM Oddział Gdańsk, określanego jako DMS (ang. *Distribution Management System*). Funkcje związane ze sterowaniem popytem oraz obsługą systemu ładowania samochodów zostały przypisane aplikacjom, jakie powstaną po stronie ENERGA-OBRÓT SA.

Realizacja tych funkcjonalności będzie związana z niezbędnym wyposażeniem infrastruktury sieciowej

sieci SN i nn w urządzenia pomiarowe i sterownicze oraz z wyposażeniem odbiorców, biorących udział w programie DSM/DR, w urządzenia wykonawcze obsługiwane przez aplikację w ENERGA-OBRÓT SA.

3.1. Wykrywanie zwarć, ich izolacja i przywracanie zasilania – funkcja FDIR¹

Wdrożenie tej funkcjonalności umożliwi:

1. Zmniejszenie czasów przywrócenia napięcia po awarii w sieci SN oraz ograniczenie liczby odbiorców pozabawianych napięciem w czasie awarii poprzez zastosowanie algorytmu lokalizacji uszkodzeń sieci SN i rekonfiguracji sieci, eliminującej uszkodzone jej odcinki
2. Zmniejszenie awaryjności sieci poprzez modernizację aparatury łączeniowej w ok. 30% stacji SN/nn
3. Zmniejszenie czasów przywrócenia napięcia po awarii w sieci SN poprzez zdalne sterowanie łącznikami w sieci
4. Zebranie doświadczeń w zakresie automatyzacji stacji SN/nn
5. Rozpoczęcie procesu modernizacji systemu SCADA w RDM, w zakresie wspomagania prowadzenia ruchu sieci SN – budowa modułu DSM.

Podstawowym zadaniem działającego w czasie rzeczywistym algorytmu lokalizacji uszkodzeń sieci SN i rekonfiguracji sieci jest wydzielenie uszkodzonego odcinka sieci oraz przywrócenie zasilania odbiorcom zasilanym z odcinków linii nieobjętych uszkodzeniem. Algorytm ba-

zuje na następujących danych (sygnałach wejściowych), zbieranych w czasie rzeczywistym:

- stan łączników zdalnie sterowanych
- sygnalizacja przepływu prądu zwarciego z sygnalizatorów zwarć
- pomiary prądów z linii objętych takim pomiarem
- moce transformatorów SN/nn
- obciążenia linii SN w GPZ/PZ (prądy, moc)
- stan łączności z obiektami zdalnie sterowanymi
- stan zasilania obiektów sterowanych
- pobudzenie, zadziałanie zabezpieczeń w GPZ/PZ, liczba cykli SPZ do wykonania po awaryjnym wyłączeniu linii
- działanie automatyki SPZ w GPZ/PZ (automatyka samoczynnego ponownego załączenia kontrolująca, czy zwarcie ma charakter przejściowy czy trwały).

Algorytm lokalizacji obszaru zwarcia i rekonfiguracji sieci SN

1. Sprawdzić zakończenie działania automatyki SPZ w GPZ/PZ, w którym nastąpiło awaryjne wyłączenie linii. Jeśli został zakończony ostatni z cykli SPZ, przejdź do kroku 2, w przeciwnym wypadku kontynuacja oczekiwania na zakończenie przewidzianej sekwencji cykli SPZ
2. Określić sprawny odcinek linii, na której wystąpiło uszkodzenie: od źródła zasilania linii w GPZ/PZ do najbardziej odległej stacji SN/nn, gdzie wystąpiła zarejestrowana sygnalizacja miejsca zwarcia (w danym układzie sieciowym odległość danej stacji SN/nn do źródła zasilania GPZ/PZ jest mierzona łączną liczbą stacji SN/nn i punktów instalacji rozłączników poza stacjami SN/nn, znajdujących się na odcinku linii pomiędzy GPZ/PZ a daną stacją SN/nn)
3. Na odcinku linii, określonym w kroku 2, zlokalizować rozłącznik sterowany zdalnie najbardziej odległy od źródła zasilania GPZ/PZ
4. Dokonać zdalnego rozłączenia linii przy wykorzystaniu rozłącznika określonego w kroku 3
5. W GPZ/PZ załączyć wyłączony wyłącznik linii, na której wystąpiła awaria
6. Wyznaczyć wszystkie odcinki linii od punktu rozłączenia określonego w kroku 3, które zostały pozbawione zasilania w wyniku rozłączenia wymienionego w kroku 4. Wskazać te odcinki linii dyspozytorowi
7. Wyznaczyć położenie lokalizatora zwarcia sygnalizującego przepływ prądu zwarciego i najbardziej odległego takiego sygnalizatora od rozłącznika, o którym mowa w kroku 3
8. Z punktu sieci, o którym mowa w kroku 7, wyznaczyć wszystkie odcinki (pozbawione napięcia) do punktów podziału lub końca sieci
9. Na każdym z odcinków, wyznaczonych w kroku 8, wyznaczyć położenie lokalizatora zwarcia, który nie sygnalizował przepływu prądu zwarciego i jest najbliższym położony na danym odcinku w stosunku do punktu sieci określonego w kroku 7. Zaznaczyć położenie tego lokalizatora jako koniec nowego odcinka linii. Jeśli na danym odcinku brak lokalizatora zwarcia, to dany odcinek pozostaje niezmienny

10. Obszarem zwarcia są wszystkie odcinki linii wyznaczone w kroku 9. Wskazać te odcinki dyspozytorowi
11. Podać do wyboru dyspozytora dalszy tryb pracy związany z rekonfiguracją sieci po lokalizacji obszaru zwarcia: tryb ręczny lub tryb automatyczny
12. Jeśli wybrano tryb automatyczny, przejść do wykonania kroku 14
13. Wskazać dyspozytorowi punkty podziału sieci stanowiące końce odcinków linii wyznaczonych w kroku 8, zakończyć pracę algorytmu
14. Dla każdego odcinka linii, zakończonego punktem podziału sieci i wyznaczonego w kroku 8, ustalić rozłącznik najdalej zlokalizowany w stosunku do punktu podziału, lecz nieznajdujący się na odcinku należącem do obszaru zwarcia, z wyjątkiem punktu końca odcinka. Jeśli taki rozłącznik został zlokalizowany, dokonać rozłączenia linii (nowy punkt podziału), zamknąć rozłącznik w miejscu dotychczasowego podziału i przejść do wykonania w kroku 8. Jeśli brak odcinka linii spełniającego wyżej podane warunki (brak rozłącznika umożliwiającego nowy punkt podziału) – zakończyć pracę algorytmu.

Sformułowany powyżej w sposób opisowy algorytm funkcji FDIR zostanie opracowany w formie operacji na macierzach, tak by eliminacja uszkodzonego odcinka i określenie nowej konfiguracji było w pełni zautomatyzowane [8]. Punktem wyjściowym dla sformułowania takiego algorytmu jest zapis w postaci macierzowej aktualnego układu połączeń sieci (macierz połączeń L), wektora opisującego przepływ i kierunek prądu zwarciego (wektor G) oraz macierzy opisującej położenie łączników sterowanych (macierz Q).

Macierz połączeń L jest macierzą kwadratową o rozmiarze odpowiadającym liczbie gałęzi i węzłów w rozpatrywanym obszarze sieci SN. Elementy tej macierzy przyjmują następujące wartości:

$$l_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{węzeł } i \text{ połączony z gałęzią } j \text{ w kierunku } i \\ -1 & \text{węzeł } i \text{ połączony z gałęzią } j \text{ w kierunku przeciwnym do } i \\ 0 & \text{węzeł } i \text{ gałęzią } j \text{ niepołączone} \end{cases}$$

Macierz Q , opisująca położenie łączników sterowanych jest macierzą kwadratową o rozmiarze odpowiadającym liczbie gałęzi i węzłów w rozpatrywanym obszarze sieci SN. Elementy tej macierzy przyjmują następujące wartości:

$$q_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{węzeł } i \text{ połączony z gałęzią } j \\ 0 & \text{węzeł } i \text{ gałęzią } j \text{ niepołączone} \end{cases}$$

Wektor G , opisujący przepływ prądu zwarciego i jego kierunek o rozmiarze odpowiadającym liczbie gałęzi, ma wartość 1 w elementach, w których wykryto przepływ prądu zwarciego. Uszkodzona gałąź może zostać zidentyfikowana jako wynik operacji mnożenia macierzy G i L , jako wektor P , w którym wartość 1 odpowiadać będzie uszkodzonej gałęzi.

Mnożąc macierz Q , opisującą położenie łączników sterowanych, przez wektor P , otrzymamy wektor D , wskazujący elementy – łączniki zdalnie sterowane, które należy otworzyć, aby wyizolować uszkodzoną gałąź.

Na przykład dla macierzy połączeń L , macierzy opisującej położenie łączników Q oraz wektora G , opisującego przepływ prądu zwarciego o wartościach:

$$L = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

$$Q = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

$$G = [11100000]$$

Wynik mnożenia macierzy G i L – wektor $P = GL$ wskazuje uszkodzoną gałąź (wartość 1 na drugiej pozycji)

$$P = [01100000]$$

Wynik mnożenia macierzy Q i P – wektor $D = QP$ wskazuje łączniki zdalnie sterowane, które należy otworzyć, aby wyizolować uszkodzoną gałąź (wartości 1 na odpowiednich pozycjach).

3.2. Regulacja napięcia – funkcja IVVC²

Dostępność pomiarów parametrów sieci (napięcia) w punktach w głębi sieci SN i nn, zasilanych z transformatora wyposażonego w podobciążeniowy przetwornik zaczepek, pozwala zrealizować algorytm regulacji wykorzystujący te pomiary.

Zastosowany algorytm regulacji z kompensacją spadku napięcia na wielu liniach zasilających, tj. algorytm MLDC³, pozwala na uwzględnienie zróżnicowania obciążeń poszczególnych linii zasilających oraz oddziaływania lokalnej generacji. Wyznaczona przekładnia transformatora (pozycja przetwornika zaczepek) zapewni utrzymanie napięcia u odbiorców w dopuszczalnych granicach na wszystkich liniach zasilających. Algorytm ten zapewnia również zmniejszenie liczby przetworników zaczepek, przy niskich współczynnikach obciążenia i niskich spadkach napięcia. Działanie algorytmu wykorzystuje funkcję celu, będącą sumą kwadratów odchyłek, odpowiednio napięcia maksymalnego i minimalnego w każdej z linii zasilających,

od wartości znamionowej napięcia. Wartości minimalne i maksymalne wyznaczane są na podstawie modelu sieci rozdzielczej oraz pomiarów pochodzących z tej sieci dla różnych położenia przetwornika zaczepek. Proces optymalizacyjny polega na wyborze takiego położenia przetwornika zaczepek, przy którym funkcja celu osiąga wartość najmniejszą.

$$J = \sum_{i=1}^N \left[(U_{i,max} - U_{nom})^2 + (U_{nom} - U_{i,min})^2 \right]$$

gdzie:

N – liczba linii zasilających odbiorców z danego GPZ

$U_{i,max}$ – maksymalne napięcie odbiorcy na i -tej linii zasilającej (napięcia na dolnych szynach stacji SN/nn)

$U_{i,min}$ – minimalne napięcie odbiorcy na i -tej linii zasilającej (napięcia na dolnych szynach stacji SN/nn, od którego należy odjąć możliwy spadek pomiędzy transformatorem SN/nn a licznikiem energii elektrycznej u najdalszego odbiorcy)

U_{nom} – napięcie nominalne sieci nn.

Regulacja będzie się odbywać poprzez zdalne zadanie wartości zadanej napięcia dla dwóch regulatorów transformatorów 30/15 kV w PZ Jurata. Do wyznaczania wartości zadanych dla regulacji napięcia wykorzystane zostaną pomiary w stacji PZ Jurata oraz pomiary zlokalizowane w głębi sieci, w sześciu stacjach 15/0,4 kV po stronie nn.

Zastosowanie algorytmu MLDC umożliwi wdrożenie funkcji oszczędnościowego zaniżania napięcia CVR (ang. *Conservative Voltage Reduction* – zniżenie napięcia w celu obniżenia poboru mocy), pozwalającego zredukować zapotrzebowanie na energię elektryczną u odbiorców. Jest to jeden z rodzajów sterowania popytem DR, realizowanego w sieciach Smart Grid. Funkcja CVR pozwala zaoszczędzić energię poprzez obniżenie napięcia zasilania urządzeń, jak również zwiększyć zapotrzebowanie poprzez podwyższenie napięcia. Istotną jest kontrola nad sytuacją napięciową w całym obszarze zasilanym z danego transformatora aż do odbiorców końcowych. Tym sposobem możliwe jest zmniejszenie zapotrzebowania na moc czynną o 2% do nawet 3,5% oraz zmniejszenie zapotrzebowania na moc bierną o 4% do 10%, co może się przełożyć na oszczędności energii od 1% do 3%.

Niezależnie od regulacji napięcia w sieci, wykorzystując pomiary napięć i prądów w sieci SN, można znaleźć taką konfigurację, przy której straty w sieci będą najmniejsze. Wiąże się to ze zmianą punktu rozcięcia sieci, tj. dostosowywaniem miejsca podziału sieci do zmieniających się obciążeń sieci.

3.3. Zaawansowany nadzór nad siecią nn, w tym rozproszonych źródeł energii

Zakłada się osiągnięcie następujących celów:

1. Zmniejszenie czasów przywrócenia napięcia po awarii w sieci nn, poprzez monitorowanie stanu zasilania odejść nn ze stacji SN/nn dla wybranych kilku stacji
2. Zebranie doświadczeń w zakresie monitorowania sieci

nn oraz wykorzystania danych pomiarowych z systemu AMI

3. Przeprowadzenie testów urządzeń i technologii umożliwiających rejestrowanie zjawisk w sieciach nn.

Zaawansowany nadzór nad siecią nn będzie polegał między innymi na rozbudowanej wizualizacji wybranych rozdzielni nn w wytypowanych stacjach SN/nn, obejmującej m.in.:

- sygnalizację stanu (położenia) wyłączników i rozłączników bezpiecznikowych (głównego i w polach odpiływowych)
- sygnalizację przepalenia wkładki bezpiecznikowej
- prąd obciążenia transformatora
- napięcie na szynach rozdzielni
- prąd w obwodach odpiływowych (w stacjach, gdzie jest on monitorowany).

Wizualizacja sieci nn w zakresie danych pozyskanych z systemu AMI powinna obejmować:

- napięcie w punkcie przyłączenia odbiorcy do sieci
- sygnalizację braku napięcia w punkcie przyłączenia odbiorcy do sieci.

Przyjęto, że pozyskiwanie danych pomiarowych z systemu AMI będzie możliwe z wykorzystaniem szyny ESB (ang. *Enterprise Service Bus* – wymiana danych w ramach przedsiębiorstwa za pośrednictwem szyny usług) i usług Webservice. Pożądanym standardem wymiany danych powinien być standard wykorzystujący wspólny model danych (standard CIM). Uzależnione jest to jednak od implementacji tego standardu w systemie aplikacyjnym AMI.

3.4. Ładowanie samochodów

Wdrożenie instalacji pilotażowej Smart Grid przewiduje również instalację publicznych stacji ładowania samochodów elektrycznych oraz systemu zarządzania tymi stacjami ładowania. Zakłada się osiągnięcie następujących celów:

- zebranie doświadczeń eksploatacji i zdalnego nadzoru nad stacjami ładowania samochodów elektrycznych
- dopracowanie funkcjonalności pilotażowego systemu zarządzania stacjami ładowania pod kątem potrzeb ENERGA-OBRÓT SA
- promocja grupy kapitałowej ENERGA jako firmy przyjaznej środowisku naturalnemu.

Lokalizację stacji ładowania zaplanowano w dwóch miejscowościach na ogólnie dostępnych parkingach, w pobliżu obiektów administrowanych przez samorządy terytorialne, tj. w pobliżu magistratu w Jastarni oraz w miejscowości Hel. Stację ładowania stanowić będą: jednostka nadrzędna i trzy słupki do ładowania. Przewiduje się instalację trójfazową 400V AC, o maksymalnej wartości skutecznej prądu wynoszącej 63 A (43 kW – maksymalna moc ładowania). W pojedynczym słupku zainstalowane zostanie standardowe gniazdo trójfazowe i jednofazowe 400/230V. Słupki będą w pełni sterowane przez jednostkę nadrzędną i dlatego nie będą wyposażone w dodatkowe urządzenia, jak sterownik czy licznik.

Zainstalowana w obrębie parkingu jednostka nadrzędna będzie odpowiadała za sterowanie zasilaniem słupków do ładowania pojazdów. Jednostka nadrzędna

odpowiedzialna będzie również za komunikację z Centrum Autoryzacji Kart (CAK) i ENERGA-OBRÓT.

System zarządzania stacjami ładowania zaimplementowany zostanie w ramach ENERGA-OBRÓT. Wyposażony będzie w moduł komunikacyjny GSM/GPRS do odbioru informacji ze stacji ładowania oraz sterowania pracą stacji. Sygnały monitorowania stacji ładowania to:

- sygnały alarmowe – w tym nieuprawnionego dostępu do terminalu stacji, zadziałanie blokad
- sygnały związane z procesem ładowania – bieżący poziom poboru energii na stacji, sumaryczna energia pobrana przez klienta w ramach transakcji.

System zarządzania będzie przesyłał do stacji ładowania informacje sterujące pracą stacji – zdalne załączenie lub odłączenie stacji oraz informację o aktualnej cenie energii. Informacje wymieniane pomiędzy stacją ładowania a CAK pozwolą na identyfikację klienta na podstawie danych z karty płatniczej oraz potwierdzenie bądź odmowę autoryzacji klienta.

4. PRZEWIDYWANY ZAKRES WDROŻENIA

Opracowana w ramach zadania pierwszego koncepcja budowy i funkcjonowania sieci Smart Grid, opracowane algorytmy sterowania siecią oraz przeprowadzone w ramach zadania drugiego badania modelowe pracy sieci pozwoliły na sformułowanie zalecanego zakresu wdrożenia doświadczalnej instalacji Smart Grid na Półwyspie Helskim. Instalacja doświadczalna dotyczyć będzie następujących zagadnień:

1. Opracowanie i wdrożenie w Regionalnej Dyspozycji Mocy Oddział Gdańsk oprogramowania do zarządzania siecią dystrybucyjną – oprogramowanie Syndis DMS. W ramach budowy systemu DMS wdrożona zostanie następująca funkcjonalność:
 - a) wykrywanie, lokalizacja zwarć oraz automatyczna rekonfiguracja sieci – funkcja FDIR
 - b) regulacja napięcia
 - c) wymuszanie pracy wyspowej
2. Wyposażenie sieci dystrybucyjnej SN i nn na Półwyspie Helskim w urządzenia i czujniki umożliwiające realizację wybranych funkcji DMS
3. Instalacja pilotażowa ładowania samochodów
4. Wdrożenie w ENERGA-OBRÓT SA aplikacji do zarządzania DSM wraz z wyposażeniem wybranych odbiorców na terenie Półwyspu Helskiego w urządzenia umożliwiające realizację funkcji DSM – zarządzanie popytem i mikrogeneracją.

4.1. Prace software

Projekt rozbudowy systemu dyspozytorskiego SYNDIS w RDM w Gdańsku i budowy nowego modułu SCADA DMS w zakresie:

- dołączenia nowych stacji SN/nn na półwyspie wraz z uwidocznieniem elementów telesterowania, telepomiarów i telesygnalizacji w sieci SN i nn
- interfejsu do wymiany danych z AMI, SID na podstawie modelu CIM
- modułu Syndis-DMS (funkcje FDIR, regulacji napięcia)

- wykonanie rozbudowy i oprogramowanie modułu DMS.

4.2. Instalacja urządzeń na półwyspie

1. Modernizacja i wyposażenie stacji SN/nn w zakresie:
 - wyposażenie stacji wewnętrznych w telesterowanie i sygnalizatory zwarć – 9 stacji
 - wyposażenie stacji wewnętrznych w telesterowanie i układy pomiarowe – 8 stacji
 - wyposażenie stacji wewnętrznych niesterowanych w sygnalizatory zwarć – 45 stacji
2. Instalacja urządzeń monitorujących rozdzielnię nn (10 rozdzielni) w zakresie: projekt techniczny, dostawa i montaż urządzeń, uruchomienie.

4.3. Praca wyspowa z udziałem EC Władysławowo – eksperyment

Przewiduje się wykonanie eksperymentu obejmującego:

- wydzielenie za pomocą operacji łączeniowych w sieci SN obszaru przewidzianego do zasilania z EC w warunkach pracy wyspowej
- wykonanie rzeczywistej próby pracy wyspowej EC Władysławowo dla wybranego obszaru umożliwiającego zasilanie go z EC Władysławowo
- opracowanie wyników próby w zakresie możliwości udziału EC Władysławowo w obszarze sieci inteligentnej Smart Grid i możliwości współpracy z prosumentami
- opracowanie scenariusza próby pracy wyspowej EC Władysławowo z fragmentem sieci Smart Grid i generacją rozproszoną.

4.4. Instalacja stacji ładowania samochodów elektrycznych w zakresie:

- opracowanie szczegółowej specyfikacji technicznej dla punktów ładowania i systemu zarządzania oraz projektu instalacji w dwóch lokalizacjach
- instalacja w dwóch wybranych lokalizacjach stacji ładowania
- wdrożenie aplikacji zarządzającej w ENERGA-OBRÓT SA.

4.5. Wdrożenie sterowania poborem mocy przez odbiorców w programach DSM/DR

Zarządzanie popytem i mikrogeneracją zostanie wdrożone w ENERGA-OBRÓT SA (EOB). Zakres wdrożenia obejmuje:

- opracowanie koncepcji automatycznego zarządzania popytem
- opracowanie i wdrożenie aplikacji zarządzania popytem w EOB
- instalację urządzeń umożliwiających realizację funkcji DSM u odbiorców:
 - handlowo-usługowych z grupy taryfowej C
 - komunalnych z grupy taryfowej G
 - odbiorców, którzy zdecydowali się na substytucję paliw konwencjonalnych energią elektryczną wykorzystywaną do celów grzewczych (pomp ciepła)
 - odbiorców posiadających rezerwowe zasilanie.

Ponieważ rozwiązania dedykowane aktywnym odbiorcom energii będą miały wpływ na pracę sieci, niezbędna jest koordynacja działań operatora systemu i przedsiębiorstwa obrotu. Wdrożenie Smart Grid na Półwyspie Helskim w zakresie sterowania poborem mocy przez odbiorców umożliwi osiągnięcie następujących celów:

- testowanie rozwiązań polegających na zarządzaniu przez przedsiębiorstwo obrotu mocą pobieraną z sieci przez odbiorców oraz zarządzaniu pracą mikroźródeł przyłączonych do sieci wewnętrznych odbiorców (prosumentów)
- testowanie rozwiązań polegających na redukcji zużycia energii poprzez odłączenie na żądanie OSD od sieci elektroenergetycznej odbiorców posiadających rezerwowe źródła energii i pokrycie zapotrzebowania na moc z rezerwowych agregatów prądotwórczych lub baterii akumulatorów.

5. INFRASTRUKTURA TELEKOMUNIKACYJNA

Komunikacja z urządzeniami pomiarowymi i sterowniczymi w sieci Smart Grid powinna działać niezależnie od stanu sieci SN, w szczególności powinna być odporna na uszkodzenia tej sieci, takie jak zwarcia doziemne i międzyfazowe lub też uszkodzenia mechaniczne przewodów. Komunikacja pomiędzy stacjami SN/nn a GPZ Władysławowo, wykorzystująca technikę PLC (ang. *Power Line Communication* – komunikacja wykorzystująca przewody sieci elektroenergetycznej jako medium komunikacyjne) za pomocą sieci SN, zaprojektowana i wybudowana dla celów projektu AML, nie spełnia powyższych wymagań. Z tego względu uzasadnione jest wykorzystanie w ramach Smart Grid komunikacji bezprzewodowej, wykorzystującej usługę GPRS, niezależną od łączności używanej do transmisji danych w systemie AML, pomiędzy urządzeniami sieciowymi zainstalowanymi na GPZ a koncentratorem zainstalowanym na stacji SN/nn.

Jeśli w systemie AML transmisja pomiędzy urządzeniami sieciowymi zainstalowanymi na GPZ a koncentratorami zainstalowanymi na stacji SN/nn będzie realizowana przy wykorzystaniu techniki bezprzewodowej (WiMAX, GPRS, CDMA, UMTS, LTE), sieć ta z powodzeniem może być zalecana do wykorzystania jej do komunikacji z urządzeniami automatyki sieci SN. W tej sytuacji istotne jest to, że:

- we wewnętrznych stacjach SN/nn zostaną zainstalowane urządzenia graniczne tej sieci na potrzeby systemu AML, natomiast w punktach sterowania łączników napowietrznych będzie można takie urządzenia dodatkowo zainstalować
- ruch telekomunikacyjny związany z obsługą sterowników w sieci SN jest znacząco mniejszy od ruchu związanego z realizacją AML, w związku z czym dociążenie sieci wykorzystywanej na potrzeby AML ruchem związanym z realizacją automatyzacji sieci SN jest możliwe i nie wpłynie na pogorszenie jakości funkcjonowania AML.

6. PODSUMOWANIE

Realizacja instalacji pilotażowej Smart Grid na Półwyspie Helskim jest pierwszą w krajowej energetyce próbą praktycznego wdrożenia i weryfikacji nowych technik z dziedziny sieci inteligentnych. Oczekuje się, że relatywnie niewielki zakres wdrożenia, zwłaszcza w odniesieniu do instalacji generacji rozproszonej, pozwoli – po zrealizowaniu instalacji pilotażowej i wdrożeniu przewidzianych funkcjonalności – na zebranie doświadczeń i wypracowanie wniosków co do dalszych kierunków rozwoju tego typu rozwiązań.

W szczególności interesujące będą doświadczenia z praktycznej realizacji algorytmów, związanych z lokalizacją miejsca zwarcia i zmianą konfiguracji sieci oraz monitorowania sieci nn, które najprawdopodobniej będzie skutkowało zauważalnym podniesieniem poziomu niezawodności sieci. Nie bez znaczenia będą również doświadczenia praktyczne z eksploatacji systemu regulacji napięcia IVVC oraz wykorzystania zastosowanej w nim funkcji sterowania popytem (DR). Planowane w ramach

realizacji projektu eksperymentalne przejście do pracy wyspowej z wykorzystaniem EC Władysławowo pozwoli zebrać doświadczenia umożliwiające opracowanie scenariuszy pracy wyspowej sieci Smart Grid, obejmującej generację rozproszoną i aktywnych prosumentów. Dla firmy ENERGA-OBRÓT SA stworzone zostaną możliwości praktycznego przebadania skuteczności mechanizmów DSM/DR oraz zarządzania i eksploatacji punktów ładowania samochodów elektrycznych.

Kluczowe znaczenie dla realizacji Smart Grid będzie miała niezawodna i szybka sieć wymiany informacji. Możliwa będzie szybsza identyfikacja awarii i jej przyczyn, wcześniejsze jej usunięcie, a ostatecznie zmniejszenie częstotliwości ich występowania.

Niezależnie od wdrażania nowych technologii z obszaru sieci inteligentnych, kontynuowane muszą być działania związane z rozbudową sieci dystrybucyjnej. Nowa i modernizowana infrastruktura powinna być dostosowana do wymagań sieci inteligentnej [5].

-
1. FDIR – ang. *Fault Detection, Isolation & Restoration*
 2. IVVC – ang. *Integrated Volt / Var Control*
 3. MLDC – ang. *Multi Line Drop Compensation*

Bibliografia

1. Opracowanie koncepcji budowy i wdrożenia rozwiązań Smart Grid w sieci ENERGA-OPERATOR SA na Półwyspie Helskim, Etap I, Koncepcja budowy i funkcjonowania sieci Smart Grid, wrzesień 2011.
2. Opracowanie koncepcji budowy i wdrożenia rozwiązań Smart Grid w sieci ENERGA-OPERATOR SA na Półwyspie Helskim, Etap II, Przeprowadzenie badań modelowych pracy sieci oraz opracowanie algorytmów sterowania siecią Smart Grid na Półwyspie Helskim, listopad 2011.
3. Opracowanie koncepcji budowy i wdrożenia rozwiązań Smart Grid w sieci ENERGA-OPERATOR SA na Półwyspie Helskim, Etap III, Opracowanie studium wykonalności realizacji Projektu Smart Grid, grudzień 2011.
4. Opracowanie koncepcji budowy i wdrożenia rozwiązań Smart Grid w sieci ENERGA-OPERATOR SA na Półwyspie Helskim, streszczenie, zakres prac – wytyczne realizacyjne, luty 2012.
5. Wizja wdrożenia sieci inteligentnej w ENERGA-OPERATOR SA, w perspektywie do 2020 roku, wrzesień 2011.
6. Babś A., Smart Grid Hela peninsula pilot project in DSO Energa network – ideas and application, konferencja Smart Metering Central and Eastern Europe 2011, Warszawa 17–18 maja 2011.
7. Noske S., Widelski G., W kierunku Smart Grid – pilotażowy projekt „Inteligentny Półwysep”, *Acta Energetica* nr 3/2011.
8. WANG Hui i wsp., A Fault Detection and Isolation Algorithm for Distribution Systems containing Distributed Generations, Referat nr 1760, konferencja APAP, Pekin, październik 2011.