

SIEMENS

VIII Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2014

Helmut SPACK, Bernd SCHUPFERLING,
Jurgen RIEMENSCHNEIDER, Meinolf SCHELTE
Siemens AG

Inteligentne stacje transformatorowe w nowoczesnych sieciach średniego napięcia jako element „Inteligentnych Sieci Elektroenergetycznych – Smart Grid”

Abstract. Wydajniejsze wykorzystanie systemów zasilania i zmienny przepływ obciążenia spowodowany zdecentralizowanym wytwarzaniem energii pochodzącej z odnawialnych źródeł energii i coraz bardziej restrykcyjne wymogi organów nadzorujących, wymuszają coraz wyższe standardy wykrywania awarii i wprowadzanie systemów operacyjnych gromadzących dane. Ponadto zdalne zasygnalizowanie wraz ze zdalnym sterowaniem może znacznie zmniejszyć przerwę w dostawach, a także zredukować koszty wynikające z awarii oraz zapewnić szybsze dostosowanie do zmiennych warunków obciążenia.

W związku z tym w przyszłości zapotrzebowanie na inteligentne stacje transformatorowe wzrośnie. Ale gdzie leżą granice użytecznej i rentownej eksploatacji energii? Znajdują się one gdzieś pomiędzy klasyczną, nieautomatyzowaną stacją, a pełną automatyzacją. Wraz z rozdzielnicą z izolacją gazową średniego napięcia typu 8DJH, Siemens oferuje podstawowe elementy aplikacji w inteligentnych stacjach transformatorowych. Opcjonalnie rozdzielnica wyposażona jest również w zmotoryzowany mechanizm działania; wskaźniki zwarcia i systemy służące do wykrywania obecności napięcia, a także szereg innych czujników. Podłączona do jednostki ze zdalnym terminalem (Remote Terminal Unit - RTU) w osobnej, montowanej na ścianie szafie, rozdzielnica 8DJH spełnia wszystkie warunki do przyłączenia w infrastrukturę sieci inteligentnych. Niniejszy artykuł przedstawia różne poziomy inteligencji, możliwe rodzaje połączeń z systemem telekontroli, a także wyróżnia niezbędne składniki i wymogi.

Keywords: systemy zasilania, zmienny przepływ obciążenia, zdalne sterowanie, rozdzielnica z izolacją gazową średniego napięcia typu 8DJH, zmotoryzowany mechanizm działania, telekontrola

1. WSTĘP

We współczesnym świecie, w każdym miejscu i o każdej porze energia elektryczna jest niezbędna, musi to jednak być energia elektryczna wysokiej jakości. Rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną - zwłaszcza w krajach rozwijających się – i obawy co do globalnego ocieplenia przyczyniają się do tego, że coraz więcej państw korzysta z odnawialnych źródeł energii. Ponadto, wszędzie tam gdzie jest to możliwe dokłada się wszelkich starań, aby zminimalizować straty energii. Odnawialne źródła energii takie jak energia wiatrowa czy fotowoltaiczna są prawnie egzekwowalne w wielu krajach. Przykładem może być prawo stanowiące o odnawialnych źródłach energii EEG ("Erneuerbare-Energien-Gesetz" [1], [2]), w Niemczech. Wzrost energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych przyczynia się również do zmiany struktury sieci.

Z drugiej strony z uwagi na przerwę w dostawach energii. W wielu krajach nalicza się tzw. „opłaty sieciowe” lub kary.

W przeszłości wyznawano tylko jedną zasadę: wytwarzana energia podąża za obciążeniem, stąd istniał tylko jeden kierunek przepływu energii: z elektrowni do odbiorcy. W dzisiejszych czasach, wiele się zmieniło. Odnawialne źródła energii są zlokalizowane w sposób zdecentralizowany w korzystnych środowiskowo miejscach. Zwykle, energia transportowana jest do sieci średniego lub niskiego napięcia; w niektórych przypadkach, nawet bezpośrednio do sieci wysokiego napięcia. Zasadniczą

cechą odnawialnych źródeł energii takich jak energia wiatrowa i fotowoltaiczna jest ich losowa dostępność. Ma to duży wpływ na kontrolę sieci w istniejącym systemie dystrybucji.

Poza tym można wyróżnić inne konsekwencje, takie jak:

- zmienny kierunek przepływu energii
- zmienne obciążenie
- wyższe prądy zwarciove
- więcej problemów z jakością energii
- dodatkowe zapotrzebowanie na bilansowanie energii w sieci
- zmienione wymogi dotycząc koncepcji zabezpieczeń

W przyszłości zużycie będzie musiało nadążyć za generowaniem energii, a nie na odwrót. Przykład stanowią samochody elektryczne, których akumulatory mogą zostać ładowane lub w porach nocnych, korzystając z taniej energii wiatrowej. Oznacza to zmianę kierunku paradygmatu: pozostawiając jedno kierunkowy przepływ energii i komunikacji na poczet dwukierunkowego przepływu energii [3]. W związku z tym, nowe, inteligentne i elastyczne rozwiązania muszą zostać jak najszybciej zdefiniowane i rozwinięte.

Jednym z elementów przyszłej inteligentnej sieci dystrybucyjnej jest inteligentna stacja transformatorowa, która umożliwi automatyczną i szybką naprawę awarii, tym samym przyczyniając się do aktywnego zarządzania przepływem obciążenia we wtórnych systemach dystrybucji.

2. SYSTEM WTÓRNEJ DYSTRYBUCJI ENERGII ZE ZDECENTRALIZOWANYMI ŹRÓDŁAMI ENERGII

Rysunek 1 przedstawia schemat typowych systemów o średnim napięciu dla poziomu wtórnej dystrybucji w Europie Środkowej, w tym zdecentralizowane źródła napięcia.

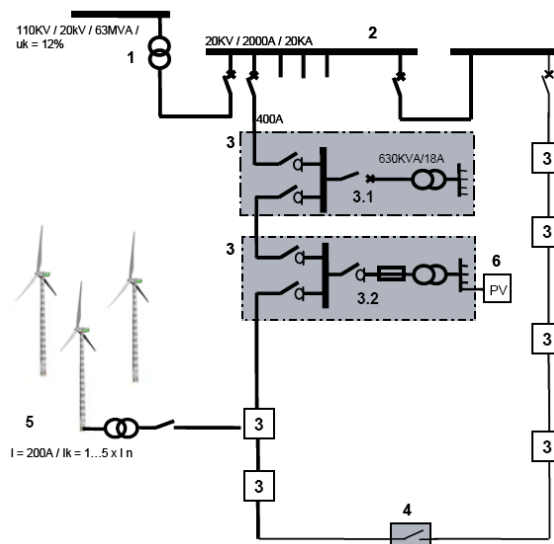


Fig. 1. Sieć wtórnego rozdziału energii elektrycznej ze zdecentralizowanymi źródłami energii

VIII Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2014

Opis:

- 1-transforamtor mocy,
- 2-rozdzielnica SN na poziomie pierwotnej dystrybucji energii,
- 3-stacja transformatorowa wtórnego rozdziału energii z rozdzielnicą SN,
- 3.1-rozdzielnica wtórnego rozdziału energii z polem wyłącznikowym,
- 3.2-rozdzielnica wtórnego rozdziału energii z polem transformatorowym z bezpiecznikami,
- 4-stacja wtórnego rozdziału energii ze sprzęgłem normalnie otwartym,
- 5-zdecentralizowane źródło energii – farma wiatrowa,
- 6-zdecentralizowane źródło energii – ogniwa fotowoltaiczne.

Kluczowe dane dla rozdzielnic pierwotnego poziomu dystrybucji i systemu dystrybucji opierają się na danych pobranych z transformatora mocy. Obecnie, rozdzielnice pierwotnego poziomu dystrybucji energii elektrycznej są w pełni zautomatyzowane i zintegrowane z systemem automatyki i sterowania GPZ.

Jeśli chodzi o dystrybucję energii na poziomie wtórnym, średniego napięcia, najczęściej używa się kompaktowych stacji z rozdzielnicami o średnim i niskim napięciu, tak jak pokazano na rysunku 2. Obecnie, w większości przypadków, wtórne stacje transformatorowe nie znajdują się w tzw. "zautomatyzowanym systemie stacji", i dlatego nie mogą być monitorowane lub telekontrolowane. System dystrybucji energii jest głównie obsługiwany jako oczkowy otwarty, to jest, z otwartym sprzęgłem w jednej ze stacji transformatorowych.

Oprócz rozdzielnicy z polem transformatorowym (IEC 62271-105) lub polem wyłącznikowym, stacje wyposażone są w transformator dystrybucyjny i rozdzielnicę niskiego napięcia ze skrzynką bezpiecznikową lub wyłączniki.

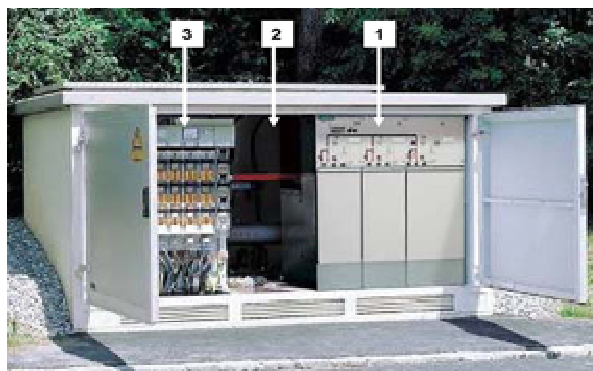


Fig. 2. Typowa stacja SN/nn

opis:

- 1 rozdzielnica SN 8DJH,
- 2 transformator dystrybucyjny,
- 3 rozdzielnica niskiego napięcia.

Statystyki pochodzące z zakładów energetycznych odnoszące się do przerw w dostawach energii elektrycznej wśród klientów końcowych, pokazują, że np., w Niemczech około 80% przerw w dostawach energii spowodowanych jest przez awarie

powstałe w układach średniego napięcia. Wskaźnik Czasowy Średniej Przerwy w dostawach opisuje łączną długość trwania wszystkich przerw w dostawach dla klientów, podzieloną przez liczbę klientów. Typowe wartości dla niemieckich, miejskich okręgów wynoszą 10 minut w przeliczeniu na jednego klienta, w skali rocznej. W innych miejscach na świecie łączny czas przerwy w dostawach energii wynosi od godziny po kilka dni. Jednakże, konsumenci wymagają maksymalnej dostępności zaopatrzenia w energię elektryczną.

Manualna lokalizacja awarii – stan obecny

Stacje transformatorowe wtórnego rozdziału energii nie są zwykle wyposażone w łącza komunikacyjne pozostające w kontakcie z punktami nadzoru sieci, monitorowanie błędów, a także zdalne sterowanie staje się nie możliwe. Może to spowodować długie przestoje w dostawach, tym samym w dużym stopniu ograniczając poziom niezawodności i bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię elektryczną. Wykrywanie usterek jest również utrudnione w związku ze znacznymi odległościami między stacjami wtórnego rozdziału energii, co może prowadzić do wydłużenia się przerw w dostawach energii.

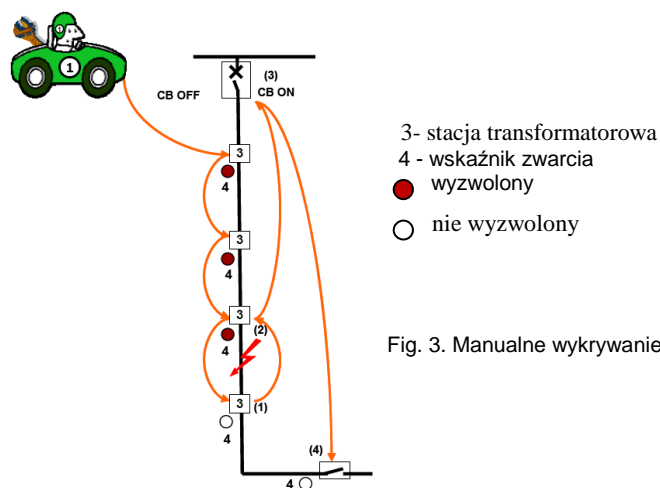


Fig. 3. Manualne wykrywanie usterek

Zakres czynności w trakcie usuwania usterek, rysunek 3, został przedstawiony poniżej:

- Gdy wystąpi zwarcie w systemie dystrybucyjnym, wyłącznik (CB) w stacji transformatorowej zostaje uwolniony (CB OFF), przez co wszystkie stacje, aż do otwartego sprzęgła pozostają bez zasilania.
- W tym momencie rozpoczyna się czasochłonny i dogłębny proces wykrywania zwarcia/awarii. Pracownik zmuszony jest do udania się do stacji wtórnego rozdziału energii i odczytania stanu wskaźników zwarć i zwarć doziemnych. Po odczytach pracownik otwiera obwód w stacji, w której nie stwierdzono zadziałania wskaźnika zwarcia (1). Robi to samo w stacji (2) gdzie stwierdzono zadziałanie wskaźnika, w ten sposób usterka zostaje odizolowana od sieci i może zostać usunięta w późniejszym terminie.

VIII Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2014

- Następnie wyłącznik może zostać zamknięty ((3) – CB ON)
 - Ostatecznie, sprzęgło zostanie zamknięte (4).
- Wraz z zakończeniem tej procedury cały obwód jest ponownie zasilany, a wadliwy fragment może zostać naprawiony.
- Opisane procedury stosowane przy usuwaniu usterek pochłaniają dużo czasu i wymagają dużej liczby pracowników. Ekspert udzielający fachowej pomocy technicznej musi osobiście udać się do stacji transformatorowej w celu rozpoznania awarii, przed ponownym dostarczeniem zasilania do wszystkich klientów. To powoduje straty finansowe związane z nie dostarczaniem energii do gospodarstw domowych i firm. W związku z tym istnieje coraz większe zapotrzebowanie na inteligentne i zautomatyzowane rozwiązania.

3. INTELIGENTNE STACJE TRANSFORMATOROWE

Obecnie, temat "Inteligentnych Podstacji Transformatorowych" bardzo często pojawia się na wielu konferencjach branżowych i wśród grona ekspertów.

Wyróżniamy 3 poziomy Inteligentnych Stacji Transformatorowych:

- Poziom 1: Monitorowanie
 - większa dostępność dzięki szybszemu zlokalizowaniu usterki
- Poziom 2: Monitorowanie + Telekontrola
 - minimalizacja czasu trwania awarii
- Poziom 3: Monitorowanie + Telekontrola + Kontrola przepływu mocy
 - minimalizuje straty
 - zarządza zdecentralizowanymi dostawami energii



Fig. 4. Poziomy Inteligentnych Stacji Transformatorowych [4]

Inteligentne Stacje Transformatorowe – komunikacja za pomocą terminala zdalnego RTU

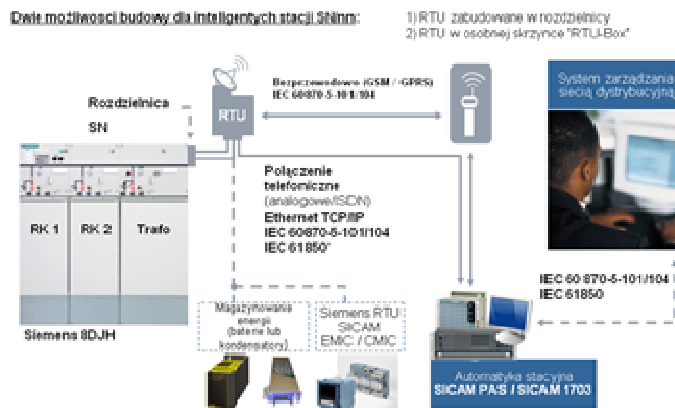


Fig. 5. Stacje transformatorowe — RTU – możliwości komunikacyjne

Rys. 5 przedstawia podstawową strukturę inteligentnych stacji transformatorowych wraz z możliwym połączeniem do centrum kontroli sieci za pośrednictwem terminala zdalnego RTU.

Stacje transformatorowe z rozdzielnicami SN ze wskaźnikami i stykami pomocniczymi:

Rozdzielnice SN wtórnego rozdziału energii ze stykami pomocniczymi, wskaźnikami i czujnikami są podstawą inteligentnych stacji transformatorowych. W zależności od potrzeb, różne elementy są wykorzystywane do monitorowania i kontroli zgodnie z rysunkiem 6:

- system detekcji napięcia (1) informuje czy pola są zasilane,
- wskaźniki zwarcia i zwarcia doziemnego (2) sygnalizują o danym zajściu zgodnie z progowymi wartościami granicznymi. W zależności od struktury sieci i kierunku przepływu energii może być koniecznym użycie wskaźnika odpowiedzialnego za wykrywanie kierunku przepływu, co wymaga podania dodatkowych informacji dotyczących napięcia,
- systemy zabezpieczenia nadprądowego (3) ze stykami pomocniczymi do ochrony transformatora,
- dodatkowe styki pomocnicze (4) dostępne, np. dla: wskaźników położenia łączników, blokad, zwolnień, ciśnienia gazu,
- napędy ręczne łączników z cewkami (5) oraz napędy silnikowe (6) są dostępne w celu zdalnego zamykania i otwierania.

Detekcja napięcia i natężenia prądu (8/9) w celu kontroli przepływu obciążenia. Sygnały pobierane z tradycyjnych przekładników lub nowoczesnych czujników.

VIII Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2014

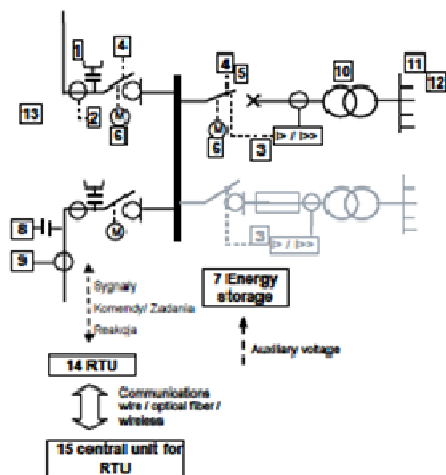


Fig. 6. Części składowe Monitoringu i Kontroli

Opis:

- 1-system detekcji obecności napięcia,
- 2-wskaźniki zwarcia/zwarcia doziemnego,
- 3-zabezpieczenia nadprądowe dla transformatora dystrybucyjnego,
- 4-styki pomocnicze,
- 5-napędy łączników/cewki,
- 6-napędy łączników silnikowe,
- 7-UPS,
- 8/9-monitoring napięcia/prądu,
- 10-monitoring transformatora,
- 11/12-monitoring dystrybucji po stronie niskiego napięcia,
- 13-monitoring stacji SN/nn,
- 14-RTU – terminal zdalny,
- 15-jednostka centralna / poziom sterujący.

Nowy typ rozdzielnic z izolacją gazową średniego napięcia 8DJH [5] wyposażony został we wszystkie funkcje niezbędne do zastosowania w inteligentnych stacjach i spełnia wszystkie warunki integracji w infrastrukturze sieci inteligentnych. Późniejsza modernizacja elementów składowych zdalnego sterowania może zostać przeprowadzona bardzo szybko i sprawnie.

Dodatkowe elementy, wg rysunku 6, są dostępne w stacjach transformatorowych, aby zapewnić:

- monitoring transformatora (10) wraz z czujnikami temperatury, poziomu oleju i ciśnienia
- monitoring dystrybucji niskiego napięcia (11)
- Jeśli to konieczne, dane od odbiorcy mogą zostać również zintegrowane z systemem sterowania (12)
- monitoring samej rozdzielnic, (np. blokady drzwi, temperatura) lub obiektu (13)

Terminal zdalny (RTU)

Istnieją dwa główne zadania jednostki terminalu zdalnego (14): z jednej strony dostarczanie sygnałów i zmierzonych wartości lub informacji od stacji transformatorowych w celu komunikacji z węzłem telekontroli lub centrum zarządzania sieciami. Z drugiej strony przekazywanie odpowiednich poleceń urządzeniom znajdującym się w stacji transformatorowej.

Rysunek 7 przedstawia rzeczywiste zastosowanie elementu RTU z kompletną skrzynką, która została dostarczona do jednego z zakładów energetycznych w Niemczech

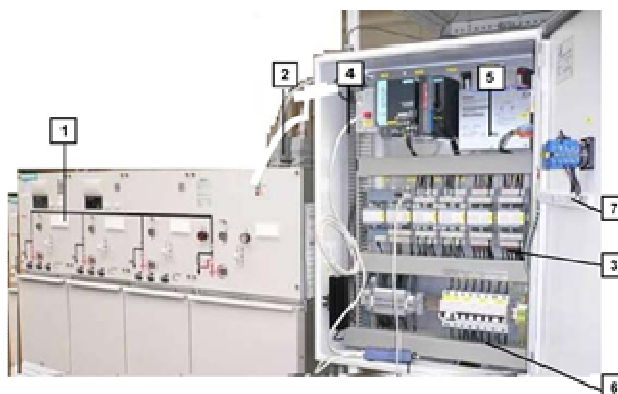


Fig. 7. Rozdzielnica 8DJH z terminalem zdalnym RTU

Opis:

- 1 8DJH – rozdzielnica SN,
- 2 złącze interfejsowe,
- 3 RTU SICAM TM 1703,
- 4 modem do komunikacji bezprzewodowej,
- 5 UPS + akumulator,
- 6 wyłącznik nadprądowy,
- 7 przełącznik zdalny/lokalny.

Złącze interfejsowe pomiędzy rozdzielnicą, a skrzynką RTU wymagane jest przez wielu klientów z kilku powodów:

- łatwy montaż skrzynki w stacjach,
- wykorzystanie skrzynki w nowych i starych stacjach,
- łatwa wymiana zarówno w przypadku pojawienia się nowych zaawansowanych technologii jak i w przypadku awarii,
- skrzynka RTU jest zaprojektowana i wyprodukowana przez producenta rozdzielnic lub przez zakład energetyczny.

Główne elementy skrzynki znajdujące się na rysunku 7 to:

- podstawowy moduł RTU - z modułami rozszerzenia, jeśli to konieczne, np. Siemens SICAM TM 1703 emic,
- moduł komunikacyjny,
- przechowywanie energii (akumulator lub kondensator),
- urządzenia o niskim napięciu, takie jak wyłącznik nadprądowy i przełączniki zdalne/lokalne.

VIII Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2014

Nowoczesne skrzynki RTU mogą być rozbudowywane modułowo. Są one wyposażone w kilka interfejsów komunikacyjnych i są zaprojektowane i przetestowane pod kątem trudnych warunków środowiskowych, w których zlokalizowane są stacje transformatorowe.

Gromadzenie energii:

Elementy inteligentnych stacji transformatorowych wymagają niezawodnego zasilania obwodów wtórnych. Jeżeli zawodzi tzw. napięcie pomocnicze, nagromadzona energia zasila części składowe, od kilku minut do dwóch godzin.

Ilość energii zapasowej wynika głównie z zapotrzebowania energetycznego koniecznego do podtrzymania działania RTU i modułów komunikacyjnych.

W porównaniu do tego, zużycie energii w trakcie ZAMKNIĘCIA i OTWARCIA rozłącznik-uziemnika napędem silnikowym jest bardzo niskie.

Tradycyjne akumulatory i kondensatory lub ich połączenie są używane głównie jako magazyny energii. Dostępne są również specjalne akumulatory, które są odporne na ekstremalne warunki atmosferyczne.

Komunikacja-poziom kontroli:

Jak pokazano na rysunku 5, połączenie z RTU / stacji transformatorowej do centrum kontroli sieci może odbywać się w różny sposób. Za pomocą przewodu (np. sieci Ethernet TCP/IP), światłowodów, lub bezprzewodowo (np. GSM/ GPRS). To właśnie tam, informacje zostają przetwarzane, a operacje kontrolne przekazywane są z powrotem do RTU, jeśli zachodzi taka konieczność. W przyszłości komunikacja za pośrednictwem WiMAX lub BBPL (Komunikacja elektroenergetyczną siecią rozdzielczą) stanie się dużo bardziej istotna.

Protokoły komunikacyjne są zgodne z normami IEC 60870 - 5-101 i -104. W przyszłości wraz z infrastrukturą komunikacyjną WiMAX lub BBPL, standardy komunikacyjne według IEC 61850, mogą również być wykorzystane. Wykorzystanie tych protokołów zapewni współpracę między urządzeniami pochodzącymi od różnych producentów.

Następujące punkty, które również są brane pod uwagę przy wyborze mediów komunikacyjnych, są szeroko omawiane są w kręgach ekspertów:

- dostępność i niezawodność kanałów komunikacyjnych Czy redundancja jest konieczna?
- zarządzanie przepływem danych
- szyfrowanie/bezpieczeństwo danych
- Ochrona przed atakami hakerów
- koszty inwestycyjne i operacyjne koszty bieżące. Ryzyko "starzenia się technologii" ze względu na szybki rozwój obszaru IT.

4. INNE TEMATY W DYSKUSJI DOTYCZĄCEJ KONTROLI PRZEPŁYWU OBCIĄŻENIA:

Naszym celem staje się: zmniejszenie strat sieciowych, mocy przesyłowych i poprawa stabilności sieci. Tematy poddawane dyskusji to:

- kompensacja energii biernej i harmonicznych prądu wskutek obecności energii wiatrowej i fotowoltaicznej w sieci
- jakie mechanizmy bilansowania energii są optymalne do minimalizacji strat i stabilizacji sieci?
- czy transformatory dystrybucyjne z automatycznie, sterowanymi zaczepami są konieczne?

- jak transformatory dystrybucyjne mogą być kontrolowane podczas szczytowego obciążenia i przeciążenia?
- czy te działania przyczynią się do uniknięcia lub przełożenia w czasie procesu rozszerzenia sieci?

Siemens posiada wieloletnie doświadczenie w zakresie planowania sieci, i w ten sposób jest w stanie opracować zoptymalizowane rozwiązania zgodnie z różnymi wymogami i w ramach istniejących wymagań sieciowych, we współpracy z klientem.

Inteligentna 3 poziomowa automatyzacja:

Szacunkowe koszty i korzyści zachęcają wiele zakładów energetycznych do kompromisu, a nie do całkowitej automatyzacji systemu dystrybucji. Wiele z tych zakładów obsługuje tylko wybrane ważniejsze stacje transformatorowe wtórnego rozdziału energii w ramach 3-punktowej automatyzacji, jak przykładowo pokazano na rysunku 8. Automatykę stacyjną można zainstalować i dostosować do rozdzielnic pochodzących od różnych producentów.

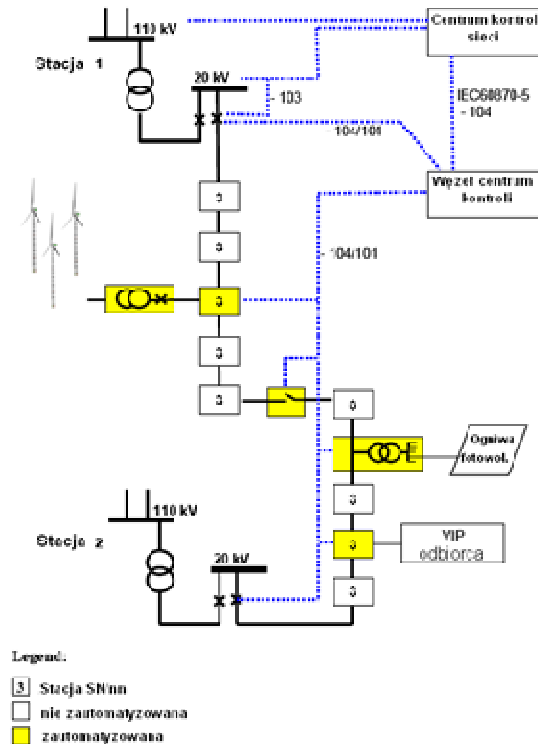


Fig. 8. Zasada 3-poziomowej automatyki

VIII Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2014

5. USUWANIE USTEREK Z 3-PUNKTOWĄ AUTOMATYZACJĄ

W przypadku pojawienia się usterki technicznej w systemie 3-punktowej automatyzacji z reguły postępuje się w sposób opisany poniżej.

- usterka w systemie rozdziału energii uwalnia wyłącznik w stacji transformatorowej pierwotnego rozdziału energii; w ten sposób wszystkie podstacje do otwartego sprzęgła pozostają bez zasilania. Usterka następnie jest lokalizowana za pośrednictwem wskaźników zwarcia w automatycznych stacjach, po czym informacja zostaje wysłana do centrum kontroli sieci/nastawni.

- w automatycznych stacjach transformatorowych odpowiednie

- łączniki zostają otwarte za pomocą telesterowania w obrębie zwarcia

- ostatnim etapem jest pojawienie się serwisanta, który analizuje fragment sieci w miejscu wystąpienia usterki i dokonuje wszelkich niezbędnych przełączeń aby zapewnić ponowną dostawę energii do wszystkich odbiorców. Odcinek natomiast może zostać naprawiony.

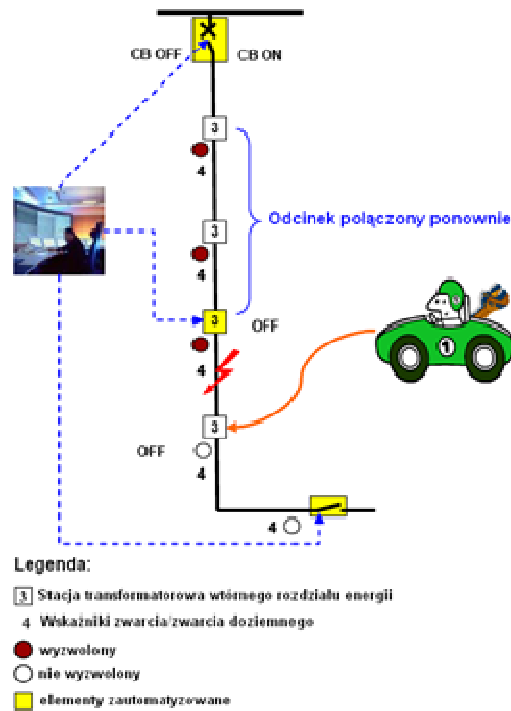


Fig. 9. Procedura usuwania usterki – automatyka 3-poziomowa

Zalety tego systemu są już wykorzystywane przez niektóre firmy dostarczające energię w Niemczech. Do korzyści zaliczyć można znacznie krótsze przerwy w dostawie energii, jak również mniejsze koszty poniesione na personel techniczny zajmujący się wykrywaniem awarii. Niezwykle istotny jest fakt, że energia jest dostarczana ponownie do odbiorców zaledwie w ciągu kilku minut.

6. PODSUMOWANIE

Rosnące zapotrzebowanie na niezawodną energię elektryczną i coraz większa świadomość dotycząca ochrony środowiska przyczyniają się do promocji odnawianych źródeł energii wraz ze źródłami zasilania na poziomach średniego i niskiego napięcia.

Utrzymanie niezbędnej jakości zasilania i stabilność sieci wymagają aktywnego systemu rozdziału energii opartego na Inteligentnych Stacjach Transformatorowych.

Istnieje wiele rozwiązań, od zwykłego monitorowania za pomocą kontroli zdalnej aż do kontroli planowanego przepływu mocy.

Zarówno różne firmy jak i różne państwa stosują różnorodne metody i normy. Można wyróżnić poszczególne poziomy, od tzw. poziomu zero aż do pełnej, zdalnej kontroli stacji transformatorowej wtórnego rozdziału energii. Przede wszystkim do ich wdrażania motywuje zminimalizowany czas przerwy w dostawie energii i gwarancja napięcia o odpowiedniej jakości. Obecnie wykrywanie usterek za pośrednictwem monitoringu i zdalna kontrola w ramach, której dokonuje się przełączeń za pomocą sprzęgła i aparatury łączeniowej są nadal zaliczane do metod stosowanych najczęściej.

Wykorzystanie falowników w elektrowniach wiatrowych i systemach fotowoltaicznych zagwarantuje, że jakość dostarczanej w przyszłości energii wzrośnie. Ponadto transformatory rozdzielcze z zaczeпами będą używane w punktach krytycznych dystrybucji wtórnej.

Poza tym istnieje możliwość zminimalizowania strat w sieci jak i opcja monitorowania urządzeń nawet w stanie przeciążenia.

Korzyści wynikające ze zdalnej kontroli i zarządzania przepływem mocy:

- szybsze zlokalizowanie usterki/ awarii,
- krótszy czas przerwy w zasilaniu,
- pomiar/sygnalizacja danych operacyjnych,
- zredukowane straty w sieci,
- możliwość kompensacji mocy biernej/ harmoniczných - monitorowanie pracy transformatora w trakcie przeciążenia,
- większa moc przesyłowa, odłożenie w czasie rozbudowy sieci.

Dla powyższych zadań Siemens opracował spójną koncepcję i odpowiedni sprzęt:

- rozdzielnica 8DJH średniego napięcia wyposażona w niezbędne wskaźniki, styki i sprzęt pomocniczy [5],
- system telekontroli – terminal RTU wraz z SICAM TM 1703 [6],
- łączność za pośrednictwem protokołów IEC 60870-5-101/104 lub IEC 61850, zazwyczaj za pośrednictwem przewodów, fal radiowych lub w przyszłości za pośrednictwem WiMAX lub BBDL,
- węzeł telekontroli / systemu automatyzacji stacji SICAM PAS [7] lub SINAUT Power CC,
- Przegląd możliwości i zastosowania dostępny za pośrednictwem działu "planowania sieci" [8].

Odpowiedź na pytanie "Inteligentne stacje transformatorowe potrzeba czy luksus?" jest proste. Inteligentne stacje transformatorowe są niezbędne, aby sprostać wyzwaniom, które stawia przed nami przyszłość. Celem firmy Siemens jest dalszy rozwój inteligentnych rozwiązań dedykowanym systemom dystrybucji wtórnej, w ten sposób przyczyniając się do efektywnych i niezawodnych dostaw energii.

Autorzy: Helmut Spack, Bernd Schupferling, Jurgen Riemenschneider, Meinolf Schelte;
Siemens AG