

# INŻYNIERIA ELEKTRYCZNA I INFORMATYCZNA W NOWYCH TECHNOLOGIACH ELEKTROENERGETYCZNYCH

Piotr Kacejko

Lublin 2011



**KAPITAŁ LUDZKI**  
NARODOWA STRATEGIA SPÓJNOŚCI

UNIA EUROPEJSKA  
EUROPEJSKI  
FUNDUSZ SPOŁECZNY



Publikacja współfinansowana ze środków Unii Europejskiej w ramach Europejskiego Funduszu Społecznego

#### Autorzy:

prof. dr hab. inż. Piotr Kacejko, rozdziały: 1,2,3,6,7,8

dr inż. Robert Jędrzychowski, rozdziały: 4,5

#### Recenzenci:

prof. dr hab. inż. Waldemar Wójcik, Politechnika Lubelska

dr inż. Ireneusz Grzędzielski, Politechnika Poznańska

#### Komitety Redakcyjne:

prof. dr hab. Lucjan Pawłowski – Redaktor Naczelny

prof. dr hab. inż. Wojciech Adamski

prof. dr hab. Kazimierz Banasik

prof. PŚk dr hab. Elżbieta Bezak-Mazur

prof. dr hab. inż. January Bień

prof. dr hab. inż. Ryszard Błażejowski

prof. PL dr hab. Marzena Dudzińska

prof. dr hab. inż. Michał Bodzek

prof. dr hab. inż. Józef Dziopak

dr hab. Stanisław Gruszczyński

prof. dr hab. inż. Janusz Jeżowiecki

dr hab. inż. Andrzej Jędrzak

prof. dr hab. inż. Piotr Kowalik

prof. dr hab. inż. Andrzej Królikowski

prof. PK dr hab. inż. Krzysztof Knapik

prof. dr hab. Marian Mazur

prof. dr hab. inż. Korneliusz Miksch

prof. dr hab. inż. Krystyna Olańczuk-Neyman

prof. dr hab. inż. Jan Pawełek

prof. dr hab. inż. Hanna Obarska-Pempkowiak

prof. dr hab. inż. Tadeusz Piecuch

prof. PG dr hab. inż. Bernard Quant

prof. dr hab. inż. Czesława Rosik-Dulewska

prof. PW dr hab. inż. Marian Rosiński

prof. dr hab. inż. Jerzy Sobota

prof. dr hab. inż. Marek Sozański

prof. dr hab. inż. Kazimierz Szymański

prof. dr hab. inż. Tomasz Winnicki

prof. PŁ dr hab. inż. Marek Zawilski

prof. dr hab. Roman Zarzycki

prof. dr hab. inż. Jerzy Zwoździak

Skład: Sylwester Adamek

Projekt okładki: Tomasz Ławicki

© Komitet Inżynierii Środowiska PAN

**NOWOCZESNA**  
**EDUKACJA**

Publikacja dystrybuowana bezpłatnie. Nakład 200 egzemplarzy  
Publikacja wydana w ramach projektu „Nowoczesna edukacja- rozwój  
potencjału dydaktycznego Politechniki Lubelskiej” nr umowy  
UDA-POKL.04.01.01-00-108/08 współfinansowanego przez Unię  
Europejską w ramach Europejskiego Funduszu Społecznego

---

**Spis treści**

---

<b>1</b>	<b><i>Wstęp – nowe technologie elektroenergetyczne XXI wieku, a rozwój inżynierii elektrycznej i informatycznej</i></b>	<b>7</b>
<b>2</b>	<b><i>Nowe technologie elektroenergetyczne – wytwarzanie energii elektrycznej</i></b>	<b>9</b>
2.1	<b>Nowe technologie wytwarzania energii w energetyce wielkoskalowej</b>	<b>9</b>
2.1.1	Niskoemisyjne spalanie pyłu węglowego	10
2.1.2	Układy z kotłami fluidalnymi	13
2.1.3	Energetyka jądrowa	15
2.1.4	Układy ze zgazowaniem węgla	17
2.1.5	Paliwa gazowe – przyszłość czy nielubiana konieczność?	18
2.2	<b>Technologie wytwarzania energii w energetyce rozproszonej</b>	<b>20</b>
2.2.1	Klasyfikacja źródeł energetyki rozproszonej	21
2.2.2	Kogeneracyjne układy energetyki rozproszonej	22
2.2.3	Energetyka wiatrowa	35
2.2.4	Małe elektrownie wodne	39
2.2.5	Ogniwa paliwowe	42
2.2.6	Energia słoneczna, ogniwa fotowoltaiczne	44
<b>3</b>	<b><i>Nowe technologie elektroenergetyczne – przesył i rozdział energii elektrycznej</i></b>	<b>47</b>
3.1	<b>Systemy inteligentne – Smart Grids</b>	<b>47</b>
3.1.1	Co stanowi o „inteligencji sieci”?	47
3.1.2	Przykłady inteligentnych rozwiązań usprawniających pracę sieci elektroenergetycznych	49
3.2	<b>Linie elektroenergetyczne – przewody nowej generacji</b>	<b>59</b>
3.2.1	Przewód stalowo-aluminiowy segmentowy – ACSR/TW	61
3.2.2	Przewód kompozytowy ACCR	61
3.2.3	Przewody ACCC, ACCC/TW	62
3.2.4	Przewód ACSS i ACSS/TW	63
3.2.5	Przewód stopowy typu GAP (GTACSR)	64
3.2.6	Właściwości przewodów HTLS zestawienie	65
3.2.7	Przewody odgromowe (OPGW).	67
3.3	<b>Kable i urządzenia nadprzewodnikowe</b>	<b>68</b>
<b>4</b>	<b><i>Komunikacja pomiędzy obiektami systemu elektroenergetycznego</i></b>	<b>70</b>

---

<b>4.1</b>	<b>Standardy komunikacyjne</b>	<b>70</b>
<b>4.2</b>	<b>Transmisja danych</b>	<b>72</b>
4.2.1	Transmisja w szeregową w systemach lokalnych	72
4.2.2	Komputerowe sieci lokalne	73
4.2.3	Sieci rozległe i telekomunikacyjne	77
4.2.4	Łącza światłowodowe w KSE	79
<b>4.3</b>	<b>Łącza wysokiej częstotliwości – ETN</b>	<b>82</b>
<b>4.4</b>	<b>Protokoły komunikacyjne</b>	<b>84</b>
4.4.1	IEC 60870-5	85
4.4.2	DNP 3.0	88
<b>4.5</b>	<b>Standard IEC 61850</b>	<b>91</b>
4.5.1	Idea standardu	92
4.5.2	Modelowanie automatyki stacji elektroenergetycznej	97
4.5.3	Model komunikacji	98
4.5.4	Rozszerzenia standardu IEC 61850	100
<b>5</b>	<b>Architektura systemów sterowania i nadzoru</b>	<b>104</b>
<b>5.1</b>	<b>Elementy systemów SCADA</b>	<b>106</b>
5.1.1	Sterownik polowy	106
5.1.2	Sterownik stacyjny	109
5.1.3	Sterownik (komputer) komunikacyjny	111
5.1.4	Lokalne stanowisko obsługi	112
5.1.5	Serwer WEB	112
5.1.6	Router i przełącznik	112
<b>5.2</b>	<b>System zamknięty</b>	<b>113</b>
<b>5.3</b>	<b>System rozproszony</b>	<b>115</b>
<b>5.4</b>	<b>Systemy otwarte</b>	<b>119</b>
<b>5.5</b>	<b>Systemy czasu rzeczywistego</b>	<b>123</b>
<b>5.6</b>	<b>SSiN dla generacji rozproszonej i odnawialnych źródeł energii pracujących w sieci typu Smart Grid</b>	<b>124</b>
<b>5.7</b>	<b>Elementy specjalne systemów SCADA</b>	<b>127</b>
5.7.1	Stacyjne rejestratory zakłóceń	127
5.7.2	Polowy rejestrator zakłóceń	133
5.7.3	Kanał inżynierski	134



---

<b>6</b>	<b><i>Analiza obliczeniowa systemów elektroenergetycznych – rozwiązanie zadania rozplwowego</i></b>	<b>137</b>
6.1	Zależności podstawowe	137
6.2	Metody rozwiązania zadania rozplwowego	139
6.2.1	Metoda Warda – Hale’a	139
6.2.2	Metoda Gaussa	140
6.2.3	Metoda „prądu stałego”	141
6.2.4	Metoda Newtona (Newtona – Raphsona)	143
6.2.5	Rozłączna metoda Newtona	148
6.2.6	Szybka rozłączna metoda Newtona	149
6.3	Testowa sieć CIGRE	150
6.3.1	Dane rozplwowe	150
6.3.2	Rozszerzenie danych rozplwowych do obliczeń zwarciovych	155
6.4	Wyniki obliczeń rozplwowych dla sieci CIGRE	159
<b>7</b>	<b><i>Optymalizacja systemów elektroenergetycznych</i></b>	<b>163</b>
7.1	Uwagi wstępne	163
7.2	Postać funkcji celu	164
7.3	Ograniczenia – szczegółowa postać wzorów	166
7.4	Uwzględnienie niezawodności systemu - zadania SCOPF	168
7.5	Metody rozwiązywania zadań OPF	169
7.6	Wykorzystanie programowania liniowego	172
7.7	Heurystyczne metody optymalizacji	173
7.8	Przykład - wyniki optymalizacji sieci CIGRE	174
<b>8</b>	<b><i>System elektroenergetyczny w stanach zakłóceń</i></b>	<b>178</b>
8.1	Wiadomości ogólne	178
8.2	Teoretyczne podstawy algorytmu wyznaczania prądów zwarcia	183
8.2.1	Zależności podstawowe	183
8.2.2	Wyznaczanie prądów w miejscu zwarcia	187
8.2.3	Zastosowanie faktoryzacji macierzy admitancyjnej węzłowej	189
8.2.4	Podstawy metody faktoryzacji	190
8.2.5	Technika macierzy rzadkich	191

8.2.6	Lokalizacja macierzy rzadkich w pamięci komputera	192
<b>8.3</b>	<b>Program komputerowy SCC Industrial – wyniki obliczeń zwarciovych dla sieci testowej CIGRE</b>	<b>193</b>
8.3.1	Opis programu	193
8.3.2	Przykładowe wyniki obliczeń zwarciovych	205
<b>Literatura</b>		<b>210</b>

## **1 Wstęp – nowe technologie elektroenergetyczne XXI wieku, a rozwój inżynierii elektrycznej i informatycznej**

XXI wiek przynosi szereg wyzwań związanych z koniecznością zwiększenia efektywności procesów wytwarzania energii elektrycznej. Oczekuje się także rozwoju technologii całkowicie wolnych od emisji zanieczyszczeń, związanych z produkcją energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii, wykorzystywania czystych technologii węglowych oraz dalszego postępu w rozwoju energetyki jądrowej. Z drugiej strony prowadzone muszą być działania związane ze zwiększeniem efektywności oszczędzania energii elektrycznej. Jest to możliwe w wyniku aktywnego i świadomego oddziaływania na proces jej zużycia, uczynienie go znacznie bardziej sterowalnym i dopasowującym się do realnych potrzeb odbiorców.

Rozwój cywilizacyjny nieuchronnie wiąże się z uzależnieniem człowieka od dostępu do energii elektrycznej. Działania zmierzające do jej bezemisyjnego wytwarzania oraz racjonalnego wykorzystania, nie zmniejszą stopnia tego uzależnienia. Dlatego coraz większą wagę przywiązuje się do utrzymania na wysokim poziomie bezpieczeństwa elektroenergetycznego. Polega ono na zapewnieniu niezawodnej pracy źródeł wytwórczych oraz systemu przesyłania i rozdziału energii elektrycznej. Szczególnie ważna jest odporność systemu elektroenergetycznego na zakłócenia w stanach awarii, odporność która nie dopuszcza do powstania awarii katastrofalnej zwanej blackoutem. A jeśli nawet do takiej awarii dojdzie, konieczne jest zapewnienie sprawnego procesu odnowy poawaryjnej systemu – zwanej restytucją.

Jednym z elementów decydującym o poziomie niezawodności systemu elektroenergetycznego są urządzenia służące do przesyłu energii – linie wysokiego napięcia. Postrzegane obecnie dość jednostronnie jako element zaśmiecający krajobraz i źródło szkodliwego pola elektromagnetycznego, linie napowietrzne pozostają filarem układów zasilania aglomeracji miejskich i centrów przemysłowych decydując o ich bezpieczeństwie. Nie zmieni tego faktu produkcja energii elektrycznej w źródłach rozproszonych, bo one mogą co najwyżej łagodzić przebiegi stanów awaryjnych i ekstremalnych, ale nie mogą przejąć na siebie ciężaru utrzymania ciągłości zasilania wszystkich odbiorców.

Wszystkie podane wyżej działania mające na celu zwiększenie efektywności i niezawodności procesów wytwarzania, przesyłu, rozdziału oraz zużycia energii elektrycznej, jak też szeroko rozumianego zarządzania tą energią, wiążą się z

wprowadzaniem nowych technologii oraz nowych materiałów. Nowe rozwiązania wprowadza się w procesach spalania paliw, rozwiązaniach konstrukcyjnych generatorów i słupów linii napowietrznych, w układach sterowania. Materiały o nowych właściwościach są wykorzystywane między innymi do budowy łopat wiatraków i turbin parowych, przewodów i żył kabli, ogniw fotowoltaicznych. Występujący w tytule niniejszej książki termin **Nowe Technologie Elektroenergetyczne (NTE)** obejmuje wszystkie elementy omówionej wyżej problematyki.

Spoiwem wprowadzanych do sieci i urządzeń elektroenergetycznych rozwiązań innowacyjnych, są bez wątpienia systemy informatyczne pozwalające na ich skuteczną kontrolę oraz planowanie i zarządzanie. Nie ma wątpliwości, że np. turbina wiatrowa bez układów zdalnego sterowania nie może być elementem systemu elektroenergetycznego, nie może synchronicznie współpracować z tysiącami urządzeń wytwórczych do niego przyłączonych. Nie ma także wątpliwości, że planowanie rozdziału mocy na pracujące jednostki wytwórcze musi być oparte na skomputeryzowanych analizach obliczeniowych sprawdzających możliwość zrealizowania planów w zakresie przesyłu w bliższej i dalszej przyszłości.

Celem niniejszej książki jest przedstawienie, na tle wybranych przykładów dotyczących nowych rozwiązań technologicznych stosowanych w elektroenergetyce, podstawowych pojęć, urządzeń i procesów związanych z tworzeniem systemów łączności, sterowania i przetwarzania danych. W systemach tych inżynieria elektryczna przenika się w sposób niemożliwy do rozdzielenia z inżynierią informatyczną, a układy mikroprocesorowe są podstawowym elementem większości urządzeń – począwszy od urządzeń pomiarowych po systemy komputerowe do analiz studialnych. Autorzy skorzystali z przywileju doboru zakresu prezentacji omawianej problematyki dopasowując ją do zainteresowań Czytelników, wywodzących się głównie z grona absolwentów wyższych uczelni technicznych (nie tylko wydziałów elektrycznych). Tym samym zaprezentowano zagadnienia wybrane, aczkolwiek w przekonaniu autorów reprezentatywne i ważne dla problemów elektroenergetyki XXI wieku. Równocześnie objętość materiału dopasowano do wymagań Wydawcy. Mając nadzieję na wywołanie u Czytelników zainteresowania prezentowaną problematyką o charakterze wyrażnie interdyscyplinarnym, został przedstawiony obszerny wykaz literatury, który pozwoli na dalsze samodzielne studia.

## 2 Nowe technologie elektroenergetyczne – wytwarzanie energii elektrycznej

Ciągły rozwój gospodarki wymusza stały wzrost zapotrzebowania na nośniki energii, w tym również energii elektrycznej. Tradycyjne technologie stosowane do produkcji energii elektrycznej są zbyt uciążliwe dla środowiska naturalnego oraz mają stosunkowo niską efektywność przetwarzania energii pierwotnej zawartej w paliwie na inne, przydatne człowiekowi jej formy. Ze względu na to, że zagrożenia i straty związane z degradacją środowiska w ostatnich dekadach są coraz bardziej odczuwalne, podejmuje się szereg działań zmierzających do ograniczenia negatywnego oddziaływania działalności człowieka na przyrodę.

Z praktycznego punktu widzenia można podejmować następujące działania w celu zmniejszenia emisji szkodliwych substancji powstających w procesie produkcji energii elektrycznej:

- racjonalizacja zużycia energii przez stosowanie energooszczędnych technologii,
- dążenie do wykorzystania odnawialnych źródeł energii,
- podnoszenie sprawności wytwarzania energii elektrycznej,
- rozwój technologii oczyszczania spalin oraz niskoemisyjnych technik spalania paliw.

Poniżej przedstawiono wybrane, nowe technologie stosowane zarówno w energetyce wielkoskalowej jak i w mniejszych instalacjach wchodzących w skład energetyki rozproszonej.

### 2.1 Nowe technologie wytwarzania energii w energetyce wielkoskalowej

Na przestrzeni lat nie bez przyczyny utarł się pogląd, że konwencjonalne elektrownie ciepłne są źródłami o niskiej sprawności oraz wysokiej emisji zanieczyszczeń do atmosfery. Ze względu jednak na efekt skali oraz stosunkowo łatwą dostępność surowców produkcja energii elektrycznej w tych układach jest ciągle prowadzona, gdyż jest korzystna z ekonomicznego punktu widzenia.

Wzrost świadomości dotyczącej zagrożeń związanych z zanieczyszczeniem środowiska spowodował sukcesywne wprowadzanie coraz bardziej restrykcyjnych limitów na emisję produktów spalania –  $\text{SO}_x$ ,  $\text{NO}_x$  i pyłów. Wprowadzane ograni-

czenia z jednej strony wymusiły opracowanie różnorodnych metod oczyszczania spalin (elektrofiltry, odsiarczanie), których szersze omówienie można znaleźć np. w [78], a z drugiej spowodowały rozwój nowych technologii wykorzystania surowców pierwotnych w taki sposób, by proces przemiany energii był mniej uciążliwy i bardziej efektywny.

Intensywne prace są obecnie prowadzone w następujących obszarach energetyki:

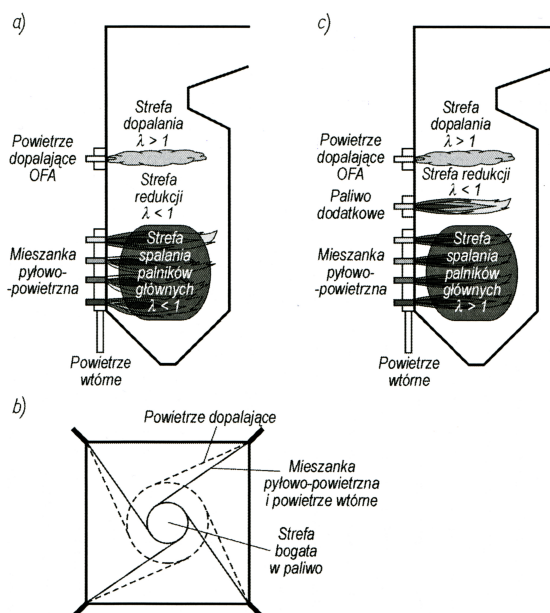
- elektrownie z blokami kondensacyjnymi na parametry nadkrytyczne i ultra-nadkrytyczne,
- elektrownie z kotłami fluidalnymi,
- kombinowane układy gazowo-parowe,
- układy zintegrowane z instalacjami zgazowania węgla, w tym elektrownie z turbinami gazowymi na paliwo stałe,
- elektrownie z generatorami MHD,
- elektrownie ze współpalaniem biomasy,
- elektrownie wodne – nowe konstrukcje turbin,
- elektrownie wiatrowe – uzyskanie coraz większych mocy jednostkowych,
- elektrownie jądrowe – uzyskanie coraz większego poziomu bezpieczeństwa.

Poniżej omówiono wybrane technologie, które są aktualnie wykorzystywane w związku z odnawianiem mocy wytwórczych w Polsce. Są to przede wszystkim niskoemisyjne paleniska i palniki pyłowe, paleniska fluidalne i układy pracujące na parametrach nadkrytycznych pary. Od pewnego czasu stosuje się także współpalanie biomasy.

### **2.1.1 Niskoemisyjne spalanie pyłu węglowego**

Spalanie niskoemisyjne może być prowadzone w specjalnie przystosowanych paleniskach niskoemisyjnych lub dzięki stosowaniu palników niskoemisyjnych. Celem stosowania tych urządzeń jest ograniczenie zawartości  $\text{NO}_x$  w spalinach, przy czym decydujące znaczenie ma tu ograniczenie zawartości  $\text{NO}_x$  pochodzącego z azotu zawartego w paliwie. Stosuje się dwie podstawowe metody – stopniowanie powietrza lub stopniowanie paliwa i powietrza.

Stopniowanie powietrza realizuje się przez podział powietrza kierowanego do komory spalania na trzy strumienie – powietrze pierwotne transportujące pył, powietrze wtórne i powietrze dopalające (tradycyjnie powietrze jest dzielone na dwa strumienie – pierwotny i wtórny). Ze względu na to, że decydujące znaczenie dla intensywności powstawania tlenków azotu ma etap spalania w niewielkiej odległości od palnika stopniowanie powietrza ma na celu prowadzenie procesu spalania w taki sposób, by w miejscu wprowadzania części lotnych uzyskać atmosferę z niedomiarem tlenu, natomiast pozostałe powietrze wprowadzać w pewnej odległości od miejsca prowadzenia pyłu w odległym fragmencie płomienia. Dzięki takiemu prowadzeniu procesu spalania uzyskuje się nie tylko blokowanie powstawania  $\text{NO}_x$  lecz dodatkowo następuje redukcja powstałych wcześniej  $\text{NO}_x$  przez ich spalanie. Występuje jednak ryzyko powiększenia strat związanych z niecałkowitym i niezupełnym spalaniem paliwa co mogłoby prowadzić do nadmiernej emisji CO i sadzy oraz dużej zawartości węgla w popiele i żużlu. Doprowadzenie powietrza dopalającego powoduje dopalenie CO i cząstek paliwa. Redukcję emisji  $\text{NO}_x$  bez nadmiernego wzrostu strat spalania uzyskuje się stosując wielostopniowe stopniowanie powietrza, tak by całkowity nadmiar powietrza nie powodował niezupełnego spalania.

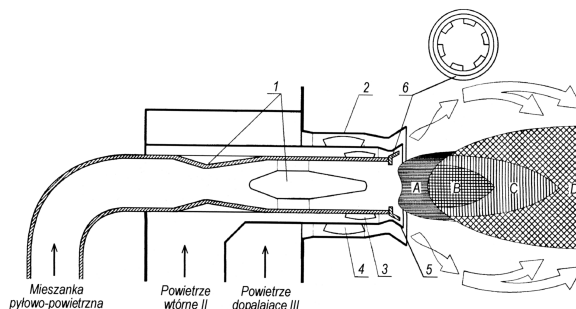


Rys. 2.1. Schemat układów ze stopniowaniem: a) powietrza wzdłuż komory paleniskowej; b) powietrza w przekroju poprzecznym komory paleniskowej; c) paliwa i powietrza; zaczerpnięto z [78]

Stopniowanie powietrza zaczęto stosować w polskich elektrowniach w latach dziewięćdziesiątych XX wieku wprowadzając system OFA (*Over Fire Air*). System ten polega na podawaniu powietrza dopalającego dyszami umieszczonymi ponad palnikami pyłowymi. System powoduje redukcję emisji  $\text{NO}_x$  o ok. 40% - 50%.

Stopniowanie paliwa i powietrza polega na doprowadzeniu dodatkowego paliwa pod dyszami powietrza dopalającego OFA. W tej metodzie spalanie odbywa się w trzech strefach. Za strefą palników głównych tworzy się strefa silnie redukcyjna wskutek doprowadzenia dodatkowego paliwa bez powietrza (lub z niewielką ilością powietrza potrzebną do przenoszenia pyłu węglowego). Paliwo dodatkowe jest źródłem rodników dzięki czemu redukuje wytworzony w strefie pierwszej  $\text{NO}_x$ . W trzeciej strefie (powietrza dopalającego) następuje dopalenie CO i cząstek paliwa. Jako paliwo dodatkowe można stosować paliwo podstawowe lub gaz. Metoda ze względu na konieczność dostarczania paliwa dodatkowego jest trudna w realizacji, ale jednocześnie jest najskuteczniejsza ponieważ redukcja emisji  $\text{NO}_x$  sięga 70%.

Proces spalania zachodzący w kotle energetycznym wymaga ciągłej diagnostyki i kontroli. Wykorzystanie do tego celu techniki optoelektronicznej jest przedmiotem prac badawczych prowadzonych w Katedrze Elektroniki Politechniki Lubelskiej pod kierunkiem prof. W. Wójcika [110]



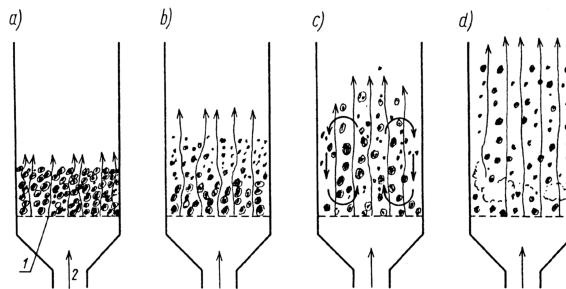
Rys. 2.2. Zasada działania palnika niskoemisyjnego: 1 – koncentrator pyłu; 2 – dysza powietrzna; 3 – łopatkę zaworową powietrza wtórnego; 4 – łopatkę zaworową powietrza dopalającego; 5 – kierownica powietrza dopalającego; 6 – stabilizator płomienia; zaczerpnięto z [78]

Zmniejszenie emisji spalin może być realizowane przez układy rozproszone, gdy w komorze paleniskowej oddzielnie są zabudowywane palniki pyłowe i dysze powietrzne, bądź w układzie z rozdziałem powietrza i paliwa realizowanym w palnikach niskoemisyjnych. Na rys. 2.2 przedstawiono układy rozproszone, natomiast na rys. 2.2 pokazano zasadę działania palnika niskoemisyjnego. Szerszy opis działania palników niskoemisyjnych można znaleźć w [78].



### 2.1.2 Układy z kotłami fluidalnymi

Zasada działania kotłów ze złożem fluidalnym została przedstawiona na rys. 2.3. Na płycie rusztowej umieszcza się rozdrobnioną mieszaninę węgla, sorbentu odsiarczającego i tzw. inerty (piasek, popiół). Jeśli od dołu doprowadzi się powietrze to będzie ono przepływało kanałami pomiędzy cząstkami stałymi ku górze. Po zwiększeniu strumienia powietrza wzrasta ciśnienie do momentu, gdy zrówna się ono z ciśnieniem statycznym słupa ciała stałego co oznacza zrównanie spadku ciśnienia w złożu z ciężarem materiału złoża przypadającym na jednostkę powierzchni. Dochodzi wówczas do rozszerzenia (ekspansji) złoża i zwiększenia jego porowatości. W pewnym przedziale prędkości przepływu powietrza (tzw. prędkość krytyczna fluidyzacji) cząsteczki materiału zawartego w złożu zaczynają się poruszać względem siebie. Zwiększanie prędkości powietrza powoduje, że materiał w złożu zaczyna cyrkulować. Dalsze zwiększanie prędkości powietrza prowadzi do unoszenia cząsteczek złoża. Złoże fluidalne musi zostać rozpalone, podobnie jak to się dzieje w tradycyjnych kotłach węglowych. Spalanie w kotłach ze złożem fluidalnym przebiega w temperaturach około  $850^{\circ}\text{C}$ . Przy temperaturach poniżej  $750^{\circ}\text{C}$  występuje strata związana z niezupełnym spalaniem, natomiast powyżej  $950^{\circ}\text{C}$  następuje spiekanie popiołu, przez co złoże straciłoby swoją sypką konsystencję. Natomiast właśnie dla temperatury  $850^{\circ}\text{C}$  występują optymalne warunki do wiązania siarki przez zawarty w złożu kamień wapienny. W celu utrzymania optymalnej temperatury musi być utrzymywana równowaga pomiędzy ciepłem wytwarzanym i odbieranym. Optymalną temperaturę utrzymuje się wprowadzając do złoża balast i utrzymując duże ilości popiołu oraz przez zabudowywanie powierzchni ogrzewalnych w kotle.



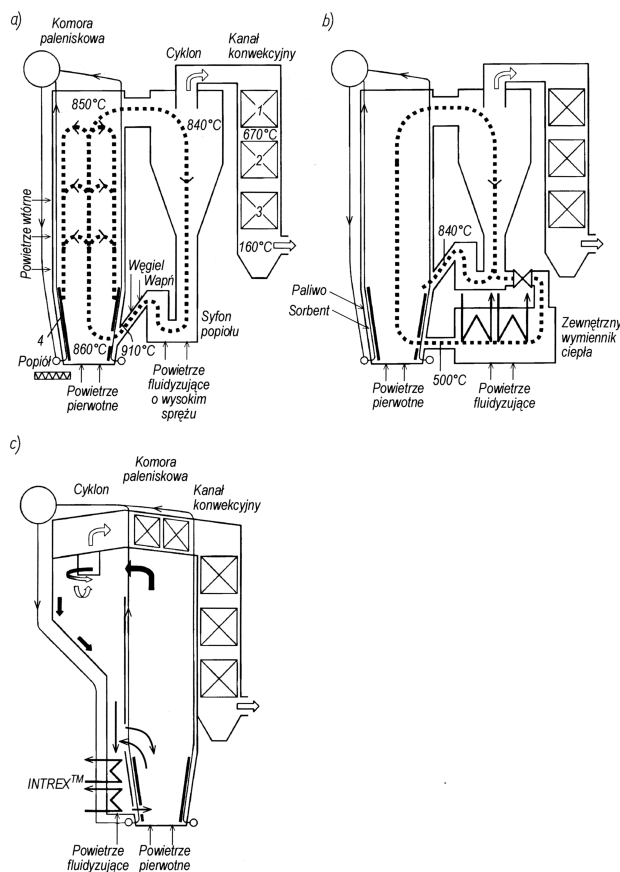
Rys. 2.3. Proces fluidyzacji spalania w kotle energetycznym; zaczerpnięto z [78]

Proces spalania w kotłach fluidalnych cechuje się tym, że jednocześnie ze spalaniem odbywa się odsiarczanie spalin. Ponadto, dzięki temu, że temperatura spalania jest stosunkowo niska ograniczone jest powstawanie tlenków azotu ( $\text{NO}_x$ ). Inną

pozytywną cechą tego typu kotłów jest możliwość spalania różnorodnych paliw, włącznie z biomasą.

Na rys. 2.4 przedstawiono schematy ideowe kotłów z cyrkulacyjną warstwą fluidalną stosowane obecnie w elektrowniach. Więcej informacji o ich działaniu można znaleźć w [78].

Jak dotąd największa w Polsce i jednocześnie na świecie jednostka pracująca ze złożem fluidalnym na parametrach nadkrytycznych została oddana do użytku w 2009 w Elektrowni Łagisza [69]. Zbudowała ją amerykańska firma Foster Wheeler. Praca na parametrach nadkrytycznych powoduje polepszenie sprawności obiegu termodynamicznego. Blok ma moc 460 MWe, jego sprawność netto wynosi ok. 43%.



Rys. 2.4. Schematy ideowe kotłów z cyrkulacyjną warstwą fluidalną: a) kocioł Alstom Pyropower z cyklonem zewnętrznym, b) kocioł Lurgii z zewnętrznym wymiennikiem ciepła, c) kocioł z cyklonem wewnętrznym Foster Wheeler; zaczerpnięto z [78]

Kierunki rozwoju nowych technologii oprócz poprawy sprawności wytwarzania koncentrują się na skonstruowaniu bloku *zeroemisyjnego* poprzez separację tlenku węgla i spalanie tlenowe. Głównym celem tego typu bloków oprócz ograniczenia emisji  $\text{SO}_x$ ,  $\text{NO}_x$  i pyłów ma na celu ograniczenie emisji  $\text{CO}_2$ . W tym celu doskonałe są metody wychwytywania dwutlenku węgla. Spalanie tlenowe polega na spalaniu w atmosferze wzbogaconej tlenem dzięki czemu możliwa będzie prawie zerowa emisja zanieczyszczeń. Przewiduje się, że nowe technologie będą dostępne do zastosowań praktycznych po roku 2020 [98].

### 2.1.3 Energetyka jądrowa

Zapisy zawarte w dokumencie rządowym „Polityka elektroenergetyczna Polski do 2030 r.” jednoznacznie wskazują na zamiar budowy w naszym kraju po 2020r. jednej lub dwóch elektrowni jądrowych. Wola polityczna rządzących jest bardzo ważnym elementem, który jest niezbędny do zrealizowania tego przedsięwzięcia przez komercyjne przedsiębiorstwo energetyczne. Warto zatem podejmować działania edukacyjne i badawcze związane z problematyką energetycznych technologii jądrowych – wobec prawie całkowitego braku doświadczeń krajowych w tym zakresie.

W styczniu 2006 roku w 30 krajach świata pracowały 443 bloki jądrowe o całkowitej mocy zainstalowanej blisko 370 GW, dając łącznie produkcję 2600 TWh. W szesnastu krajach (Francja, Litwa, Belgia, Słowacja, Szwecja, Ukraina, Bułgaria, Szwajcaria, Słowenia, Armenia, Korea Płd., Węgry, Niemcy, Republika Czeska, Japonia, Finlandia) elektrownie jądrowe dostarczyły przynajmniej 25 % zużywanej energii elektrycznej.

W latach 1970-1985 następował szybki rozwój energetyki jądrowej na świecie, a jej udział w ogólnej produkcji energii elektrycznej osiągnął 16% i utrzymuje się do dzisiaj na tym poziomie. Postępująca stopniowo liberalizacja rynku energii elektrycznej i związane z nią dążenie do szybkiego zwrotu zainwestowanego kapitału, niskie ceny paliw organicznych (węgla, ropy, gazu) malejące tempo wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną, postęp w technologii budowy turbin gazowych i wpływ awarii elektrowni w Czarnobylu (1986) na opinię społeczną, spowodowały zwolnienie na świecie tempa budowy elektrowni jądrowych po 1986 roku do poziomu poniżej 10 bloków rocznie.

Po 2000 roku wiele krajów zaczęło ponownie rozpatrywać możliwości budowy elektrowni jądrowych. Jest to spowodowane głównie porozumieniami dotyczącymi ograniczenia emisji  $\text{CO}_2$ , prognozami wzrostu cen paliw kopalnych (zwłaszcza ropy naftowej i gazu), ciągłego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną oraz

dążeniem do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego drogą dywersyfikacji źródeł energii. Dodatkowo daje się zauważyć postępujące obniżanie kosztów produkcji energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych. Jest ono wynikiem znacznego zwiększenia stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej elektrowni (z 71% w 1990 roku do 83% w 2004 roku), podniesienia mocy osiągalnej drogą wymiany niektórych urządzeń (wytwornic pary, układu przepływowego turbin) oraz przedłużenia licencji eksploatacyjnej z 30÷40 lat do 60 (w USA już dla ok. 40 bloków, a proces ten trwa w Japonii, Wielkiej Brytanii, Rosji i Holandii).

Świadomość tych czynników powoduje wzrost społecznej i politycznej akceptacji rozwoju energetyki jądrowej, która coraz szerzej postrzegana jest jako ważny składnik bilansów energetycznych, obok odnawialnych źródeł energii i czystego spalania paliw organicznych.

Według [78] w Europie umacnia się świadomość, że energetyka jądrowa zwiększa bezpieczeństwo energetyczne, wzmacnia gospodarkę dzięki niskim i stabilnym kosztom produkcji energii elektrycznej oraz wnosi istotny wkład w ochronę środowiska. Unia Europejska jest pod tym względem – z udziałem 32 % produkcji energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych – wiodącym regionem w świecie. Moc zainstalowana w elektrowniach jądrowych w Unii Europejskiej stanowi 35% mocy energetyki jądrowej w świecie. Aktualnie blisko połowa zużywanej w krajach UE energii pierwotnej pochodzi z importu (z Zatoki Perskiej, Afryki oraz z Rosji) i zależność ta wzrośnie w ciągu dwudziestolecia do 70%. Trzeba także wziąć pod uwagę, że duża część światowych źródeł paliw węglowodorowych leży w rejonach niestabilnych politycznie, wzrasta zagrożenie atakiem terrorystycznym rurociągów i instalacji. Tymczasem światowy poziom cen uranu był stabilny przez wiele lat, a jego import pochodzi głównie z Australii i Kanady, krajów o dużej politycznej stabilności.

Oczekuje się, że dalszy rozwój energetyki jądrowej będzie następował w wyniku zastosowania reaktorów należących do III generacji oraz wywodzących się od nich reaktorów określanych jako kategoria III+. Po 2030 roku spodziewane jest wprowadzenie reaktorów IV generacji. Przykłady rozwiązań to: EPR (*European Pressurized Water Reactor*), AP-600/1000, ABWR (*Advanced Boiling Water Reactor*), ESBWR (*Economic Simplified Boiling Water Reactor*), CANDU i ACR-1000.

Reaktory nowej generacji (III i III+) charakteryzują się przede wszystkim zwiększonym bezpieczeństwem eksploatacji oraz większą efektywnością ekonomiczną. W nowej generacji reaktorów odchodzi się od niezwykle rozbudowanych i kosztownych systemów bezpieczeństwa, zastępując aktywne elementy systemu pasywnymi. Pasywne elementy bezpieczeństwa różnią się od aktywnych tym, że do

ich zadziałania nie potrzeba ingerencji operatora ani specjalnego uruchamiania z wykorzystaniem zewnętrznego zasilania elektrycznego. Pasywny system bezpieczeństwa spełnia podstawowe funkcje samoczynnie, wykorzystując jedynie prawa fizyki, takie jak grawitacja, prawa hydrauliki czy konwekcji naturalnej. Podstawowe funkcje systemu bezpieczeństwa to wyłączenie reaktora przy groźnych zakłóceniach (w tym pełnej utracie chłodziwa – tzw. maksymalnej awarii projektowej MAP) oraz niezawodne odprowadzenie ciepła po wyłączeniu.

### 2.1.4 Układy ze zgazowaniem węgla

Polityczne uprzedzenia do szerszej rozbudowy jednostek spalających gaz ziemny są równoważone nadzieją na rozwój w Polsce nowych technologii węglowych, bazujących na krajowych zasobach tego paliwa. Podstawowe technologie możliwe do zintegrowania z układami gazowo-parowymi to

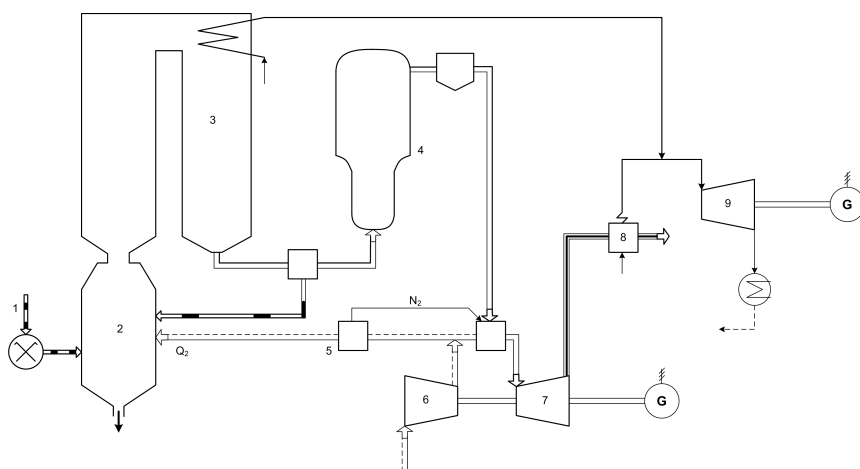
- układy związane ze spalaniem węgla w ciśnieniowym złożu fluidalnym (PFBC – *Pressurized Fluidized Bed Combustion*);
- układy związane ze zgazowaniem węgla (IGCC – *Integrated Gasification Combined Cycle*).

Zdecydowanie większe nadzieje wiąże się z wykorzystaniem zgazowania węgla, przy czym jest to problem znacznie szerszy, wiąże się bowiem z nabrzmiewającym problemem ochrony klimatu. Gazem odpowiadającym w ok. 50% za występowanie efektu cieplarnianego jest dwutlenek węgla, emitowany do atmosfery w procesach wytwarzania energii elektrycznej i ciepła przy spalaniu paliw organicznych, zwłaszcza węgla (duża zawartość pierwiastka węgla w stosunku do wartości opałowej). Wymusza to ukierunkowanie rozwoju technologii energetycznych na tak zwane technologie „zeroemisyjne” z wychwytywaniem i składowaniem CO<sub>2</sub>.

Obecne i przyszłościowe możliwości radykalnego ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> przy spalaniu węgla są upatrywane we wdrażaniu trzech technologii: wychwytywaniu CO<sub>2</sub> ze strumienia spalin (tzw. technologia *post-combustion*), spalaniu tlenowym w wysokiej koncentracji O<sub>2</sub> + CO<sub>2</sub> (tzw. technologia *oxyfuel*) oraz wychwytywaniu CO<sub>2</sub> z gazu ze zgazowania węgla przed spalaniem (tzw. technologia *pre-combustion*). Dwie pierwsze mogą być stosowane zarówno w istniejących klasycznych elektrowniach węglowych, jak i nowo projektowanych. Technologia *pre-combustion* jest nową i przyszłościową technologią (rozwijaną od lat dziewięćdziesiątych XX wieku), bazującą na układzie gazowo-parowym zintegrowanym ze zgazowaniem węgla (IGCC). Ważną zaletą systemu IGCC jest możliwość usunięcia

CO<sub>2</sub> z gazu syntezowego przed jego spalaniem w komorze spalania turbiny gazowej. Współczesne instalacje IGCC umożliwiają usunięcie do 90% CO<sub>2</sub>.

Przykładowy, ideowy schemat układu gazowo-parowego zintegrowanego ze zgazowaniem węgla pokazano na rys. 2.5. Rzeczywiste układy tworzące instalację IGCC są znacznie bardziej rozbudowane i zróżnicowane w zależności od szczegółowych rozwiązań procesu zgazowania, rodzaju paliwa i specyfikacji rozwiązań firmowych.



Rys. 2.5 Ideowy schemat układu gazowo-parowego ze zgazowaniem węgla (IGCC), 1-przygotowanie węgla, 2-generator gazu, 3-chłodnica gazu (wytwornica pary), 4-czyszczenie gazu, 5-tlenownia, 6-sprężarka powietrza, 7-turbina gazowa, 8-kocioł odzyskowy, 9-turbina parowa – [78]

Warto wspomnieć, że istnieją plany lokalizacji dużego układu gazowo-parowego bazującego na technologii IGCC w Lublinie (moc 250 MW). Przemawia za tym dostęp do zasobów węgla (bliskość kopalni Bogdanka), korzystna infrastruktura sieciowa (stacja 220/110 kV Abramowice) oraz doświadczenia związane z eksploatacją bloku gazowo-parowego na gaz ziemny w EC Lublin Wrotków (na terenie EC Wrotków miałyby być zlokalizowana planowana instalacja IGCC).

### 2.1.5 Paliwa gazowe – przyszłość czy nie lubiana konieczność?

Analiza opinii dotyczących paliw gazowych, które spotyka się w mediach wskazuje, że nie cieszą się one taką społeczną aprobatą jak energia wiatru czy energia słoneczna i nie budzą narodowego sentymentu i zaufania tak jak węgiel kamienny. Paliwa gazowe, postrzegane w kontekście najbardziej popularnego z nich, czyli gazu ziemnego, uznawane są za nośnik energetyczny drogi i wciąż drożejący,

a co więcej politycznie niepewny. Widoczny jest postęp w budowie transeuropejskich gazociągów, ale i tu fakt, że ich trasy omijają nasz kraj, wzbudza nieufność. Trudno się dziwić opinii społecznej, biorąc pod uwagę przedstawione dane (tabela 2.1) dotyczące światowych zasobów gazu. Znaczące zasoby tego paliwa przypadają na kraje, których stabilność polityczna jest trudno przewidywalna (w szczególności Iran). Z polskiej perspektywy ogromne zasoby rosyjskie traktowane są z rezerwą, jednak dla analityków światowych np. [113] ich eksploatacja to biznes, w którym polityki jest znacznie mniej niż się nam wydaje. Nowe nadzieje, szczególnie w Polsce, budzą nierozpoznane jeszcze, ale prawdopodobne zasoby gazu łupkowego.

Pomimo niezbyt przychylnych opinii zalety paliw gazowych są niezaprzeczalne. Dotyczą one zarówno aspektu ekologicznego (brak zanieczyszczeń stałych, zanieczyszczeń  $\text{SO}_2$  i  $\text{CO}$ , ograniczenie emisji  $\text{CO}_2$  i  $\text{NO}_x$ ), jak też ekonomicznego (choć ceny gazu są wysokie, lecz ceny układów do jego przetwarzania maleją), inwestycyjnego (mały układ kogeneracyjny na paliwo gazowe można zbudować nawet w ciągu kilkunastu dni), technicznego (układ taki jest prosty w eksploatacji i niezawodny). Technologie LNG i PNG (gaz ciekły i sprężony) znacząco zmniejszają niepewność związaną z gazociągami, a budowa pierwszego w Polsce terminala gazowego LNG staje się faktem.

Tabela 2.1 Światowe zasoby gazu ziemnego i ich lokalizacja (według prof. J. Popczyka)

Kraj	Zasoby gazu ziemnego [mld $\text{Nm}^3$ ]	Udział procentowy w zasobach światowych	Eksport LNG
Rosja	47040,3	30,54	Potencjalna możliwość eksportu LNG
Iran	22744,4	14,77	Potencjalna możliwość eksportu LNG
Katar	14238,0	9,24	Eksporter LNG
Arabia Saudyjska	6291,6	9,24	
Zjednoczone Emiraty Arabskie	5938,8	3,86	Eksporter LNG
Stany Zjednoczone	5138,0	3,34	Eksporter LNG
Algieria	4471,6	2,90	Eksporter LNG
RAZEM	154042,0	100,00	

Trzeba także pamiętać, że paliwa gazowe to nie tylko politycznie postrzegany gaz ziemny, to także inne gazy – gaz zaazotowany z pokładów krajowych, gazy z fermentacji biologicznej, gaz wysypiskowy, gaz ze zgazowania biomasy, gazy ko-

palniane i chemiczne gazy odpadowe. W perspektywie to także gaz ze zgazowania innych paliw stałych (w szczególności węgla kamiennego), a w perspektywie odleglejszej raczej nieuchronna era wodorowa. Warto zatem uporządkować wiedzę z zakresu skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła z paliw gazowych, dlatego też tym zagadnieniom poświęcono znaczną część p. 2.2.2.

## **2.2 Technologie wytwarzania energii w energetyce rozproszonej**

Termin energetyka rozproszona jest wyjaśniony w licznych publikacjach np.: [29, 42, 50]. Najkrócej można stwierdzić, że oznacza on swobodę wyboru przez inwestora i użytkownika miejsca zainstalowania źródła wytwórczego, co odpowiada pojęciu jego rozproszenia wewnątrz sieci elektroenergetycznej.

Tradycyjnie najbardziej rozpowszechnione technologie wykorzystywane jako źródła rozproszone to układy skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, czyli różnorodne elektrociepłownie miejskie i przemysłowe. Wymagania odnośnie ochrony środowiska także w przypadku tych źródeł wymuszają wprowadzenie coraz nowszych, niskoemisyjnych i wydajnych technologii.

Klasyczny generator synchroniczny jako przetwornik energii mechanicznej na elektryczną, może w takich układach współpracować z szeregiem różnych urządzeń. Mogą to być turbiny parowe i gazowe małej mocy, mikroturbiny gazowe, silniki tłokowe o zapłonie samoistnym i silniki o zapłonie iskrowym. W zależności od zastosowanego paliwa układy te mogą być zaliczane (bądź nie) do źródeł odnawialnych. Ten sam układ generator – silnik Diesla, może być traktowany jako źródło odnawialne, jeśli paliwem jest gaz wysypiskowy i jako „zwykłe” źródło, jeśli paliwem jest olej napędowy. Podobnie układ generator – turbina parowa, jest źródłem odnawialnym, jeśli w kotle spalane jest drewno odpadowe lub biomasa i jako „zwykłe”, jeśli jest to kocioł opalany węglem. Przykłady te ilustrują różnicę pojęć „generacja rozproszona” i „odnawialne źródła energii”.

W przypadku energetyki wiatrowej energia elektryczna może być wytwarzana zarówno w generatorach synchronicznych jak też w generatorach indukcyjnych, przy zastosowaniu różnych rozwiązań dodatkowych wynikających ze specyfiki wiatraków jako urządzeń napędowych.

W przypadku energetyki wodnej generatory synchroniczne lub indukcyjne współpracują z turbinami wodnymi o różnych rozwiązaniach konstrukcyjnych.

Nowe technologie związane z ogniwami fotowoltaicznymi i ogniwami paliwowymi eliminują z układów wytwórczych energię mechaniczną i jej przetwornik,



czyli maszynę elektryczną. Energia elektryczna powstaje w wyniku przemiany innych rodzajów energii (słonecznej, chemicznej). Ponieważ w wyniku tych przemian powstaje prąd stały, elementem pośredniczącym jest przekształtnik energoelektroniczny (falownik) umożliwiający połączenie takiego źródła z siecią prądu przemiennego.

Poniżej przedstawiono syntetyczny przegląd technologii wykorzystywanych w małych źródłach energii, które z różnych względów (głównie ekonomicznych) znajdują zastosowanie w praktycznych rozwiązaniach.

### 2.2.1 Klasyfikacja źródeł energetyki rozproszonej

Jak już wspomniano, istnieje wiele sposobów klasyfikowania źródeł generacji rozproszonej. Z praktycznego punktu widzenia najistotniejsza jest klasyfikacja techniczna, odnosząca się do zastosowanych technologii.

Tabela 2.2 Klasyfikacja źródeł energetyki rozproszonej wg [29]

Rodzaj	Moc	Sprawność	Zastosowanie
silniki Diesla	20 kW – 9 MW	33% – 36%	zasilanie rezerwowe, wspomaganie pracy sieci
silniki tłokowe	5kW – 2 MW	33% – 35%	główne źródła zasilania, kogeneracja
turbiny gazowe	1 MW – 100 MW	33% – 45%	skojarzona produkcja energii elektrycznej i ciepła, wspomaganie pracy sieci
mikroturbiny	25 kW – 100 kW	26% – 30%	zasilanie rezerwowe, kogeneracja, źródła sterowane zdalnie
ogniwa paliwowe z kwasem fosforowym PAFC	200 kW – 1 MW	40%	zawodowe wytwarzanie skojarzone, energia o podwyższonych parametrach
ogniwa paliwowe z tlenkiem stałym SOFC	25 kW – 3 MW	45% – 65%	zawodowe wytwarzanie skojarzone, główne źródła zasilania
ogniwa paliwowe ze stopionym węglanem	3 MW – 5 MW	55%	główne źródła zasilania
ogniwa paliwowe PEM	1 kW – 250 kW	40%	odbiorcy komunalni, energia o podwyższonej jakości, źródła sterowane zdalnie
baterie słoneczne (ogniwa fotowoltaiczne)	1 kW – 1000 kW	10% – 20%	źródła sterowane zdalnie, źródła mocy szczytowej, energia o podwyższonej jakości, energia ekologiczna



następnie jest odparowywana w przemianie izobaryczno – izotermicznej 5-6, po czym jest przegrzewana w przegrzewaczu według izobary 6-1. Od punktu 1 następuje izentropowe rozprężanie pary do punktu 2a (w turbinie), po czym w skraplaczu, przy stałym ciśnieniu  $p_2$  i stałej temperaturze  $T_{sk}$  jest odprowadzane ciepło parowania (przemiana 2a -3). Na wykresie T-s ciepło  $q_d$  doprowadzone do teoretycznego obiegu Rankine'a przedstawia pole 3'-3-4-5-6-2a-2'a-3, ciepło  $q_0$  odprowadzone z obiegu pole 3'-3-2a-2'a-3'. Pole 3-4-5-6-1-2a-3 przedstawia zatem ciepło zamienione na pracę.

W rzeczywistym procesie cieplnym zachodzącym w turbinie rozprężanie pary odbywa się nie izentropowo, jak pokazano na rys. 2.6 tylko wg politropy, której przebieg przedstawiono linią przerywaną (odcinek 1-2). Teoretyczna sprawność obiegu, wynosząca maksymalnie 54% zostaje zmniejszona z uwagi na dodatkowe straty przemiany energii cieplnej w elektryczną. Miejscami powstawania tych strat są kocioł, rurociągi, turbina, opory mechaniczne, rezystancja generatora. W rezultacie nowoczesne bloki parowe osiągają sprawności dochodzące do 45%, ale w wielu przypadkach dla jednostek wyeksploatowanych wynosi ona 34 – 38 %.

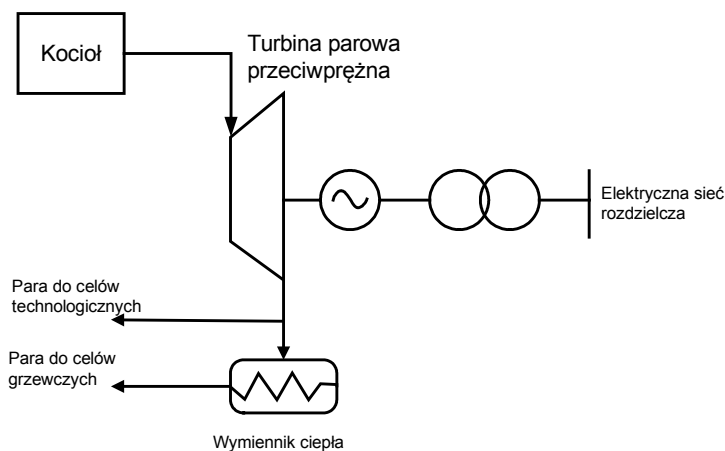
Zasadnicze sposoby zwiększania sprawności obiegu Rankine'a to powiększanie różnicy między skrajnymi (górną i dolną) temperaturami obiegu tzn. stosowanie możliwie wysokich parametrów pary dostarczanej do turbiny (temperatura i ciśnienie pary przegrzanej) i jak najniższej temperatury w skraplaczu turbiny, międzystopniowe przegrzewanie pary oraz regeneracyjne podgrzewanie wody zasilającej parą z upustów turbiny.

Wszystkie te zabiegi nie mogą jednak zmienić faktu, że opisany obieg termodynamiczny elektrowni parowych w swojej istocie zawiera oddawanie ciepła, co często jest medialnie nagłaśniane jako jego nieefektywność i niesprawność. Stąd też wynika dążenie do wykorzystania ciepła oddawanego do celów grzewczych. Jest to jednak zadanie trudne, gdyż niską temperaturę w skraplaczu i odbieranie z niego ciepła osiąga się stosując bardzo duże ilości wody chłodzącej o temperaturze 25 – 38°C, co daje bardzo ograniczone możliwości wykorzystania jej do celów grzewczych.

Zapotrzebowanie na energię cieplną w danym kraju zależy od wielu uwarunkowań, szczególnie klimatycznych. Technologie przemiany energii chemicznej zawartej w paliwach (stałych, płynnych i gazowych) w energię cieplną charakteryzują się wysoką sprawnością przekraczającą 90%. Jak stwierdzono w poprzednio przeprowadzonych rozważaniach sprawność wytwarzania energii elektrycznej jest znacznie niższa. Stąd też naturalna tendencja do łączenia tych dwóch procesów, pomimo, że dla dużych elektrowni systemowych jest to trudne. Zresztą o skojarzo-

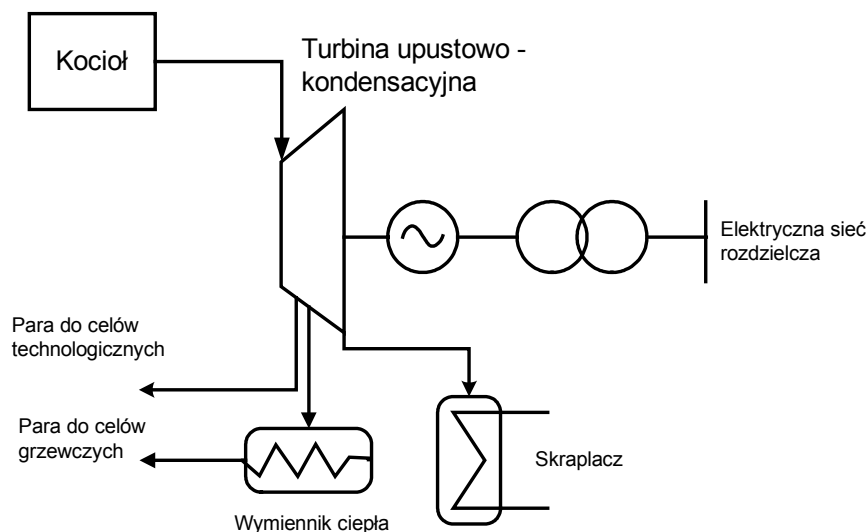
nym wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła można mówić wtedy, gdy na to ciepło istnieje zapotrzebowanie niedaleko miejsca wytwarzania, bowiem możliwości przesyłu nośników ciepła są bardzo ograniczone. Dlatego też zrozumiała jest tendencja do równoczesnego rozpatrywania wytwarzania skojarzonego (kogeneracji) z energetyką rozproszoną, o źródłach lokalizowanych w pobliżu odbiorców. Maksymalne wykorzystanie energii zawartej w paliwie na produkcję energii elektrycznej i ciepłej jest zabiegiem proekologicznym, znajdującym potwierdzenie w odpowiednich aktach prawnych [103, 87]. Na świecie rozwój źródeł kogeneracyjnych (zwanym też układami CHP – *Combine Heat and Power Production*) jest niezwykle dynamiczny.

Najbardziej znanymi układami kogeneracyjnymi w tradycyjnej energetyce przemysłowej są układy przeciwpaprężne. W układach wykorzystujących turbiny przeciwpaprężne para o ciśnieniu wyższym od atmosferycznego jest wykorzystywana w procesach technologicznych lub jest kierowana do wymienników ciepła. Im większe jest ciśnienie pary wylotowej tym więcej energii niesie ona w sobie i tym samym mniejsza jest produkcja energii elektrycznej. W typowych układach stosunek ciepła do energii elektrycznej jest jak 7 do 1 co tym samym oznacza małą produkcję energii elektrycznej i bardzo duży stopień skojarzenia. Na rys. 2.7 przedstawiono uproszczony schemat instalacji CHP wykorzystującej turbinę przeciwpaprężną. Cała para przechodzi przez turbinę, która napędza generator synchroniczny. Za turbiną para o ciśnieniu od 0,12 do 4 MPa i temperaturze od 200 do 300°C (w zależności od tego do czego jest przeznaczona) jest kierowana do procesów technologicznych lub do wymiennika ciepła. Ciepło z wymiennika jest wykorzystywane do celów grzewczych.



Rys. 2.7. Układ kogeneracyjny, w którym zastosowano turbinę przeciwpaprężną

W turbinach upustowo kondensacyjnych (rys. 2.8) część pary jest upuszczana przy średnim ciśnieniu i jest kierowana dla potrzeb procesów technologicznych oraz do wymienników ciepła (dla potrzeb grzewczych), natomiast reszta jest całkowicie skraplana. Takie rozwiązanie pozwala na uzyskanie dużej zmienności stosunku produkcji ciepła do energii elektrycznej. W układach stosujących to właśnie rozwiązanie wraz ze zmniejszeniem zapotrzebowania na ciepło można zwiększyć produkcję energii elektrycznej, która może być przekazana do sieci elektroenergetycznej.



Rys. 2.8. Układ kogeneracyjny, w którym zastosowano turbinę upustowo – kondensacyjną

W tradycyjnych rozwiązaniach stosowanych w polskiej energetyce przemysłowej podstawowym paliwem do opalania kotłów wytwarzających parę dla turbin małej mocy jest węgiel kamienny. Energia elektryczna jest produkowana głównie na potrzeby zakładu przemysłowego. Aktualnie obserwuje się dwie różne tendencje związane z kogeneracją bazującą na małych turbinach parowych. Z jednej strony wiele jest obiektów przestarzałych, daremnie oczekujących na modernizację, w związku z trudną sytuacją związanych z nimi branż (np. cukrownictwo, przemysł ciężki, przemysł chemiczny). Z drugiej strony zdarzają się przypadki udanej komercjalizacji i rozwoju elektrociepłowni należących kiedyś do zakładów przemysłowych, które upadły (np. elektrociepłownia Megatem dawnej Fabryki Samochodów w Lublinie).

Kolejna szansa wzrostu liczby źródeł rozproszonych wykorzystujących klasyczne turbiny parowe to zastosowanie biomasy jako paliwa do wytwarzania pary.

Biomasa jest wynikiem reakcji fotosyntezy, która przebiega pod wpływem promieniowania słonecznego. Ilość biomasy wytworzonej na Ziemi w skali roku w wyniku reakcji fotosyntezy wynosi 220 bilionów ( $10^{12}$ ) ton. Według [59] światowy potencjał energetyczny biomasy wynosi  $3 \cdot 10^{15}$  MJ/rok jednak wykorzystuje się go w 7% (35% w krajach rozwijających się, 3 % w krajach uprzemysłowionych). Wartość kaloryczna suchej biomasy jest prawie dwukrotnie niższa niż wartość kaloryczna węgla kamiennego, co widać z następującego zestawienia wartości opałowych: słoma żółta 14,3 MJ/kg, słoma szara 15,2 MJ/kg, drewno odpadowe 13 MJ/kg, węgiel kamienny 25 MJ/kg, gaz ziemny 48 MJ/kg. Realne zasoby biomasy możliwe do wykorzystania w Polsce szacuje się na 30 mln ton rocznie. Oczywiście uzyskiwanie energii z biomasy poprzez jej spalanie nie jest wolne od wad, aczkolwiek najważniejszy zarzut związany z emisją  $\text{CO}_2$  nie jest słuszny z uwagi na to, że uwalniany dwutlenek węgla został uprzednio wchłonięty z powietrza przez rośliny, więc spalanie jest elementem jego cyrkulacji w obiegu zamkniętym. Choć główne wykorzystanie energetyczne biomasy wiąże się obecnie z produkcją ciepła to jednak spotyka się coraz częściej nowoczesne układy kogeneracyjne (np. kocioł na drewno odpadowe w Zakładach Meblarskich Black Read White w Biłgoraju napędzający turbinę parową o mocy 3 MW i współpracujący z siecią generator).

Czynnikiem sprzyjającym rozproszeniu generacji energii elektrycznej i ciepłej jest zastosowanie paliw gazowych. Gaz ziemny uważany jest za paliwo XXI wieku. Decydują o tym takie jego właściwości jak:

- czystość procesu spalania (niewielkie ilości substancji zanieczyszczających (tlenki azotu, tlenek węgla, tlenki siarki),
- duża wartość kaloryczna,
- wygoda użytkowania, względna łatwość wydobycia, przesyłu i magazynowania,
- wysoka sprawność procesu przetwarzania na energię elektryczną i ciepłą.

### **2.2.2.2 Układy z silnikami tłokowymi**

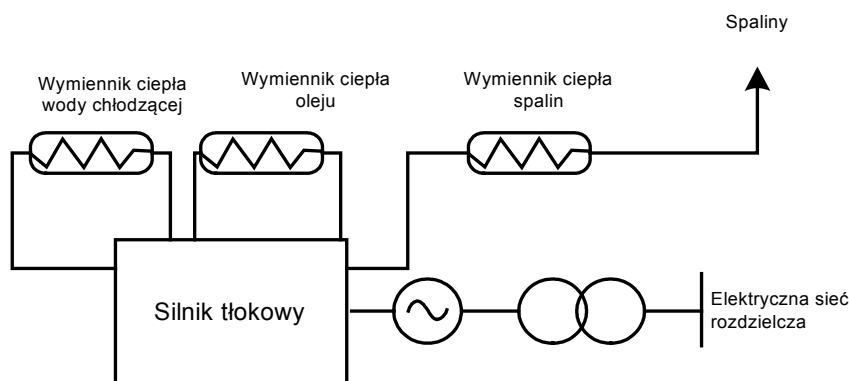
Tłokowe silniki spalinowe stanowią najczęściej stosowane urządzenia w układach kogeneracyjnych małej mocy, co w dużej mierze wynika z ich stosunkowo niskiej ceny. Moce tych jednostek oferowane przez producentów zawierają się w bardzo szerokich granicach – od 5 kW do 50 MW. W [93] wprowadza się następujący podział tych silników stosowanych w stacjonarnych układach CHP:

- silniki gazowe z zapłonem iskrowym (zakres małych mocy),

- silniki dwupaliwowe zasilane paliwem gazowym oraz niewielką dawką paliwa ciekłego w celu inicjowania zapłonu mieszanki (zakres średnich mocy),
- silniki wysokoprężne (największe moce).

Silniki tłokowe układów kogeneracyjnych budowane są jako jednostki pracujące ze stałą prędkością obrotową, która dla mniejszych jednostek wynosi 1000 i 1500 obr/min, a dla jednostek o mocy kilku megawatów i większych jako jednostki wolnoobrotowe pracujące z prędkością rzędu 500 – 750 obr/min. W układach kogeneracyjnych z silnikami tłokowymi istnieje kilka możliwości odbioru ciepła (rys. 2.9, rys. 2.10):

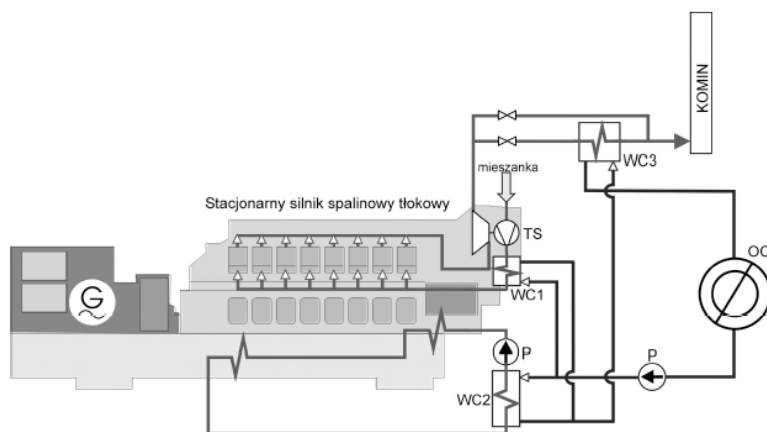
- z obiegu wody chłodzącej,
- z obiegu oleju smarowego,
- poprzez chłodzenie mieszanki doładowanej za turbosprężarką,
- ze spalin wylotowych.



Rys. 2.9. Idea budowy układu kogeneracyjnego z silnikiem tłokowym

Układy CHP z tłokowymi silnikami gazowymi są stosowane najczęściej do produkcji gorącej wody, rzadziej do produkcji pary. Wymienione wyżej źródła ciepła cechuje duże zróżnicowanie temperatur (układy chłodzenia do 90°C, spaliny do 550°C). Jak podkreślono w [93] blisko 50% ciepła użytecznego może pochodzić z elementów niskotemperaturowych. Aby możliwa była produkcja energii elektrycznej przy braku zapotrzebowania na ciepło, układ powinien być wyposażony w rezerwowe układy chłodzenia (cieczy chłodzącej, oleju i powietrza). Oczywiście ważnym problemem technicznym jest odpowiednia budowa wymienników ciepła

we wszystkich obiegach (wodnym, olejowym, powietrznym i spalinowym). Sprawność elektryczna układów z silnikami spalinowymi jest zbliżona na ogół do 35%, ale istnieją rozwiązania w których sięga nawet 45% (dla dużych mocy). Oprócz klasycznych zastosowań ciepłowniczych możliwe jest ich zastosowanie w układach wykorzystujących ciepło ze względów technologicznych (np. proces suszenia).



Rys. 2.10. Układ CHP z tłokowym silnikiem spalinowym wg [93] (oznaczenia: G – generator, P – pompa, TS – turbosprężarka, OC – wymiennik ciepła, WC1 – wymiennik ciepła chłodzenia powietrza doładowania, WC2 – wymiennik ciepła chłodzenia płaszcza wodnego i miski olejowej, WC3 – spalinowy podgrzewacz wody)

Z punktu widzenia ochrony środowiska najbardziej atrakcyjne jest zastosowanie biogazu jako paliwa do rozpatrywanych silników tłokowych. Biogaz jest produktem fermentacji beztlenowej związków pochodzenia organicznego zawierających celulozę, białko, węglowodany i skrobię. Związki te występują w odpadach komunalnych pochodzenia biologicznego, w ściekach komunalnych i przemysłu rolno – spożywczego, a także w odchodach zwierząt. Jego główne składniki to metan i dwutlenek węgla. Niekontrolowana emisja biogazu (np. z wysypisk śmieci) powoduje negatywne zwiększenie efektu cieplarnianego. Według [59] teoretyczne oszacowanie krajowych zasobów biogazu przedstawia się następująco:

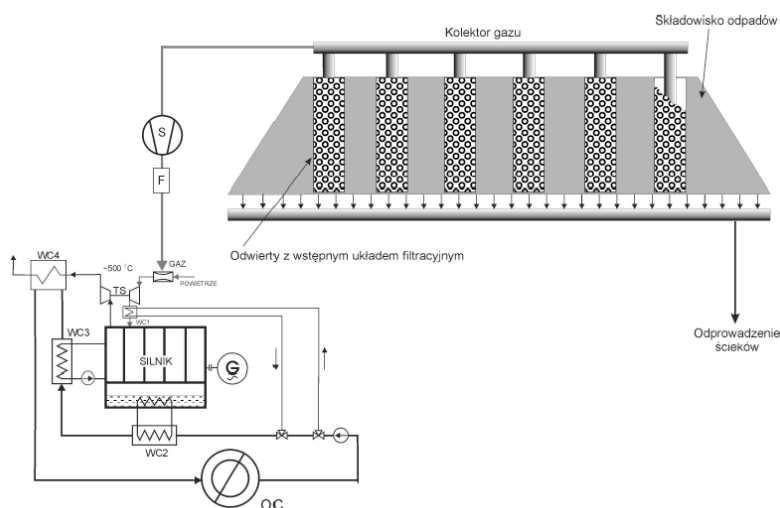
- wysypiska śmieci (źródło gazu wysypiskowego) – inwentaryzacja 680 polskich wysypisk komunalnych pozwala na oszacowanie rocznej emisji tego gazu na ok. 0,5 mld m<sup>3</sup>/rok (w przeliczeniu na gaz ziemny);
- oczyszczalnie ścieków (biogaz powstaje w wyniku fermentacji ścieków) – teoretyczne możliwości polskich oczyszczalni to 1,3 mld m<sup>3</sup>/rok;



- pozyskanie biogazu z odchodów zwierząt hodowlanych teoretyczne możliwości 3,3 mld m<sup>3</sup>/rok.

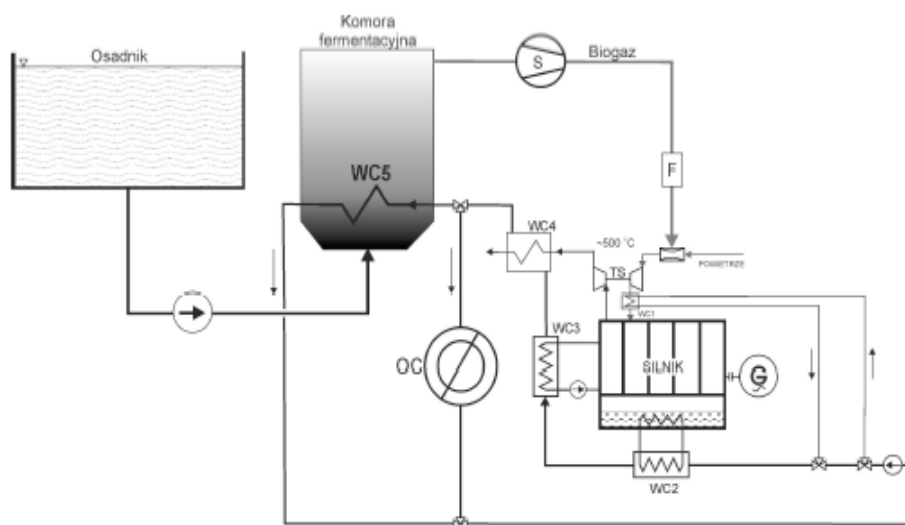
Tym samym roczny potencjał biogazu odpowiada blisko 40% zużycia gazu ziemnego w Polsce (ponad 12 mld m<sup>3</sup>), więc choć jest to potencjał teoretyczny, to praktyczne wykorzystanie tylko jego niewielkiej części może przynieść znaczne efekty proekologiczne i ekonomiczne.

Na rys. 2.11 i rys. 2.12 przedstawiono układy związane z wykorzystaniem biogazu na wysypiskach i w oczyszczalniach ścieków jako paliwa gazowych silników tłokowych.



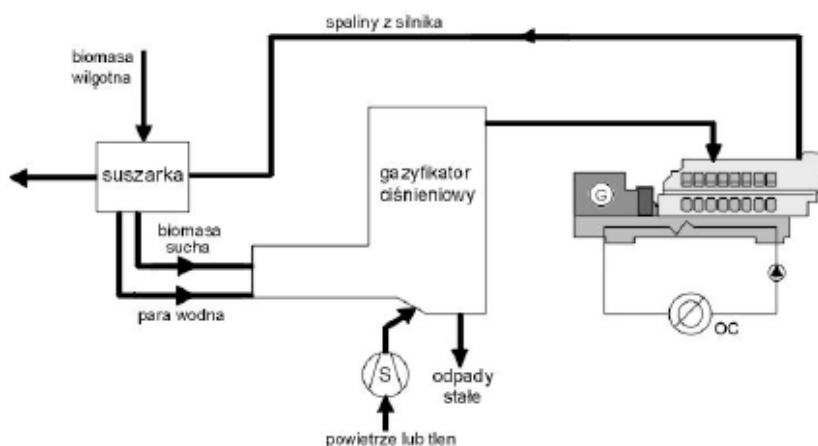
Rys. 2.11. Schemat elektrociepłowni z silnikiem spalinowym zasilanym gazem wysypiskowym według [93] (WC1, WC2, WC3 – wymienniki układu chłodzenia silnika, WC4 – wymiennik spaliny, TS – turbosprężarka, OC – odbiór ciepła, S – sprężarka, F – filtr gazu)

Biomasa, która w przypadku Polski powinna być traktowana jako najpoważniejsze źródło energii odnawialnej może być także źródłem paliwa dla kogeneracyjnych układów gazowych, po poddaniu jej procesowi zgazowania. Zgazowanie biomasy jest procesem znanym od wielu lat (miedzy innymi armia niemiecka podczas II wojny światowej masowo eksploatowała samochody napędzane gazem produkowanym z drewna). Problem produkcji stabilnego, bezpiecznego dla środowiska i taniego gazu syntezowego podlega jednak wciąż doskonaleniu. Na rys. 2.13 przedstawiono przykład układu wykorzystującego proces zgazowania biomasy w gazyfikatorze ciśnieniowym.



Rys. 2.12. Schemat elektrociepłowni z silnikiem spalinowym zasilanym biogazem według [93] (WC5 – nagrzewnica fermentującego osadu, WC1, WC2, WC3 – wymienniki układu chłodzenia silnika, WC4 – wymiennik spalinowy, TS – turbosprężarka, OC – odbiór ciepła, S – sprężarka, F – filtr gazu)

W specjalnych zastosowaniach układy kogeneracyjne wykorzystujące silniki tłokowe mogą być wykorzystane w procesie chłodzenia (potocznie mówi się o wytwarzaniu „chłodu”). W rzeczywistości chodzi o wykorzystanie ciepła odbieranego ze spalin i układu chłodzenia silnika do współpracy z chłodziarkami absorpcyjnymi.



Rys. 2.13. Schemat układu z silnikiem spalinowym zintegrowanym ze zgazowaniem biomasy (gazyfikator typu ciśnieniowego), według [93]

### 2.2.2.3 Turbiny gazowe

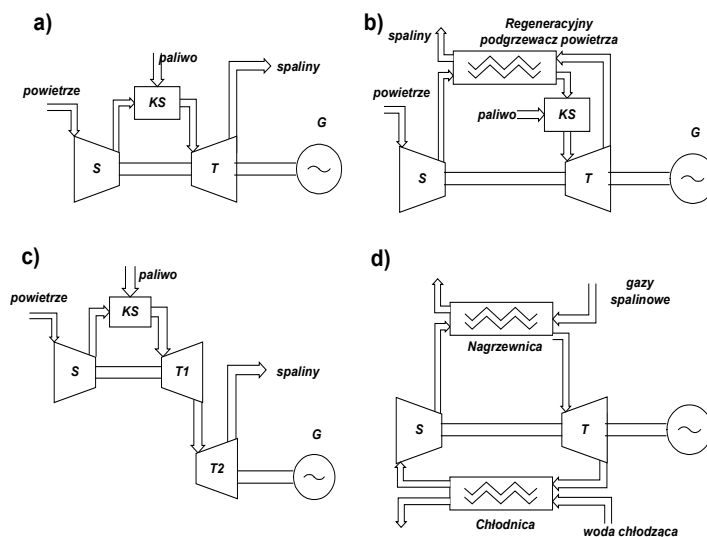
Zasada działania turbin gazowych jest zbliżona do zasady działania tradycyjnych turbin parowych. Zasadnicza różnica polega na tym, że pomijany jest jeden stopień przemiany energii (energii cieplnej zawartej w spalinach na energię pary wodnej). Determinuje to szereg zalet turbin gazowych:

- brak kotła, obiegów parowych i wodnych,
- łatwy rozruch i duże możliwości regulacyjne,
- krótki okres budowy, prosta obsługa,
- niska emisja zanieczyszczeń i hałasu.

W porównaniu z silnikami tłokowymi turbiny gazowe charakteryzują się o wiele mniejszymi gabarytami (ciężar turbiny o mocy 1 MW wynosi ok. 1 tony, silnika o tej samej mocy ok.  $10 \div 20$  ton). W ofercie producentów są przedstawiane jednostki głównie o mocach powyżej 1 MW. Należy przy tym pamiętać, że jednostki o mniejszych mocach charakteryzują się niską sprawnością i wysokimi nakładami inwestycyjnymi.

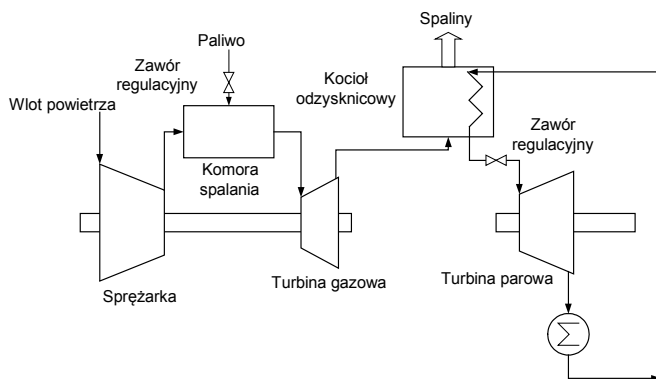
Podstawowym obiegiem, według którego jest realizowane przetwarzanie energii chemicznej paliw w turbinach gazowych jest obieg Braytona – Joule’a. Spalanie paliwa w turbinach odbywa się w sposób ciągły przy stałym ciśnieniu. Najprostszy układ turbiny gazowej przedstawiono na rys. 2.14.a. Zasadnicze elementy układu to sprężarka S, komora spalania KS, turbina T oraz generator G. Sprężarka napędzana przez turbinę zasysa powietrze z atmosfery i wtłacza je do komory spalania, gdzie jest ono mieszane z paliwem. Po spaleniu w komorze spalania gazy spalinowe są kierowane do turbiny, gdzie ich energia wewnętrzna jest zamieniana na energię mechaniczną. Po przejściu przez turbinę spaliny są kierowane do wyrzutnika spalin. Wał turbiny napędza generator elektryczny i sprężarkę.

Turbiny gazowe mogą też pracować w układzie zamkniętym, gdy w obiegu krąży stała ilość czynnika roboczego (rys. 2.14.d). Energia cieplna spalin jest przekazywana czynnikowi roboczemu w nagrzewnicy za pośrednictwem powierzchni ogrzewalnych. Po przejściu przez turbinę czynnik ten jest ochładzany w chłodnicy. Zastosowanie takiego układu pozwala na spalanie paliw stałych, gdyż odpady stałe nie mają kontaktu z łopatkami turbiny, więc nie powodują ich erozji. Czynnikiem roboczym może być dowolny gaz, ale praktycznie jest stosowane głównie powietrze. Wadą układów zamkniętych jest konieczność stosowania dwóch wymienników ciepła o bardzo dużych powierzchniach ogrzewalnych.



Rys. 2.14. Układy turbin gazowych: a) układ otwarty, b) obieg otwarty z regeneracją, c) turbina dwuwałowa, d) turbina z obiegiem zamkniętym

Sprawność teoretyczna turbin gazowych jest tym większa im większy jest stopień sprężenia w sprężarce. W obiegach rzeczywistych zależność sprawności od stopnia sprężenia nie jest tak prosta. Praktycznie dla określonej temperatury czynnika roboczego przed turbiną sprawność obiegu osiąga maksimum dla pewnej optymalnej wartości stopnia sprężenia.



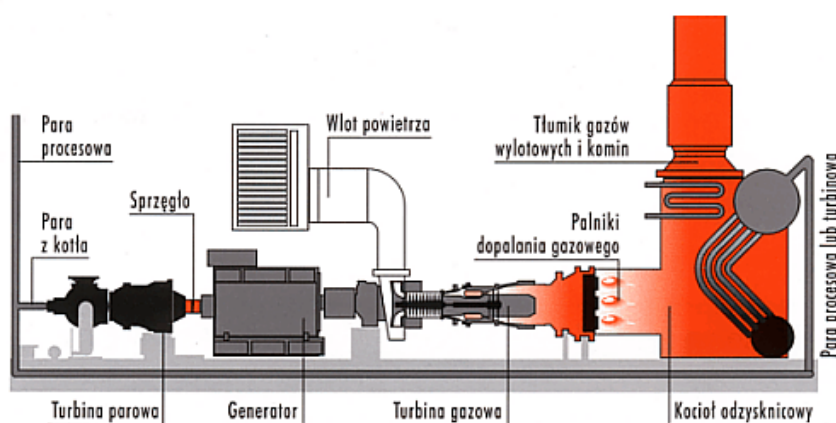
Rys. 2.15. Przykładowy schemat układu gazowo-parowego

Poprawę sprawności turbin gazowych można uzyskać przez regeneracyjne podgrzewanie powietrza kierowanego do komory spalania (rys. 2.14.b). Dalszą poprawę sprawności przynosi wielostopniowe sprężanie powietrza połączone

z ochładzaniem oraz wielostopniowe rozprężanie z regeneracją ciepła. W praktycznych rozwiązaniach liczba stopni sprężania jest mniejsza od czterech, a liczba stopni rozprężania nie przekracza trzech. Sprawność takich obiegów dochodzi do 39 %.

Układy z wielostopniowym sprężaniem i rozprężaniem mogą być dzielone na dwie albo trzy jednostki jednowałowe połączone wspólnym obiegiem cieplnym (rys. 2.14.c). Podstawowe wady zespołów wielowałowych, w porównaniu z jednowałowymi, to większy stopień skomplikowania, niższa dyspozycyjność i dłuższy czas rozruchu, dlatego są one obecnie wypierane przez jednostki jednowałowe.

W układach kogeneracyjnych dużej mocy szerokie zastosowanie znajdują obecnie układy gazowo-parowe (CCGT – *Combined Cycle Gas Turbine*). W układach tych spaliny opuszczające turbinę gazową (o temperaturze powyżej 500°C) kierowane są do kotła odzyskowego (HRB – *Heat Recovery Boiler*), w którym wytwarzana jest para kierowana do turbiny parowej, stanowiącej drugą jednostkę układu. Układy CCGT mogą być budowane jako jednostki jednowałowe (obie turbiny na jednym wale) lub dwuwałowe (turbiny na osobnych wałach). Liczba turbin gazowych zasilających kocioł odzyskowy może być większa niż jeden. Układy CCGT mogą być też wyposażone w jeden lub dwa generatory. W wyniku wykorzystania energii cieplnej spalin sprawność procesu wytwarzania energii elektrycznej znacząco rośnie, nawet powyżej 55 %. Kocioł odzyskowy jest też źródłem ciepła do celów grzewczych lub technologicznych (w formie gorącej wody lub pary). Schemat układu CCGT przedstawiono na rys. 2.15, a poglądową prezentację układu jednowałowego (na podstawie [68]) na rys. 2.16.



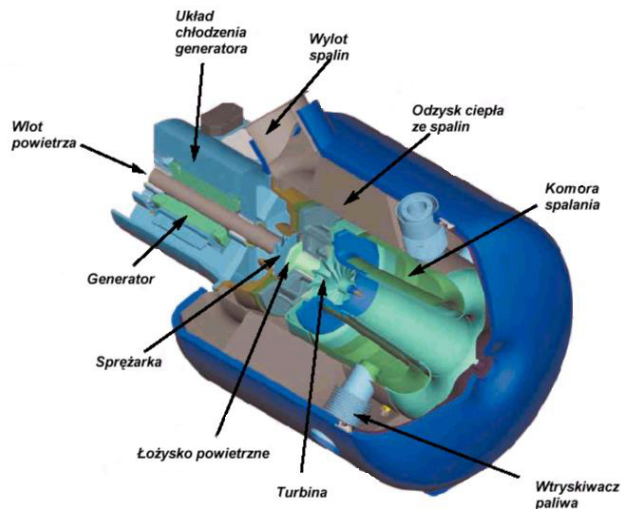
Rys. 2.16. Przykład układu gazowo-parowego małej mocy, według [68]

W Polsce w ostatnich latach wybudowano kilka dużych układów gazowo-parowych przyłączonych do sieci 110 kV, a dalsze są w stadium budowy lub projektowania. Są to m.in. EC Gorzów (55 MW), EC Nowa Sarzyna (116 MW), EC Lublin Wrotków (235 MW), EC Rzeszów (105 MW), EC Zielona Góra (200 MW). W nawiasach podano łączną moc mechaniczną turbin gazowej i parowej.

#### 2.2.2.4 Mikroturbiny

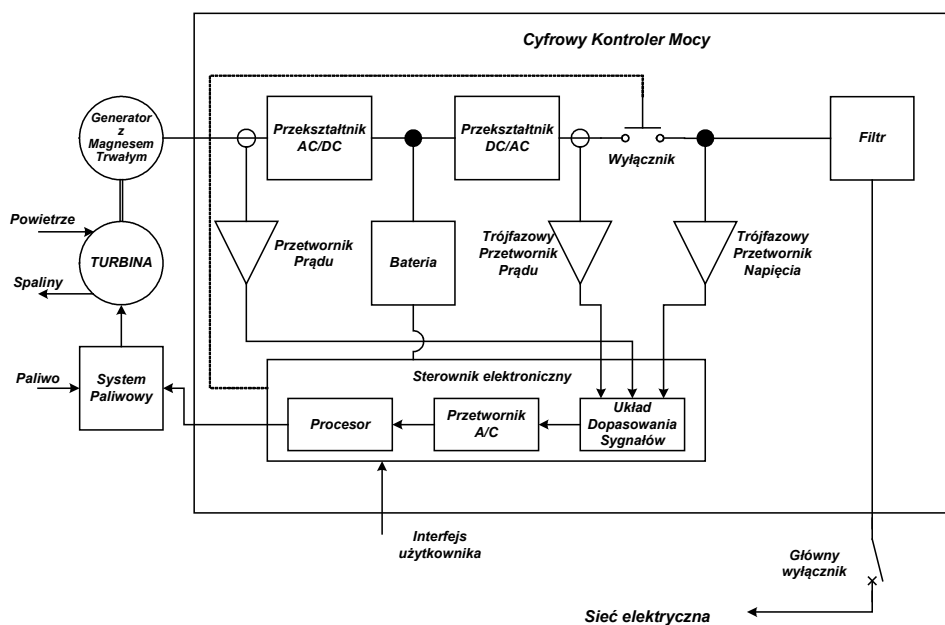
Mikroturbiny są nowymi urządzeniami do wytwarzania energii elektrycznej. Początkowo były one projektowane do wykorzystania w środkach transportu i miały być alternatywnym rozwiązaniem w stosunku do spalinowych silników tłokowych. Zwiększenie zapotrzebowania rynku na małe i niezawodne jednostki wytwórcze spowodowało przeniesienie uzyskanych rozwiązań do stacjonarnych układów produkujących energię elektryczną i ciepło.

Zasadnicze części układu mikroturbiny (rys. 2.17) to sprężarka, turbina i generator z magnesem trwałym umieszczone na wspólnym wale. Prędkość wirowania wału turbiny przy znamionowym obciążeniu wynosi ok. 96000 obr/min (jest to możliwe dzięki zastosowaniu wyrafinowanych łożysk powietrznych).



Rys. 2.17. Mikroturbina firmy Capstone Turbine Corporation; zaczerpnięto z [14]

Generator napędzany mikroturbiną wytwarza napięcie o wysokiej częstotliwości. Napięcie przemiennie jest prostowane w prostowniku. Napięciem stałym są zasilane bateria i falownik. Między falownikiem a siecią znajduje się filtr zmniejszający zawartość wyższych harmonicznnych w napięciu – rys. 2.18.



Rys. 2.18. Schemat blokowy układu mikroturbiny; na podstawie [14]

Mikroturbiny mogą pracować samodzielnie lub być przyłączane do lokalnej sieci elektroenergetycznej. Standardowo są one przystosowane do współpracy z siecią o napięciu 400-480 V i częstotliwości 50/60 Hz. Obecnie producenci zapewniają możliwość łączenia mikroturbin w zestaw liczący do dziesięciu jednostek (tzw. MultiPac). W przypadku takiej pracy jedna z mikroturbin pełni funkcję jednostki nadrzędnej i nadzoruje rozdział obciążeń na wszystkie pracujące urządzenia.

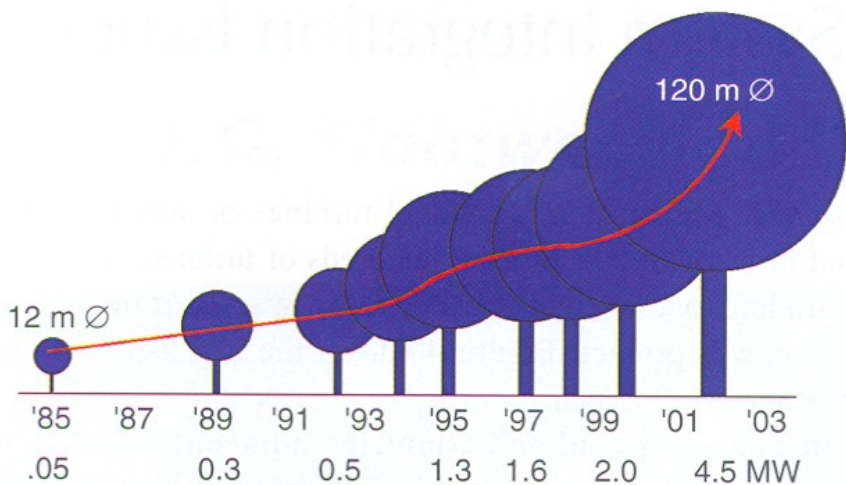
### 2.2.3 Energetyka wiatrowa

Spalanie drewna i wykorzystanie energii wiatru to dwa historyczne źródła energii odnawialnej występujące na drodze cywilizacyjnej człowieka. Według [59] najstarsze informacje o urządzeniach wiatrowych znajdują się w kodeksie Hammurabiego (1750 r. p.n.e). Wiatry wiejące nad powierzchnią lądów, w miejscach możliwych do zainstalowania siłowni wiatrowych mają potencjał energetyczny oceniany na  $4 \cdot 10^7$  MW, (dla porównania moc zainstalowana w polskich elektrowniach to  $3 \cdot 10^5$  MW). Dla siłowni wiatrowych charakterystyczna jest duża zależność generowanej energii od warunków środowiskowych. Oznacza to, że jej produkcja nie może być w pełni kontrolowana i charakteryzuje się zmiennością w czasie.

Dynamika rozwoju energetyki wiatrowej w ostatnich latach ubiegłego stulecia jest imponująca. Przedstawiono ją w poglądowej postaci na rys. 2.19. Wynika z

niego, że w połowie lat osiemdziesiątych dostępne na rynku jednostki miały moce do 50 kW. Obecne, osiągnęły już 6 MW, a więc ponad 100 razy więcej. Inny przykład to wzrost mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych w niektórych krajach. W Niemczech w roku 1990 było to 60 MW, w 1997 2080 MW, w 2001 ok. 8000 MW, a aktualnie moc ta przekroczyła 25000 MW. Na uwagę zasługuje także kilkukrotne zmniejszenie kosztów budowy elektrowni wiatrowej, które miało miejsce na przestrzeni ostatnich 20 lat.

W roku 2009 przyłączono do sieci 38000 MW nowych mocy w energetyce wiatrowej. Łączny poziom mocy zainstalowanej osiągnął 160000 MW. Szacuje się, że łączna wartość nowych urządzeń oddanych do użytkowania w roku 2009 wyniosła około 50 miliardów euro. Światowym liderem w zakresie mocy zainstalowanej są Stany Zjednoczone z 35000 MW; Niemcy (25700 GW); oraz Hiszpania (19100 MW). W roku 2009 Chiny podwoiły łączną wielkość mocy zainstalowanej, osiągając poziom 12200 MW, i tym samym wyprzedzając Indie (9600 MW). Energetyka wiatrowa na świecie pod koniec roku 2009 była w stanie wytworzyć około 340 TWh energii, czyli 2% światowego zapotrzebowania.



Rys. 2.19. Poglądowa prezentacja rozwoju jednostek wytwórczych energetyki wiatrowej dostępnych na rynku [95].

Współczesne siłownie wiatrowe są konstrukcyjnie bardzo do siebie podobne. Porównanie przeprowadzone w [59] wskazuje nawet na identyczność niektórych najważniejszych wymiarów. W zakresie wyposażenia elektrycznego, zgodnie z kompleksową analizą przeprowadzoną w [13], wśród rozwiązań konstrukcyjnych



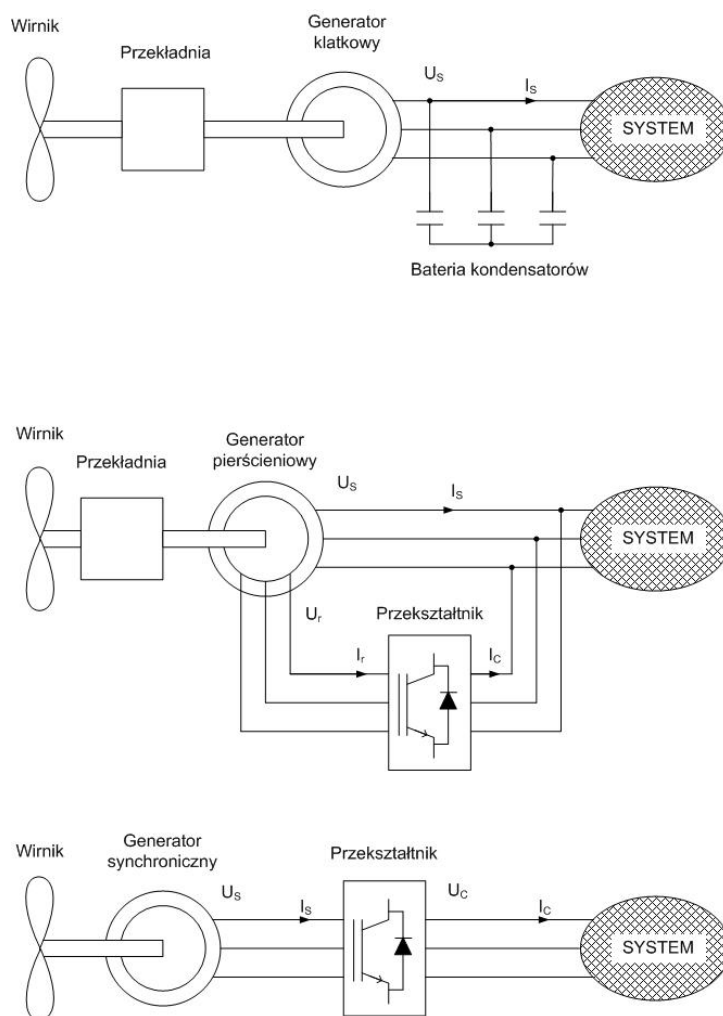
generatorów pracujących w elektrowniach wiatrowych przeważają maszyny indukcyjne dwubiegowe, aczkolwiek liczba generatorów synchronicznych jest również znacząca.

Moment napędowy turbin wiatrowych zawiera z reguły dodatkowo składową zmienną o niewielkiej wartości. Okresowe zmiany momentu wynikają z przysłaniania łopat turbiny przez wieżę i są obserwowane jako pulsacje w mocy czynnej generowanej oraz amplitudzie napięcia. Zjawisko to nazywane jest „migotaniem napięcia” (*voltage flicker*). Ogranicza go w znacznym stopniu stosowanie pomiędzy systemem a generatorem przemiennika częstotliwości, co jednak z drugiej strony zwiększa koszt rozwiązania.

Najlepsze warunki do pracy turbina wiatrowa ma wtedy, jeśli nie jest od niej wymagana praca ze ściśle określoną prędkością obrotową. Warunki takie można osiągnąć stosując całkowite oddzielenie obwodu twornika generatora synchronicznego tej turbiny od sieci, przy zastosowaniu energoelektronicznego układu przekształtnikowego. Jest to jednak układ najdroższy, stąd tak duże rozpowszechnienie generatorów indukcyjnych (asynchronicznych) dla których wymaganie stałej prędkości nie jest tak restrykcyjne. Pośrednim rozwiązaniem jest zastosowanie generatora indukcyjnego z wirnikiem pierścieniowym i kaskadą zaworową (układy DFIG). Przykładowe możliwości powiązania turbiny wiatrowej z siecią elektroenergetyczną pokazano na rys. 2.20 opracowanym wg [95].

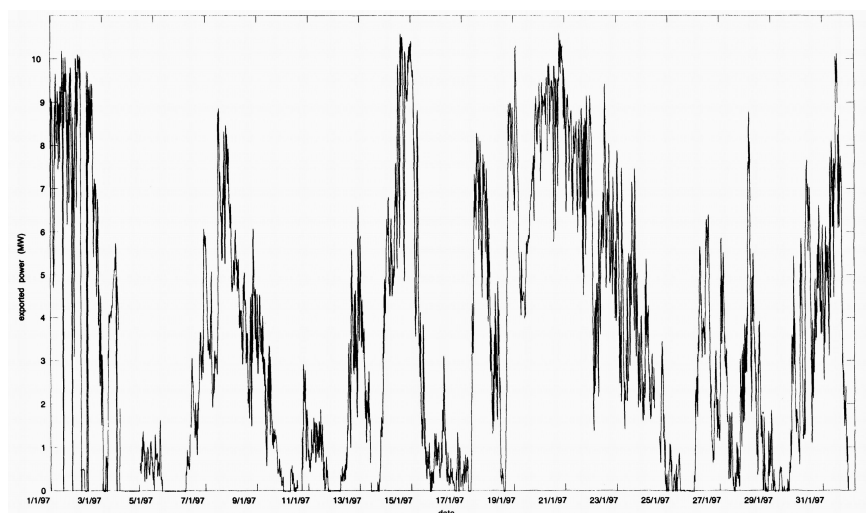
Aktualnie w Polsce planuje się budowę elektrowni wiatrowych o łącznej mocy znamionowej od 12000 do 14000 MW, a moc już zbudowanych farm przekroczyła w 2010 r. 1000 MW. Współczesne siłownie wiatrowe przystosowane są do pracy w warunkach wiatrowych, które kiedyś uznawano za przeciętne. Tymczasem, z uwagi na wysokość wież sięgającą ponad 100 m, dla znacznych obszarów terytorium Polski spełniony jest warunek osiągnięcia przez prędkość wiatru średniej wartości rocznej powyżej 6 m/s. Spełnienie tego warunku gwarantuje na ogół wyprodukowanie przez wiatrak o mocy 2-2,5 MW, nie mniej niż 5500 MWh energii elektrycznej, co jest z kolei wartością gwarantującą atrakcyjność ekonomiczną przedsięwzięcia. Proces sprowadzania do Polski wysłużonych wiatraków z krajów Europy Zachodniej należy uznać za niekorzystny.

W dziedzinie energetyki wiatrowej obserwuje się tendencję do koncentracji wielu jednostek wytwórczych i przyłączania ich razem do sieci. Osiągane w ten sposób moce całej *farmy wiatrowej* są na tyle duże, że konieczne jest przyłączanie ich do sieci 110 kV lub nawet do sieci przesyłowej.



Rys. 2.20. Schematy połączeń generatorów turbin wiatrowych z systemem elektroenergetycznym: generator indukcyjny – klatkowy, generator indukcyjny – pierścieniowy z kaskadą zaworową, generator synchroniczny z przemiennikiem częstotliwości

Generalnie, największy problem energetyki wiatrowej, to jej nieprzewidywalność i zmienność. Wyniki generacji małej farmy wiatrowej zainstalowanej w pracującej w niezwykle „wietrznej” Szkocji rys. 2.21 nie pozostawiają w tym zakresie wątpliwości. Jednak i w tej dziedzinie trwają intensywne prace związane ze stabilizacją wytwarzania. Nadzieją są tu między innymi różnego rodzaju zasobniki energii współpracujące z wiatrakami.

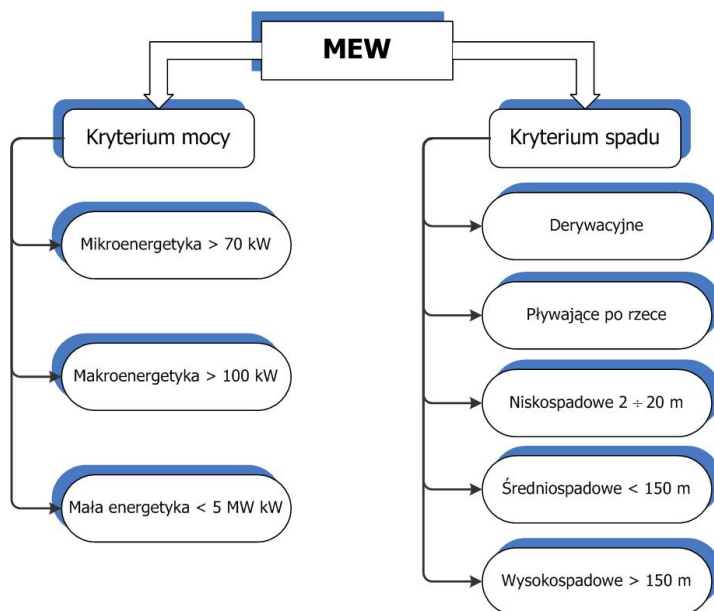


Rys. 2.21. Wyniki rejestracji miesięcznej mocy wyjściowej szkockiej farmy wiatrowej o mocy znamionowej 10 MW wg [42]

Tak jak już wspomniano, w przypadku współpracy z siecią najlepsze wyniki ekonomiczne daje grupowanie turbin wiatrowych w farmy liczące kilka, kilkadziesiąt czy nawet kilkaset jednostek. Trudno w związku z tym mówić o ich rozproszeniu, skoro przyłączenie do sieci farmy wiatrowej wymaga na ogół wprowadzenia specjalnych, dedykowanych obiektów sieciowych (wydzielonych rozdzielni, rozbudowy układów linii wysokiego napięcia). Energetyka wiatrowa wzbudza wiele emocji, szczególnie w zakresie wywołanym negatywnego wpływu na organizmy żywe (infradźwięki). Jej rozwój wydaje się jednak nieuchronny, pozostaje tylko pytanie jaki poziom osiągnie on w naszym kraju.

## 2.2.4 Małe elektrownie wodne

Wytwarzanie energii w elektrowniach wodnych zostało dobrze rozpoznane i opisane na przestrzeni lat. Już w 1895 r. na wodospadzie Niagara pracowały trzy turbiny napędzające generatory, każda o mocy 6,8 MW. W Polsce pierwsze elektrownie wodne pojawiły się na rzekach Pomorza już w 1898 r. [59]. Niestety, spustoszenie jakie przyniósł okres planowej gospodarki centralnie sterowanej w strukturze obiektów hydroenergetycznych jest zatrważający. Ocenia się, że w okresie międzywojennym w obecnych granicach naszego kraju znajdowało się 8000 takich obiektów, z których bardzo wiele było wykorzystywanych do celów produkcji energii elektrycznej, spełniając kryterium rozproszenia. Obecnie pracuje w Polsce 6 dużych elektrowni wodnych, ok. 200 elektrowni małych i ok. 200 mikroelektrowni, których moc nie przekracza kilkunastu kilowatów [70].



Rys. 2.22. Podział źródeł małej energetyki wodnej MEW (według [59]).

Pomimo dewastacji i zniszczenia wielu obiektów, w ostatnich latach w naszym kraju wzrasta zainteresowanie małą energetyką wodną (MEW). Jest to spowodowane wieloma zaletami tych źródeł energii z których najważniejsze to [62]:

- nie zanieczyszczają środowiska i mogą być instalowane w licznych miejscach na małych ciekach wodnych,
- mogą być zaprojektowane i wybudowane w ciągu 1 – 2 lat, technologia ich wykonania jest dobrze opanowana,
- prostota techniczna powoduje wysoką niezawodność i długą żywotność,
- wymagają niewielkiego personelu i mogą być sterowane zdalnie,
- rozproszenia w terenie skraca odległości przesyłu energii i zmniejsza związane z tym koszty,
- elektrownie wodne o mocy rzędu kilkunastu, kilkudziesięciu megawatów (np. EW Włocławek) mogą stanowić źródło umożliwiające rozruch elektrowni systemowych, które utraciły połączenie z siecią w wyniku rozległej awarii (blackoutu).

Obiekty małej energetyki wodnej można klasyfikować według kilku kryteriów – wybrane przedstawiono na rys. 2.22.

Istnieją także pewne ograniczenia w realizacji przedsięwzięć związanych z budową nowych elektrowni wodnych oraz uruchamianiem starych już istniejących, najważniejsze z nich to:

- zły stan techniczny obiektów hydrotechnicznych, (zamulenie, zarośnięcie zbiorników i kanałów dopływowych lub odpływowych, uszkodzenie zapór, urządzeń piętrzących i upustowych, dewastacja budynków lub ich całkowita ruina, podmycie budynku, a także znaczne zużycie lub brak wyposażenia mechanicznego i elektrycznego);
- trudności ze znalezieniem na krajowym rynku odpowiedniego wyposażenia, zwłaszcza takich podstawowych elementów turbozespołu, jak: turbin (praktycznie jedynie dostępnym typem turbin jest turbina Banki, inne możliwości to remont starych turbin, już nie eksploatowanych), układów regulacyjnych i niektórych typów prądnic;
- brak wyspecjalizowanych przedsiębiorstw przystosowanych do wykonywania robót hydrotechnicznych i mechaniczno-montażowych w małych elektrowniach wodnych.

MEW mogą wykorzystywać potencjał niewielkich rzek, rolniczych zbiorników retencyjnych, systemów nawadniających, wodociągowych, kanalizacyjnych, kanałów przerzutowych. Konstrukcja urządzeń hydrotechnicznych w MEW jest nieskomplikowana. Budynki małych elektrowni mają niewielkie gabaryty. Obecnie widoczne są tendencje aby nie ograniczać wyposażenia elektrycznego, które stanowi tylko 3 – 10 % całkowitych kosztów inwestycyjnych, a wręcz tak je rozbudowywać, aby obiekt mógł być całkowicie zautomatyzowany.

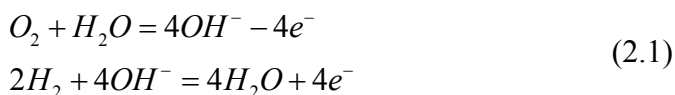
Małe elektrownie wodne wykorzystują do produkcji energii generatory synchroniczne lub indukcyjne. W wielu przypadkach miejsce ich przyłączenia nie jest związane ze specjalnym przystosowaniem sieci, dlatego też mogą być one uważane za typowe źródła rozproszone. Prędkość obrotowa uzyskiwana z turbin jest mała, dlatego są stosowane przekładnie mechaniczne lub wielobiegunowe generatory wolnoobrotowe. Jednym z najważniejszych problemów w czasie studiów projektowych jest zabezpieczanie turbozespołu przed utratą obciążenia (utratą połączenia z siecią). Pozbawiony momentu oporowego wirnik zespołu może się rozbiegać i spowodować awarię jednostki, jak również znaczny wzrost napięcia u odbiorców z niej zasilanych (np. awaria w małej elektrowni Oława I w czerwcu 2003 r.). Nawet w przypadku wykrycia wzrostu prędkości obrotowej turbiny i wartości napięcia generatora, w małym obiekcie pracującym bez obsługi odcięcie dopływu wody do

turbiny może stanowić problem. Dlatego też na uwagę zasługują inne rozwiązania np. włączenie na zaciski generatora specjalnego rezystora hamującego.

### 2.2.5 Ogniwa paliwowe

Ogniwa paliwowe są urządzeniami, w których następuje bezpośrednie przetwarzanie energii chemicznej zawartej w paliwach (węglowodorowych) na energię elektryczną. Uzyskiwany z paliw wodór jest odprowadzany do anody ogniwa. Jednocześnie do katody jest doprowadzany tlen z powietrza. Wodór i tlen reagują z elektrolitem, w którym płynie prąd. Obwód jest zamykany przez przyłączony odbiornik.

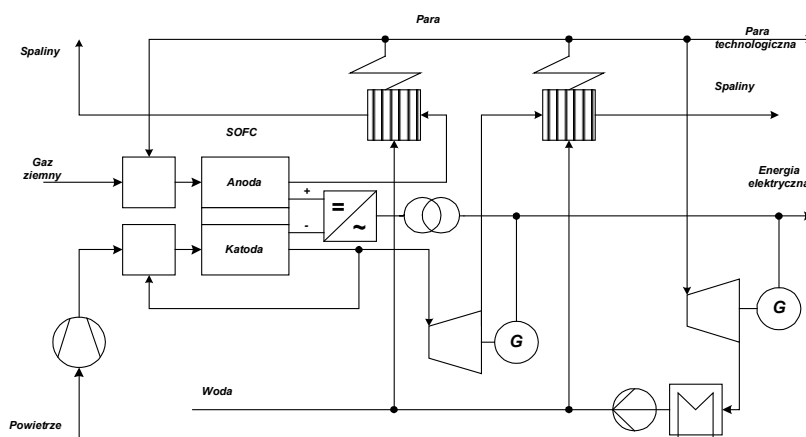
Reakcje chemiczne zachodzące w ogniwach paliwowych są następujące:



Klasyfikacja ogniw paliwowych jest przeprowadzana w zależności od zastosowanego elektrolitu. Rozróżnia się następujące ogniwa paliwowe [58]:

- ogniwa paliwowe z elektrolitem polimerowym PEFC (*Polymer Electrolyte Fuel Cell*),
- ogniwa paliwowe z elektrolitem alkalicznym AFC (*Alcaline Fuel Cell*),
- ogniwa paliwowe z elektrolitem w postaci kwasu fosforowego PAFC (*Phosphoric Acid Fuel Cell*),
- ogniwa paliwowe z elektrolitem w postaci ciekłych węglanów litu i potasu MCFC (*Molten Carbonate Fuel Cell*),
- ogniwa paliwowe z elektrolitem w postaci stałego utleniacza SOFC (*Solid Oxide Fuel Cell*).

Największe zalety ogniw paliwowych to duża sprawność, małe zagrożenie dla środowiska naturalnego, wymagająca mało miejsca lokalizacja i cicha praca. Oczywiście najważniejszym problemem związanym z pracą ogniw paliwowych jest uzyskanie wodoru o odpowiedniej czystości, który jest „paliwem” tych źródeł. W instalacjach eksploatowanych przez NYPA (*New York Power Authority*) źródłem wodoru jest biogaz powstały w wyniku fermentacji ścieków. Takie zastosowanie biogazu może być konkurencyjne w stosunku do spalania go w silnikach tłokowych, choć obecnie jest jeszcze kilkakrotnie droższe.



Rys. 2.23. Schematem elektrowni przemysłowej opalanej gazem współpracującej z ogniwem paliwowym [58]

Ogniwa paliwowe wysokotemperaturowe mogą być wykorzystywane do produkcji ciepła (rys. 2.23). Zastosowanie hybrydowych układów budowanych na bazie ogniw paliwowych, turbin gazowych i turbin parowych uzupełnionych układami odbierania ciepła dla celów grzewczych i technologicznych, znacznie poprawia efektywność przemiany energii zawartej w paliwach. Zastosowanie tak skomplikowanych układów wymaga jednak ogromnych nakładów finansowych. Ponadto eksploatacja instalacji jest kłopotliwa ze względu na jej wysoki stopień skomplikowania.



Rys. 2.24. Widok układu ogniw paliwowych o mocy 2 x 200 kW współpracujących z siecią elektroenergetyczną Nowego Jorku (wg [53]).

Wiele krajów (np. Japonia, Stany Zjednoczone) konsekwentnie realizuje subsydiowane programy wprowadzania ogniw paliwowych do energetyki. Wcześniej wspomniano o takim programie realizowanym przez energetyczne władze Nowego Jorku (NYPA). Na rys. 2.24 przedstawiono jedną z takich instalacji o mocy 2 x 200 kW. W warunkach polskich stosowanie ogniw paliwowych ma wciąż zakres eksperymentalny, można jednak oczekiwać, że w przyszłości ich szersze zastosowanie doprowadzi do bardzo znaczącego stopnia rozproszenia generacji energii elektrycznej w systemie.

### **2.2.6 Energia słoneczna, ogniwa fotowoltaiczne**

Można wyróżnić trzy podstawowe rodzaje konwersji energii promieniowania słonecznego:

- konwersję fotochemiczną prowadzącą dzięki fotosyntezie do tworzenia energii wiązań chemicznych w roślinach w procesach asymilacji,
- konwersję fototermiczną prowadzącą do przetworzenia energii promieniowania słonecznego na ciepło,
- konwersję fotowoltaiczną prowadzącą do przetworzenia energii promieniowania słonecznego w energię elektryczną.

#### **2.2.6.1 Konwersja fotochemiczna**

Polega na nieprzerwanej produkcji biomasy, która może być w dalszych procesach biochemicznych i termochemicznych przekształcona w energię cieplną, elektryczną lub paliwa płynne.

#### **2.2.6.2 Konwersja fototermiczna**

Polega na bezpośredniej produkcji ciepła dwoma sposobami:

- sposobem pasywnym (biernym), który ogranicza się do naturalnego i samoregulującego się przepływu pozyskanego ciepła jedynie na drodze konwekcji swobodnej, przewodzenia i promieniowania,
- sposobem aktywnym (czynnym), w którym stosuje się pompy wymuszające obieg czynnika roboczego przez kolektor oraz zwykle urządzenia sterujące pracą pompy (dodatkowa energia). W przypadku osiągnięcia niższej, niż wymagana, temperatury w zbiorniku magazynującym, woda jest podgrzewana przez osobny podgrzewacz (zazwyczaj elektryczny).



W obu przypadkach zamiana energii promieniowania słonecznego odbywa się w specjalnych elementach kolektorów słonecznych zwanych absorberami. Transmisja zaabsorbowanej energii słonecznej do odbiorników odbywa się w specjalnych instalacjach. Funkcjonowanie kolektora słonecznego jest związane z podgrzewaniem przepływającego przez absorber czynnika roboczego, który przenosi i oddaje ciepło w części odbiorczej instalacji grzewczej.

Granice podziału pomiędzy dwoma wyżej wymienionymi sposobami wykorzystania konwersji termicznej są dość płynne. Z jednej strony w systemach pasywnych dopuszcza się stosowanie pewnych elementów regulujących przepływ energii uzyskanej z promieniowania słonecznego. W przypadku, gdy zastosowane są w tym celu urządzenia mechaniczne można mówić o systemach semiaktywnych. Z drugiej strony często celowo stosuje się uzupełniające się wzajemnie w jednej instalacji grzewczej systemy pasywne i aktywne jednocześnie. Mówi się wtedy o systemach kombinowanych.

Konwersja fototermiczna może być związana z wytwarzaniem energii elektrycznej (w turbinach parowych), nie jest to jednak technologia związana z klasycznym rozumieniem rozproszenia generacji w systemie elektroenergetycznym.

### **2.2.6.3 Konwersja fotowoltaiczna**

Konwersja fotowoltaiczna polega na bezpośredniej zamianie energii promieniowania słonecznego na energię elektryczną. W skrócie zasada generacji prądu fotoelektrycznego jest następująca: padający foton o energii równej co najmniej energii przerwy energetycznej w półprzewodniku uwalnia elektron z wiązania chemicznego, powodując przejście z pasma podstawowego do pasma przewodnictwa. Uwolniony elektron pozostawia po sobie dziurę, która również staje się swobodnym nośnikiem ładunku. Jeśli zjawisko to zachodzi w połączonych ze sobą dwóch półprzewodnikach „n” i „p” (złącze p-n z charakterystycznym dla niego obszarem ładunku przestrzennego oraz barierą potencjału) to spowoduje powstawanie swobodnych nośników po obu stronach złącza. Ładunki znajdujące się najbliżej złącza zostają porwane przez pole elektryczne i przerzucone na drugą stronę (elektrony do n a dziury do p) tworząc różnicę potencjałów. Jeśli do obwodu podłączymy obciążenie to zaobserwujemy przepływ prądu.

Ogniwa słoneczne łączy się ze sobą w układy zwane modułami fotowoltaicznymi, a te z kolei służą do budowy systemów fotowoltaicznych.

Systemy fotowoltaiczne można podzielić na systemy podłączone do sieci elektroenergetycznej poprzez falowniki oraz na systemy autonomiczne zasilające bezpośrednio urządzenia prądu stałego, zazwyczaj z wykorzystaniem okresowego ma-

gazynowania energii w akumulatorach elektrochemicznych. Cena jednego kilowata mocy elektrycznej uzyskanej z baterii fotowoltaicznych sukcesywnie spada.

Urządzenia fotowoltaiczne są używane w trzech podstawowych obszarach: elektronika powszechnego użytku, systemy wolnostojące i systemy dołączone do sieci elektrycznej. Na rys. 2.25 pokazano przykład systemu o konwersji fotowoltaicznej.



Rys. 2.25. Bateria ogniw fotowoltaicznych o mocy 15 MW (na podstawie [79])

Miliony małych ogniw fotowoltaicznych (produkujących od kilku miliwatów do kilku watów) zasila obecnie zegarki, kalkulatory, przenośne telewizory i wiele innych dóbr konsumpcyjnych. Obecnie największym zastosowaniem PV są systemy wolnostojące średniej skali, produkujące od kilku watów do kilku kilowatów energii elektrycznej. Są one najczęściej używane na obszarach oddalonych od sieci elektroenergetycznej, gdzie inne sposoby generacji energii elektrycznej są trudno dostępne. Profesjonalne systemy wolnostojące wykorzystywane są w automatycznych urządzeniach takich, jak oświetlenie i telefony awaryjne na autostradach, boje nawigacyjne, latarnie morskie, przekaznikowe stacje telekomunikacyjne i stacje meteorologiczne.

## 3 Nowe technologie elektroenergetyczne – przesył i rozdział energii elektrycznej

### 3.1 Systemy inteligentne – Smart Grids

Pojęcie *inteligentna sieć elektroenergetyczna* nie ma jednej obowiązującej definicji aczkolwiek wg Europejskiej Platformy Technologii [25] określa się nim sieć elektroenergetyczną, która może być inteligentnie zintegrowana w środowisku funkcjonowania przyłączonych do niej uczestników – źródeł i odbiorców, w taki sposób by *funkcjonowała efektywnie, niezawodnie, bezpiecznie i opłacalnie pod względem ekonomicznym*.

W sieciach inteligentnych znajdują zastosowanie innowacyjne narzędzia i usługi pozwalające na monitoring, sterowanie, komunikację oraz samoczynną restytucję poawaryjną. Główne założenia dotyczące działania sieci inteligentnych to:

- ułatwienie przyłączania i pracy różnorodnych źródeł energii,
- umożliwienie odbiorcom aktywnego udziału w optymalizacji pracy sieci,
- dostarczenie odbiorcom potrzebnych informacji i możliwości w celu wyboru sposobu zasilania,
- ograniczenie wpływu na środowisko systemu elektroenergetycznego,
- utrzymanie i poprawę wysokiego poziomu niezawodności, bezpieczeństwa i jakości działania istniejących sieci elektroenergetycznych,
- utrzymanie i poprawę istniejącego poziomu obsługi,
- ułatwienie współpracy podmiotów na zintegrowanym rynku europejskim.

Z technicznego punktu widzenia sieci inteligentne są często kojarzone ze infrastrukturą pomiarową, pozwalającą na ciągły nadzór nad kluczowymi parametrami pracy sieci dzięki nowoczesnym układom pomiarowym i teletransmisyjnym (*smart metering*). Przedstawiona powyżej definicja, lansowana przez Europejską Platformę Technologii, jest jednak szersza, gdyż obejmuje także szereg zagadnień związanych z organizacją i zarządzaniem sieci. Ciągłe jednak, z punktu widzenia inżynierskiego interesujące są zwłaszcza zagadnienia techniczne pracy sieci inteligentnych.

#### 3.1.1 Co stanowi o „inteligencji sieci”?

Sposób nadzoru i zarządzania sieci elektroenergetycznych zmienia się na przestrzeni lat. Dostawcy energii elektrycznej dążą do maksymalizacji swoich zysków, a to jest osiąganę przede wszystkim przez niezawodność dostaw energii i ograni-

czanie strat związanych z przesyłem. Historycznie za pierwsze rozwiązania inteligentne można uznać elektromechaniczne zabezpieczenia obiektów, które dzięki eliminacji uszkodzonych elementów sieci zapobiegały rozwojowi awarii i tym samym ograniczały liczbę odbiorców, którzy ucierpieli w jej wyniku. Rozwój nowoczesnych technologii pozwala obecnie na znacznie lepszy nadzór nad pracą sieci. Oprócz nowoczesnych urządzeń mikroprocesorowych autonomicznie nadzorujących wybrane obiekty dostępnych jest szereg technologii przesyłu i gromadzenia informacji o stanie sieci w postaci systemów SCADA. Dzięki tym technologiom wiele obiektów elektroenergetycznych może dziś pracować w sposób autonomiczny lub być nadzorowana zdalnie. Obecnie rozwiązania te są wykorzystywane przede wszystkim w sieciach przesyłowych najwyższych napięć, sieciach rozdzielczych wysokich i bardzo często także w sieciach średnich napięć. Układami telemechaniki nie są zasadniczo objęte sieci niskich napięć.

Budowa sieci inteligentnych wg podstawowych założeń powinna udostępnić każdemu z użytkowników możliwości dostępu do zupełnie nowych narzędzi i usług. Przewiduje się, że znaczne podniesienie efektywności zużycia energii przyniesie kształtowanie cen energii w zależności od chwilowej równowagi pomiędzy podażą a popytem na energię dostarczaną przez sieć. Zakłada się, że jeśli każdy z odbiorców otrzyma informacje o aktualnej cenie dostawy to będzie starał się tak korzystać z energii elektrycznej by obniżyć swoje rachunki, czyli by używać energochłonnych urządzeń w dolinie obciążenia. Podniesienie niezawodności zasilania może być osiągnięte dzięki układom identyfikującym awarię oraz samoczynnie zmieniającym konfigurację sieci, tak by liczba odbiorców dotkniętych tą awarią była minimalna. Wymaga to z jednej strony rozwoju układów końcowych, którymi prawdopodobnie będą nowoczesne liczniki energii, układów przesyłu i gromadzenia informacji, czyli infrastruktury szerokopasmowej sieci komputerowej oraz centrów dysponowania i nadzoru sieci działających w większości przypadków bez ingerencji operatora.

Rozwiązania techniczne potrzebne do tworzenia układów inteligentnych są już w wielu przypadkach dostępne. Renomowane światowe firmy takie jak ABB, czy Siemens oferują już praktycznie gotowe rozwiązania na potrzeby budowy układów inteligentnych. Oferta polskich przedsiębiorstw działających w branży elektroenergetycznej czyli np. firm Elkomtech, Mikronika, pomimo, że nie zawsze wprost nazywana narzędziami do tworzenia sieci inteligentnych, nie ustępuje światowym trendom w zakresie informatyzacji zarządzania infrastrukturą sieciową. Podstawową przeszkodą w budowaniu nowoczesnych układów zasilania są przede wszystkim koszty, które musiałyby być przeniesione na odbiorców końcowych oraz obowiązujące przepisy i uwarunkowania organizacyjne operatorów sieci.

### 3.1.2 Przykłady inteligentnych rozwiązań usprawniających pracę sieci elektroenergetycznych

#### 3.1.2.1 *Niezawodność pracy sieci*

Najważniejszym zadaniem stawianym sieci jest zapewnienie nieprzerwanych dostaw energii (w przypadku źródeł nieprzerwany odbiór wytworzonej energii) oraz zapewnienie energii o ściśle określonych parametrach napięcia. Z punktu widzenia użytkownika przyłączonego do sieci o jakości jego zasilania decydują [67]:

- jakość dostarczanej energii elektrycznej,
- niezawodność dostawy tejże energii,
- jakość obsługi odbiorcy.

W Polsce warunki funkcjonowania systemu elektroenergetycznego określa ustawa Prawo energetyczne [104] oraz wydane na jej podstawie rozporządzenie Ministra Gospodarki [88]. Według tych dokumentów niezawodność dostawy jest identyfikowana poprzez wystarczalność (zdolność systemu do pokrywania zapotrzebowania na moc i energię przez wszystkich odbiorców w rozpatrywanym okresie) oraz bezpieczeństwo (zdolność systemu do funkcjonowania i realizacji swych funkcji mimo występowania nagłych zakłóceń). Jakość energii elektrycznej jest identyfikowana przez parametry napięcia (m.in. częstotliwość, poziom napięcia, kształt krzywej).

Ocenę ciągłości zasilania odbiorców można dokonywać w oparciu o wiele różnorodnych wskaźników, przy czym najczęściej stosuje się następujące [67, 101]:

- **SAIFI** (*System Average Interruption Frequency Index*) – systemowy wskaźnik średniej liczby (częstości) przerw na odbiorcę, zdefiniowany jako iloraz liczby wszystkich przerw nieplanowanych w ciągu roku do liczby odbiorców przyłączonych do sieci. Zatem jest to średnia liczba nieplanowanych przerw w zasilaniu, jakiej może oczekiwać odbiorca w ciągu roku. Najczęściej wskaźnik ten nie obejmuje krótkich przerw o czasie trwania poniżej 3 minut.
- **CAIFI** (*Customer Average Interruption Frequency Index*) – średnia liczba przerw na dotkniętego wyłączeniem odbiorcę, zdefiniowana jako iloraz liczby wszystkich przerw nieplanowanych w ciągu roku do liczby wyłączonych odbiorców.
- **SAIDI** (*System Average Interruption Duration Index*) – systemowy wskaźnik średniego rocznego czasu trwania przerw, wyznaczony jako roczna su-

ma czasu trwania wszystkich przerw (w minutach), podzielona przez całkowitą liczbę odbiorców przyłączonych do sieci. Inaczej ujmując jest to całkowity czas trwania przerw w zasilaniu w energię elektryczną (w minutach), jakiego może się spodziewać odbiorca średnio w ciągu roku.

- **CAIDI** (*Customer Average Interruption Duration Index*) – średni czas trwania przerwy. Jest to średni czas potrzebny do przywrócenia zasilania odbiorcy w przypadku wystąpienia przerw nieplanowanych. Obliczany jest jako suma czasu trwania wszystkich przerw w zasilaniu odbiorców (w minutach) podzielona przez liczbę wszystkich wyłączeń odbiorców. Jeżeli nie ustalono inaczej, CAIDI nie obejmuje krótkich przerw o czasie trwania poniżej 3 minut.
- **ASAI** (*Average Service Availability Index*) – wskaźnik dyspozycyjności zasilania, określony jako stosunek czasu w ciągu roku (w odbiorco-godzinach lub odbiorco-minutach) gdy zasilanie było dostępne do czasu, gdy było na nie zapotrzebowanie.
- **ASUI** (*Average Service Unavailability Index*) – wskaźnik niedyspozycyjności zasilania, określony jako stosunek czasu w ciągu roku (w odbiorco-godzinach), gdy zasilanie było niedostępne do czasu, gdy było na nie zapotrzebowanie.
- **AENS** (*Average Energy Not Supplied*) – średnia (oczekiwana) roczna ilość energii niedostarczonej, określona jako stosunek energii niedostarczonej odbiorcom w ciągu roku do liczby odbiorców przyłączonych do sieci.
- **MAIFI** (*Momentary Average Interruption Frequency Index*) – wskaźnik średniej liczby przerw chwilowych dla odbiorcy, ustalony jako średnia w ciągu roku liczba krótkich przerw w zasilaniu o czasie trwania poniżej 3 minut, jakiej może spodziewać się odbiorca. Jest obliczany jako stosunek liczby wszystkich przerw krótkich w ciągu roku do liczby odbiorców przyłączonych do sieci.

Obecnie spółki dystrybucyjne są zobligowane do publikowania informacji o wskaźnikach niezawodności dostaw energii dla swoich odbiorców w związku z czym dążą do poprawy warunków ich zasilania. Aby było to możliwe konieczne jest wykorzystywanie specjalistycznych narzędzi informatycznych do nadzoru pracy sieci, układów zdalnego sterowania oraz przeprowadzanie mądrze zaplanowanych inwestycji w infrastrukturę sieciową.

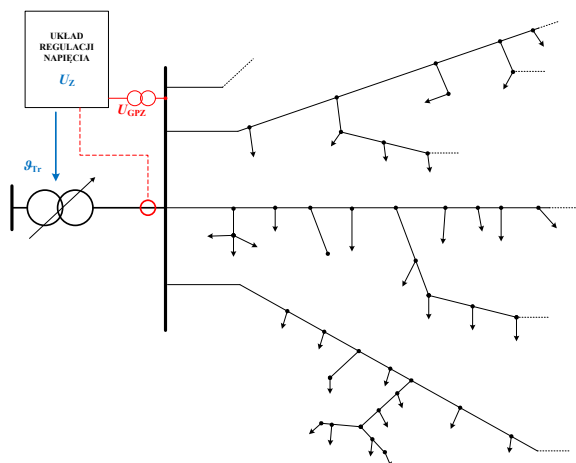
Przykładowym narzędziem ułatwiających wykonywanie powyższych zadań jest system **WindEx AWAR** – *Ewidencja zdarzeń w sieci* zaproponowany przez firmę Elkomtech. Systemu ten archiwizuje i przetwarza informacje o zdarzeniach sieciowych i awariach. Informacje pobierana bezpośrednio z baz danych systemu dyspozytorskiego lub zintegrowanych systemów wspomagających lub mogą być uzupełniane przez operatora. Jedną z funkcji tego systemu jest wyliczanie najważniejszych wskaźników określających niezawodność zasilania odbiorców dla fragmentów sieci co w oczywisty sposób ułatwia planowanie remontów.

### **3.1.2.2 Regulacja częstotliwości i napięcia**

Sieci elektroenergetyczne charakteryzują się ciągłą zmianą warunków pracy. Tradycyjnie rozpatrywane były zmiany wywołane zmiennością obciążenia odbiorców, jednak obserwowany obecnie rozwój podmiotów inwestujących w generację rozproszoną pozwala przypuszczać, że również produkcja energii będzie się zmieniała w zależności od typu źródła i warunków jego pracy. Częstotliwość systemu elektroenergetycznego jest wielkością w przybliżeniu taką samą dla całego zasilanego obszaru. Zmienność obciążenia i generacji w całym połączonym systemie jest zjawiskiem wolnym więc regulacja częstotliwości przez Centralny Regulator przy pomocy JWCD (*Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych*) w normalnym stanie układu działa poprawnie. Obecnie nie rozpatruje się pracy wydzielonych, niezależnych podsieci tak więc problemy z częstotliwością mogą występować tylko w przypadku poważnych awarii systemowych. Strategia obrony systemu w odniesieniu do sieci rozdzielczych jest obecnie realizowana przez działanie automatyki samoczynnego i polega na wyłączeniu fragmentów sieci odbiorczej. Dlatego też problem regulacji częstotliwości nie dotyczy obecnie sieci rozdzielczych. W przyszłości można sobie wyobrazić różne warianty rozwoju sieci inteligentnych łącznie z takimi, gdzie będą one mogły pracować autonomicznie. W takim przypadku będzie konieczne tworzenie lokalnych dyspozycji mocy i obszarowych regulatorów częstotliwości pracujących podobnie do obecnej centralnej dyspozycji (Departament Usług Operatorskich PSE-Operator S.A.) lecz oczywiście na znacznie mniejszą skalę i na znacznie mniejszym obszarze terytorialnym.

Odmienny charakter mają natomiast problemy związane z regulacją napięcia. Generalnie regulacja ta ma zdecydowanie bardziej lokalny charakter niż regulacja częstotliwości. Koncentrując się na sieciach rozdzielczych oraz na obowiązujących przepisach należy stwierdzać po prostu, że jednym z najważniejszych celów regulacji napięcia jest zapewnienie odbiorcom odpowiedniej jego wartości. Obecnie wykorzystuje się w tym celu regulację przekładni transformatorów oraz układy baterii kondensatorów. Regulacja ta jest prowadzona z reguły automatycznie przy pomocy

specjalnych regulatorów napięcia (rys. 3.1) sterujących przełącznikami zaczepów transformatorów 110 kV/SN.



Rys. 3.1 Regulacja napięcia w sieci rozdzielczej SN, linią przerywaną zaznaczono sygnał potrzebny do regulacji z kompensacją prądową, opracowano na podstawie [21 i 22]

Praca tego typu regulatorów w przypadku prawidłowo zaprojektowanych i eksploatowanych układów bez większych problemów zapewnia spełnienie wymaganych przepisami parametrów napięcia zasilającego. W ostatnim czasie obserwuje się jednak zmianę warunków pracy sieci powodowaną rozwojem energetyki rozproszonej. Badania i obserwacje rzeczywistych układów potwierdzają [46, 85], że praca źródeł wytwórczych ma określony wpływ na warunki napięciowe, a tradycyjne układy regulacji napięcia sieci (rys. 3.1) nie działają poprawnie w nowych warunkach.

Obecnie wiele ośrodków naukowych pracuje nad opracowaniem narzędzi umożliwiających poprawną regulację napięcia w sieciach z generacją rozproszoną. Wydaje się, że najlepsze rezultaty można wykorzystać dzięki stosowaniu układów telemekhaniki przesyłających informacje o stanie pracy źródeł i warunkach pracy sieci przynajmniej w części węzłów. Jedno z takich opracowań zostało przedstawione w [47].

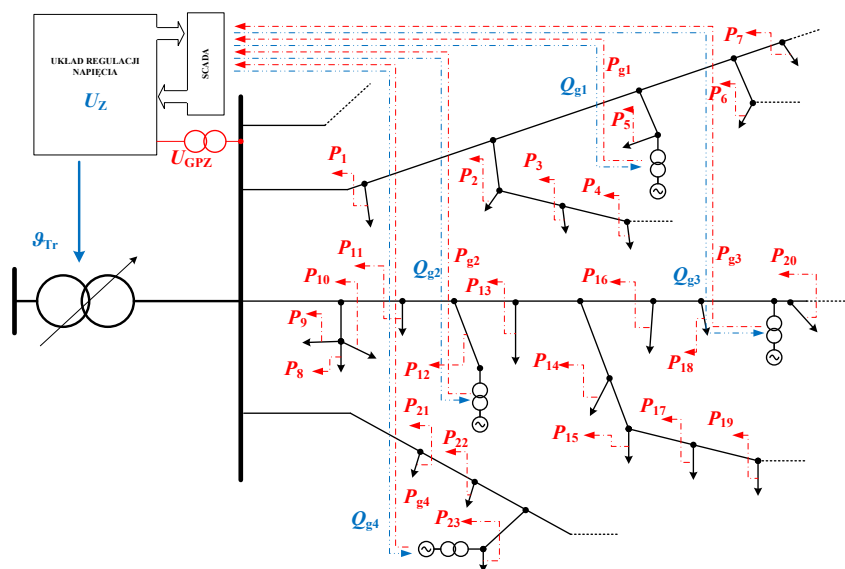
Zaproponowana metoda regulacji uwzględnia wpływ mocy wprowadzanej przez źródła oraz pobieranej przez odbiorców. Ponadto regulacja napięcia odbywa się w oparciu o aktualne dane pomiarowe, czyli uwzględniana jest dobowo zmienność obciążeń odbiorców oraz losowe zmiany generacji w źródłach.



O wartości napięcia w miejscu przyłączenia do sieci SN rozproszonego źródła energii decydują wartość napięcia na szynach stacji zasilającej (GPZ), spadki napięć powodowane poborem mocy przez odbiorców oraz wartość mocy generowanej w źródłach [46]. Maksymalny wzrost napięcia przy pracy źródła może wystąpić przy minimalnym poborze mocy u odbiorców. Jeśli przyjmiemy, że pracuje tylko jedno źródło to najwyższa wartość napięcia może wystąpić w węźle do którego jest ono przyłączone i może być obliczona z zależności:

$$U_G = U_{GPZ} + \frac{P_G}{U_n} \cdot R_{G-GPZ} + \frac{Q_G}{U_n} \cdot X_{G-GPZ} \quad (3.1)$$

gdzie:  $U_N$  – napięcie znamionowe sieci,  $U_G$  – napięcie w węźle przyłączenia źródła,  $U_{GPZ}$  – napięcie na szynach stacji zasilającej,  $P_G$ ,  $Q_G$  – moc czynna i bierna generowane w źródle,  $R_{G-GPZ}$ ,  $X_{G-GPZ}$  – rezystancja i reaktancja linia pomiędzy źródłem a stacją zasilającą.



Rys. 3.2 Koncepcja układu regulacji napięcia w sieci inteligentnej

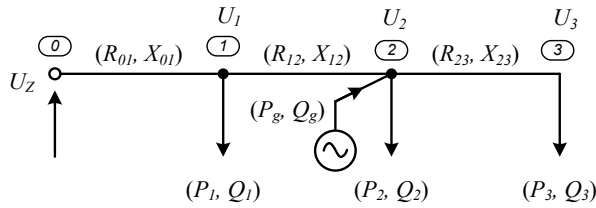
W praktyce, pomimo mniejszego podskoku napięcia ze względu na pobór mocy w węzłach odbiorczych, zdarza się, że wprowadzenie mocy czynnej do sieci może powodować podskoki napięcia powyżej wartości dopuszczalnych, co z kolei wymusza ograniczenie produkcji energii w źródle.

Informacja o rzeczywistych wartościach napięć i obciążeniach w węzłach sieci średniego i niskiego napięcia nie są obecnie dostępne. Przypuszczalnie, w miarę

budowy sieci inteligentnych, węzły te będą wyposażane w aparaturę pomiarową i teletechniczną umożliwiającą przesyłanie danych pomiarowych. Dane te będą mogły być wykorzystywane również w układach regulacji napięć w sieci. Przedstawiona w [6, 47] koncepcja układu regulacji napięcia zakłada dostęp do danych pomiarowych (rys. 3.2).

Optymalna regulacja wymaga jednak opracowania modelu matematycznego układu pozwalającego na szacowanie napięć dla różnych wymuszeń.

Jeśli dla uproszczenia rozpatrzmy uproszczoną magistralę o 3 węzłach (rys. 3.3) to wartości napięć w tych węzłach można obliczać z zależności (3.2), (3.3) i (3.4)



Rys. 3.3 Schemat uproszczonej sieci rozdzielczej z rozproszonym źródłem energii

$$\begin{aligned}
 U_1 &= U_Z - \Delta U_{01} = \\
 &= U_Z - \frac{P_1 + P_2 + P_3 - P_g}{U_n} \cdot R_{01} + \frac{Q_1 + Q_2 + Q_3 - Q_g}{U_n} \cdot X_{01}
 \end{aligned} \tag{3.2}$$

$$\begin{aligned}
 U_2 &= U_Z - \Delta U_{01} - \Delta U_{12} = \\
 &= U_Z - \frac{P_1 + P_2 + P_3 - P_g}{U_n} \cdot R_{01} + \frac{Q_1 + Q_2 + Q_3 - Q_g}{U_n} \cdot X_{01} + \\
 &\quad - \frac{P_2 + P_3 - P_g}{U_n} \cdot R_{12} + \frac{Q_2 + Q_3 - Q_g}{U_n} \cdot X_{12}
 \end{aligned} \tag{3.3}$$

$$\begin{aligned}
 U_3 &= U_Z - \Delta U_{01} - \Delta U_{12} - \Delta U_{23} = \\
 &= U_Z - \frac{P_1 + P_2 + P_3 - P_g}{U_n} \cdot R_{01} + \frac{Q_1 + Q_2 + Q_3 - Q_g}{U_n} \cdot X_{01} + \\
 &\quad - \frac{P_2 + P_3 - P_g}{U_n} \cdot R_{12} + \frac{Q_2 + Q_3 - Q_g}{U_n} \cdot X_{12} - \frac{P_3}{U_n} \cdot R_{23} + \frac{Q_3}{U_n} \cdot X_{23}
 \end{aligned} \tag{3.4}$$

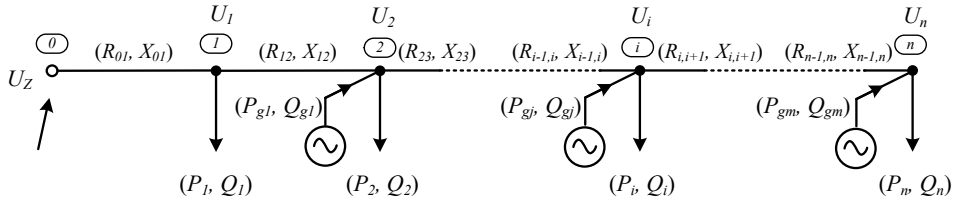
Powyższe zależności można zapisać w postaci równania macierzowego

$$\begin{aligned}
 \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_3 \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} \cdot U_Z + \begin{bmatrix} \frac{R_{01}}{U_n} & \frac{X_{01}}{U_n} \\ \frac{R_{01} + R_{12}}{U_n} & \frac{X_{01} + X_{12}}{U_n} \\ \frac{R_{01} + R_{12}}{U_n} & \frac{X_{01} + X_{12}}{U_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_g \\ Q_g \end{bmatrix} + \\
 &- \begin{bmatrix} \frac{R_{01}}{U_n} & \frac{R_{01}}{U_n} & \frac{R_{01}}{U_n} \\ \frac{R_{01}}{U_n} & \frac{R_{01} + R_{12}}{U_n} & \frac{R_{01} + R_{12}}{U_n} \\ \frac{R_{01}}{U_n} & \frac{R_{01} + R_{12}}{U_n} & \frac{R_{01} + R_{12} + R_{23}}{U_n} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \end{bmatrix} + \\
 &- \begin{bmatrix} \frac{X_{01}}{U_n} & \frac{X_{01}}{U_n} & \frac{X_{01}}{U_n} \\ \frac{X_{01}}{U_n} & \frac{X_{01} + X_{12}}{U_n} & \frac{X_{01} + X_{12}}{U_n} \\ \frac{X_{01}}{U_n} & \frac{X_{01} + X_{12}}{U_n} & \frac{X_{01} + X_{12} + X_{23}}{U_n} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} Q_1 \\ Q_2 \\ Q_3 \end{bmatrix} \quad (3.5)
 \end{aligned}$$

Następnie, wprowadzając do powyższej zależności współczynniki uzależnione odpowiednio od rezystancji i reaktancji linii oraz napięcia znamionowego sieci, otrzymuje się zależność

$$\begin{aligned}
 \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_3 \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} \cdot U_Z + \begin{bmatrix} r_{1g} & x_{1g} \\ r_{2g} & x_{2g} \\ r_{3g} & x_{3g} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_g \\ Q_g \end{bmatrix} + \\
 &- \begin{bmatrix} r_{11} & r_{12} & r_{13} \\ r_{21} & r_{22} & r_{23} \\ r_{31} & r_{32} & r_{33} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} x_{11} & x_{12} & x_{13} \\ x_{21} & x_{22} & x_{23} \\ x_{31} & x_{32} & x_{33} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} Q_1 \\ Q_2 \\ Q_3 \end{bmatrix} \quad (3.6)
 \end{aligned}$$

Uogólniając powyższe rozważania na wieloodcinkową magistralę, z wieloma rozproszonymi źródłami energii (rys. 3.4) możemy zapisać równanie macierzowe w postaci (3.7).



Rys. 3.4 Schemat uproszczonej sieci rozdzielczej z rozproszonymi źródłami energii

$$\begin{aligned}
 \begin{bmatrix} U_1 \\ U_1 \\ \vdots \\ U_i \\ \vdots \\ U_n \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ \vdots \\ 1 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix} U_Z + \begin{bmatrix} r_{1g1} & r_{1g2} & \cdots & r_{1gj} & \cdots & r_{1gm} \\ r_{2g1} & r_{2g2} & \cdots & r_{2gj} & \cdots & r_{2gm} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ r_{ig1} & r_{ig2} & \cdots & r_{igj} & \cdots & r_{igm} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ r_{ng1} & r_{ng2} & \cdots & r_{ngj} & \cdots & r_{ngm} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ \vdots \\ P_{gj} \\ \vdots \\ P_{gm} \end{bmatrix} + \\
 &+ \begin{bmatrix} x_{1g1} & x_{1g2} & \cdots & x_{1gj} & \cdots & x_{1gm} \\ x_{2g1} & x_{2g2} & \cdots & x_{2gj} & \cdots & x_{2gm} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ x_{ig1} & x_{ig2} & \cdots & x_{igj} & \cdots & x_{igm} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ x_{ng1} & x_{ng2} & \cdots & x_{ngj} & \cdots & x_{ngm} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Q_{g1} \\ Q_{g2} \\ \vdots \\ Q_{gj} \\ \vdots \\ Q_{gm} \end{bmatrix} + \\
 &- \begin{bmatrix} r_{11} & r_{12} & \cdots & r_{1i} & \cdots & r_{1n} \\ r_{21} & r_{22} & \cdots & r_{2i} & \cdots & r_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ r_{i1} & r_{i2} & \cdots & r_{ii} & \cdots & r_{in} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ r_{n1} & r_{n2} & \cdots & r_{ni} & \cdots & r_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \vdots \\ P_i \\ \vdots \\ P_n \end{bmatrix} + \\
 &- \begin{bmatrix} x_{11} & x_{12} & \cdots & x_{1i} & \cdots & x_{1n} \\ x_{21} & x_{22} & \cdots & x_{2i} & \cdots & x_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ x_{i1} & x_{i2} & \cdots & x_{ii} & \cdots & x_{in} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ x_{n1} & x_{n2} & \cdots & x_{ni} & \cdots & x_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Q_1 \\ Q_2 \\ \vdots \\ Q_i \\ \vdots \\ Q_n \end{bmatrix} \quad (3.7)
 \end{aligned}$$

co ostatecznie można przedstawić równaniem macierzowym

$$\mathbf{U} = \mathbf{1} \cdot U_Z + \mathbf{R}_g \mathbf{P}_g + \mathbf{X}_g \mathbf{Q}_g - \mathbf{R} \mathbf{P}_L - \mathbf{X} \mathbf{Q}_L \quad (3.8)$$

gdzie:  $\mathbf{U}$  – wektor wartości napięć w węzłach,  $U_Z$  – wartość napięcia zasilającego,  $\mathbf{R}_g$  – macierz współczynników wiążących moce czynne generowane w źródłach z napięciami w węzłach,  $\mathbf{P}_g$  – wektor mocy czynnych generowanych w poszczególnych źródłach,  $\mathbf{X}_g$  – macierz współczynników wiążących moce bierne generowane w źródłach z napięciami w węzłach,  $\mathbf{Q}_g$  – wektor mocy biernych generowanych w poszczególnych źródłach,  $\mathbf{R}$  – macierz współczynników wiążących moce czynne pobierane w węzłach z napięciami,  $\mathbf{P}_L$  – wektor mocy czynnych pobieranych,  $\mathbf{X}$  – macierz współczynników wiążących moce bierne pobierane z napięciami,  $\mathbf{Q}_L$  – wektor mocy biernych pobieranych.

Jak wcześniej wspomniano jednym z głównych kryteriów oceny zasilania odbiorców jest zapewnienie im napięcia o wartości możliwie najbliższej znamionowej. W celu oceny tego parametru najprościej jest wyznaczyć różnicę pomiędzy napięciami w miejscach przyłączenia, a napięciem znamionowym. Tak wyznaczony parametr określa się jako odchylenie napięcia. Otrzymamy w ten sposób tyle wartości różnic (odchyłeń), ile w sieci jest węzłów odbiorczych. W każdym z nich, w ogólnym przypadku, może być różna wartość napięcia. Podstawowym kryterium oceny będzie jest sprawdzenie, czy napięcia we wszystkich węzłach mieszczą się w granicach określonych obowiązującymi przepisami [88]. W uproszczeniu można napisać, że warunek ten jest spełniony gdy

$$\begin{aligned} U_k &\geq 0,9U_n \\ U_k &\leq 1,1U_n \end{aligned} \quad (3.9)$$

gdzie:  $U_N$  – napięcie znamionowe sieci,  $U_k$  – napięcie w  $k$ -tym węźle sieci.

Spełnienie powyższego warunku nie oznacza jednak automatycznie, że odbiorniki w sieci pracują w optymalnych warunkach. Dla poprawnej pracy odbiorników najlepszy stan to oczywiście taki, gdy są zasilane napięciem możliwie najbliższym wartości znamionowej. W przypadku gdy są one zasilane napięciem o innej wartości pogarsza się ich sprawność i niezawodność. W skrajnych przypadkach znacznej różnicy pomiędzy napięciem znamionowym i zasilającym dane urządzenie może dojść do ich zbyt szybkiego uszkodzenia (skrócenie okresu „życia” odbiornika).

Należy więc dodatkowo sformułować wskaźnik jakości napięcia w węzłach odbiorczych, który pozwoli na ocenę warunków zasilania odbiorców energii z uwzględnieniem powyższych wymagań.

Prace badawcze prowadzone na przestrzeni lat dowodzą, że straty ponoszone przez odbiorców w wyniku odchyień napięcia zależą w przybliżeniu do kwadratu tych odchyień [107]. Dlatego można przyjąć wskaźnik jakości napięcia w sieci o postaci

$$wsk_U = 100 \cdot \sqrt{\frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n \left( \frac{U_i - U_o}{U_N} \right)^2} \quad (3.10)$$

gdzie:  $U_i$  – napięcie w  $i$ -tym węźle sieci,  $U_N$  – napięcie znamionowe sieci,  $n$  – liczba węzłów sieci SN,  $U_o$  – napięcie oczekiwane na szynach niskiego napięcia stacji SN/nn

Kwestią otwartą jest wybór wartości oczekiwanego napięcia na szynach średniego napięcia. W ogólnym przypadku, wartość ta może być uzależniona od specyficznych uwarunkowań danej sieci oraz od stopnia jej sieci czyli od pory dnia i roku.

Ze względu na spadki napięcia w magistralach wydaje się być korzystne utrzymywanie napięcia w sieci średniego napięcia nieco wyższego niż napięcie znamionowe w celu kompensowania tych spadków. Przydatność wskaźnika jakości napięcia wg zależności (3.10) została potwierdzona na drodze doświadczalnej [46].

Sformułowany powyżej wskaźnik jakości napięcia (3.10) nie niesie w sobie bardzo ważnej informacji – nie określa, czy, i w ilu węzłach występują przekroczenia względem wymagań normatywnych odnośnie wartości napięć. W rozważaniach jakościowych należy więc sprawdzać, czy warunki (3.9) są spełnione, co więcej, należy traktować je priorytetowo, względem wskaźnika opisującego odchyłki napięć od wartości oczekiwanej.

Tak sformułowane zależności można wykorzystać do optymalizacji pracy sieci rozdzielczej w taki sposób, by wskaźnik jakości napięcia wyliczany dla modelu sieci (3.10) został zminimalizowany co można zapisać w postaci

$$wsk_U(\mathbf{U}) \rightarrow \min \quad (3.11)$$

Natomiast ograniczenia optymalizacje są dane zależnościami

$$\begin{cases} \min \mathbf{U} > U_{\min dop} \\ \max \mathbf{U} < U_{\max dop} \end{cases} \quad (3.12)$$

W odniesieniu do zależności (3.11) i (3.12) jako wymuszenia traktujemy moce czynne generowane oraz obciążenia (wektory wymuszeń:  $\mathbf{P}_g$ ,  $\mathbf{P}_L$ ,  $\mathbf{Q}_L$ ) zmiennymi

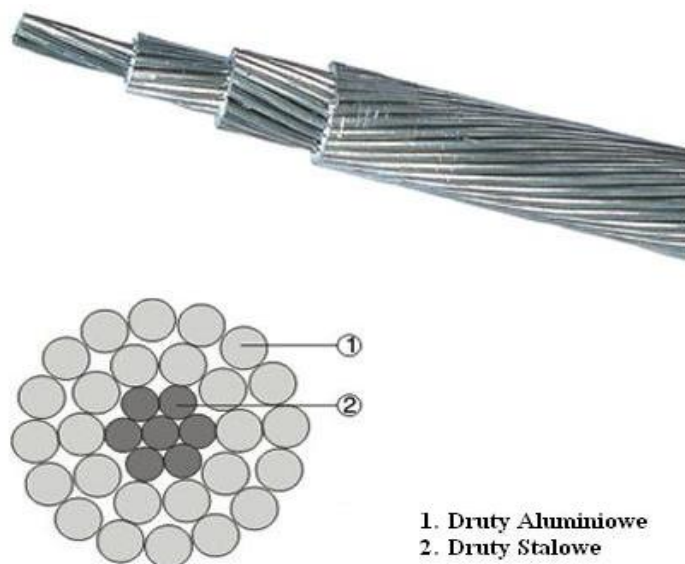
zależnymi są napięcia w węzłach odbiorczych (wektor zmiennych zależnych:  $\mathbf{U}$ ), natomiast sterowaniami są - napięcie zadane na szynach stacji zasilającej oraz moce bierne generowane w źródłach (czyli sterowania w badanym układzie to napięcie  $U_z$  oraz wektor mocy biernych generowanych  $\mathbf{Q}_g$ )

Badania symulacyjne prowadzone dla sieci średniego napięcia przy różnych wariantach ich pracy układu potwierdziły poprawność działania proponowanej metody regulacji napięcia w przypadku większej liczby zainstalowanych źródeł rozproszonych o mocy porównywalnej z minimalnym obciążeniem sieci.

### **3.2 Linie elektroenergetyczne – przewody nowej generacji**

Głównym zadaniem systemu elektroenergetycznego jest zapewnienie ciągłości przesyłu energii elektrycznej, przy zachowaniu przyjętych standardów ilościowych i jakościowych. Sieci przesyłowe i rozdzielcze spełniają jedną z najważniejszych ról w systemie, mając za zadanie przesył oraz dystrybucję energii do odbiorców. W większości przypadków, na wysokim napięciu przesył prowadzony jest za pomocą linii napowietrznych. Pierwsza linia napowietrzna powstała w Niemczech w 1891 r. Materiałem zastosowanym wówczas do budowy jednorodnego przewodu napowietrznego była miedź, która stopniowo została wyparta przez aluminium. Ze względu na właściwości i cenę stało się ono powszechnie stosowanym materiałem do budowy przewodów linii napowietrznych, jednakże niski poziom wytrzymałości mechanicznej sprawił, iż powstała konieczność wprowadzenia do konstrukcji przewodu stalowego rdzenia nośnego. Przewód bimetalowy stalowoalumiiniowy zbudowany jest z rdzenia stalowego, który przenosi obciążenie oraz znacznie grubszej warstwy alumiiniowej spełniającej rolę przewodzącą. W liniach WN i SN na całym świecie powszechnie stosowany był przez wiele lat przewód stalowo-alumiiniowy, w Polsce określany jako AFL (nazwa międzynarodowa ACSR – *Aluminium Conductor Steel Reinforced*). Przewód ten przedstawiono na rysunku poniżej.

Przewody AFL wykorzystują ciągnione na zimno aluminium, które oprócz przewodzenia prądu przenosi również część obciążeń mechanicznych oraz wysokowytrzymałe druty stalowe stanowiące rdzeń przenoszący część naciągu. Liczba i średnica drutów stalowych i alumiiniowych jest dobierana względem wartości przenoszonego naciągu i przesyłanego prądu. W krajowych liniach 220 i 400 kV najczęściej jest stosowany przewód o stosunku przekroju aluminium do stali równym 8:1, w liniach 110 kV 6:1.



Rys. 3.5 Budowa przewodu AFL-8 stosowanego w liniach 220 i 400 kV.

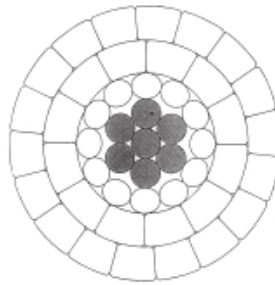
Obecnie przewody AFL (ACSR) nie spełniają swojej roli w sposób umożliwiający rozwój systemu elektroenergetycznego. Ich dopuszczalna długotrwale temperatura ( $80\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) ogranicza możliwości przesyłowe linii. Co więcej, większość linii w Polsce zbudowana jest tak, że temperatura przewodów nie może przekroczyć wartości  $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ , gdyż przy wyższej temperaturze zbyt duży zwis przewodów grozi dotknięciem do obiektów infrastruktury lub drzew zlokalizowanych pod liniami. Tym samym zdolności przesyłowe linii są ograniczone do około 50% zdolności przesyłowych przewodów.

Odpowiedzią nauki i nowych technologii na problem ograniczonych możliwości linii napowietrznych i zbytniego wydłużania się przewodów pod wpływem temperatury są przewody określane jako HTLS (*High Temperature Low Sag* – wysoka temperatura, niski zwis). Mając możliwość osiągania temperatur nawet do  $250\text{ }^{\circ}\text{C}$ , przy zwisie porównywalnym z przewodami ACSR w temperaturze trzykrotnie mniejszej, można rezygnować z budowy nowych linii, zwiększając znacząco możliwości linii istniejących. Bez wątpienia osiągnięcia inżynierii materiałowej i metalurgii związane z przewodami HTLS mogą być traktowane jako kluczowe dla sektora elektroenergetyki. Poniżej omówiono przykłady rozwiązań technologicznych przewodów nowych typów.



### 3.2.1 Przewód stalowo-aluminiowy segmentowy – ACSR/TW

Jest to przewód wykonany z tych samych materiałów co przewód ACSR. Różnica polega jedynie na kształcie drutów aluminiowych – zamiast drutów okrągłych zastosowano druty o przekroju trapezowym w niektórych lub wszystkich warstwach (TW – *Trapezoidal Wire*) Zastosowanie drutów trapezowych zamiast okrągłych pozwala na zwiększenie przekroju aluminium (czyli obciążalności prądowej) przy zachowaniu tej samej średnicy w stosunku do przewodu ACSR. Inaczej ukształtowany przewód został zaprojektowany w celu zminimalizowania skutków wywołanych przez podmuchy wiatru, wibracje i drgania.



Rys. 3.6 Budowa przewodu AFLs-10 525 stosowanego w liniach 220 i 400 kV.

### 3.2.2 Przewód kompozytowy ACCR

Przewód ACCR (*Aluminium Conductor Composite Reinforced*) reprezentuje pierwszą poważną zmianę w przewodach od momentu wprowadzenia do nich wzmocnień stalowych. Jego zaletą jest szybka instalacja, bez konieczności budowy nowych fundamentów i słupów. W ten sposób można łatwo ulepszyć zdolność przesyłową istniejących linii przy niewielkim wpływie na środowisko.

Przewód składa się z żył aluminiowo – cyrkonowych odpornych na działanie wysokiej temperatury, które otaczają rdzeń wykonany ze wzmocnianych oksydowanych włókien aluminiowych. Średnica drutów waha się od 1,9 do 2,9 mm. Żył rdzenia wyglądają identycznie jak tradycyjne żyły aluminiowe, ale posiadają dużo lepsze właściwości mechaniczno – fizyczne od stali i aluminium. Drut kompozytowy zapewnia 8 razy lepszą wytrzymałość od aluminium i 3 razy większą twardość, ma również lepszą przewodność i o połowę mniejszą rozszerzalność cieplną niż stal. Mikrostruktura przewodu została tak zaprojektowana aby utrzymywać wytrzymałość po zakończeniu pracy w wysokich temperaturach. Temperatura pracy żył zewnętrznych dochodzi do 210°C a w okresach przeciążeniowych nawet do 240°C. Przekroje takich przewodów przedstawia poniższy rysunek.

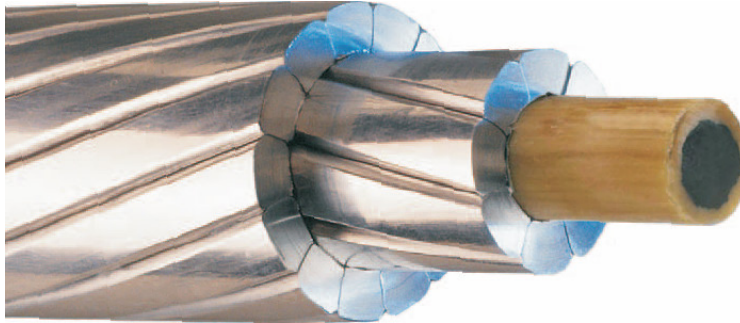


Rys. 3.7 Próbki przewodów ACCR o różnych średnicach - materiały firmy Zircon

### 3.2.3 Przewody ACCC, ACCC/TW

Przewody ACCC (*Aluminium Conductor Composite Core*) i ACCC/TW (*Aluminium Conductor Composite Core/Trapezoidal Wire*) są przewodami aluminiowymi z kompozytowym rdzeniem z włókien węglowych i szklanych z profilowanymi drutami aluminiowymi. Taki dobór materiałów pozwala na pracę przewodu przy temperaturze ciągłej 180°C oraz temperaturze krótkotrwałej 200°C. Przewody te są dużo lepsze niż tradycyjne AFL z drutami okrągłymi ze względu na: obciążalność, długość zwisu i przeseł, straty przesyłowe oraz wielkość konstrukcji wsporczych i dzięki tym cechom mogą podwyższyć obciążalność prądową istniejących linii 2 – 3 razy. Zastosowanie kształtu trapezowego umożliwiło zagęszczenie drutów w przewodzie co w połączeniu z mniejszym rdzeniem kompozytowym dało o 28% większe pole przekroju aluminium niż w przewodach AFL, przez co została zmniejszona rezystancja przewodu. Zmniejszenie rezystancji prowadzi do zwiększenia efektywności pracy linii, ograniczając tym samym straty energii. Rdzeń w przewodach nie jest rdzeniem stalowym dzięki czemu jest odporny na degradację czynnikami środowiska. Montaż nie wymaga zastosowania nowych rozwiązań oraz sprzętu. Można je montować na istniejących liniach i na obecnych konstrukcjach

wsporczych, odznaczają się najniższym ryzykiem ich uszkodzenia podczas instalacji. Mają znacznie mniejszy zwis przy wysokich temperaturach niż inne typy przewodów przy założeniu takiego samego maksymalnego naprężenia wywołanego oblodzeniem i naporem wiatru oraz posiadają wysoką odporność na zmęczenie drganiami i ich tłumienie. Materiały użyte do produkcji rdzenia przewodu ACCC/TW (włókna i żywice) są znane i stosowane także w przemyśle lotniczym.



Rys. 3.8 Przewód ACCC/TW – widoczny rdzeń kompozytowy

### 3.2.4 Przewód ACSS i ACSS/TW

Przewód typu ACSS (*Aluminium Conductor Steel Supported*) jest to przewód stalowo – aluminiowy o budowie podobnej do budowy przewodu ACSR, wykonany z okrągłych drutów, natomiast przewód ACSS/TW (*Aluminium Conductor Steel Supported/Trapezoidal Wire*) różni się tym, że zastosowano w nim druty aluminiowe w kształcie trapezu.. Zasadnicza różnica w stosunku do ACSR wynika z właściwości zastosowanych drutów aluminiowych. W przewodach tych są one specjalnie wyżarzone, dzięki czemu nie uczestniczą w przenoszeniu naciągu przewodu przez co właściwości mechaniczne aluminium nie stanowią ograniczenia dla dopuszczalnej temperatury pracy przewodu. Naciąg jest przenoszony przez rdzeń wykonany z drutów stalowych o dużej wytrzymałości, dzięki temu współczynnik wydłużenia cieplnego przewodów jest równy współczynnikowi stali. Maksymalna temperatura pracy przewodów wynosi 250°C, która wynika z zastosowania powłoki cynkowej na drutach stalowych. Dzięki takiej temperaturze można znacznie zwiększyć obciążalność prądową w stosunku do przewodów AFL. Powłoka cynkowa zapewnia również większą odporność na korozję i współczynnik tłumienia. Przewody te posiadają także zdolności do radzenia sobie z drganiami eolnymi wywołanymi podmuchami wiatru. Przewody te mają zmniejszoną średnicę przez co nie obciążają tak bardzo wysłużonych już konstrukcji wsporczych. W odróżnieniu od innych typów przewodów wysokotemperaturowych wykorzystujących specjalne

stopu aluminium ze stalą oraz nowe technologie rdzeni kompozytowych, technologia przewodów ACSS i ACSS/TW jest dużo tańsza i trzeba brać je pod uwagę przy wyborze przewodów.



Rys. 3.9 Przykład przewodu ACSS/TW

### 3.2.5 Przewód stopowy typu GAP (GTACSR)

Przewód GTACSR (*Gap Type Heat Resistant Aluminium Alloy Conductor Steel Reinforced*) jest przewodem zbudowanym z opłotu aluminium oraz stalowego rdzenia o dużej wytrzymałości. Pomiędzy wewnętrzną warstwą opłotu i rdzeniem istnieje szczelina wypełniona specjalnym smarem umożliwiającą niezależne przemieszczanie się warstwy opłotu w stosunku do rdzenia. Przedstawia to poniższy rysunek.



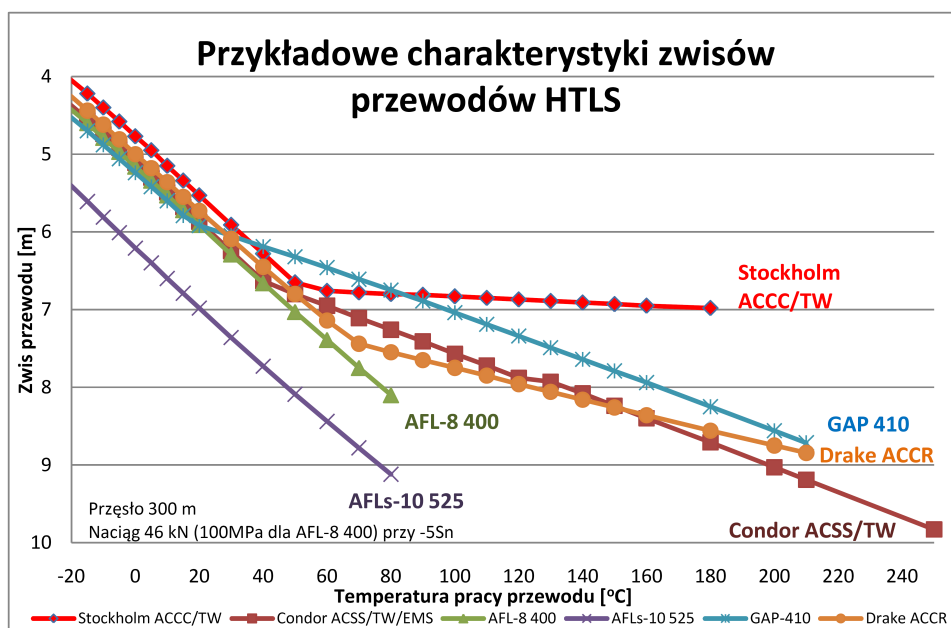
Rys. 3.10 Przekrój przewodu typu GAP - materiały firmy Zircon

Przewód GAP posiada mechaniczną charakterystykę nieliniową dzięki czemu poniżej określonej temperatury przewód pracuje jako komponent stalowo – aluminiowy, a powyżej niej naciąg jest przenoszony wyłącznie przez rdzeń stalowy.

Temperatura długotrwała przewodu wynosi około 150°C, a dopuszczalna temperatura krótkotrwałej pracy to 180°C. Podczas wymiany przewodów w liniach zawieszenie nowych przewodów nie powoduje zwiększenia obciążenia dla konstrukcji wsporczych i istniejących przewodów. Wymiana tradycyjnych przewodów AFL na GAP umożliwia ponad trzykrotne zwiększenie zdolności przesyłowej linii oraz zmniejszenie rezystancji dzięki czemu wartość prądu i straty mocy są znacznie zmniejszone. Wadą przewodu jest to, że trzeba używać specjalnego osprzętu oraz technik montażu gdyż naciągowi poddawany jest wyłącznie rdzeń.

### 3.2.6 Właściwości przewodów HTLS zestawienie

Istota właściwości przewodów HTLS polega na takiej koordynacji właściwości mechanicznych części przewodzącej i części rdzeniowej, że dla temperatur zbliżonych do tradycyjnych warunków pracy (np. 60°C) przewód „pracuje” podobnie do przewodu AFL – obydwa rodzaje materiałów przenoszą naprężenia. Dla wyższych temperatur funkcje mechaniczne przejmuje wyłącznie rdzeń, o właściwościach wyraźnie ograniczających wydłużenie temperaturowe (czyli zwis). Część przewodząca przewodu zostaje niejako zawieszona na części rdzeniowej. Efekt ten, dla kilku typów przewodów zaliczanych do HTLS widoczny jest na rys. 3.11.



Rys. 3.11 Porównanie charakterystyk zwisów przewodów wysokotemperaturowych z tradycyjnymi – wg [97]

Zestawienie porównujące wybrane właściwości przewodów - tradycyjnego AFL6 240, nieco unowocześnionego AFLs10 300 i nowej generacji ACCC/TW pokazano w tabelach 3.1, 3.2 i 3.3.

Tabela 3.1 Porównanie właściwości oplotu

	aluminium 1350-H19	aluminium 1350-O
Wytrzymałość na zerwanie	160 MPa	58 MPa
Gęstość	2,7 g/cm <sup>3</sup>	2,7 g/cm <sup>3</sup>
Przewodność	61% IACS	63% IACS
Dopuszczalna temp. pracy	+100°C	+200°C

Tabela 3.2 Porównanie przewodów ACCC/TW z klasycznymi przewodami AFL i AFLs

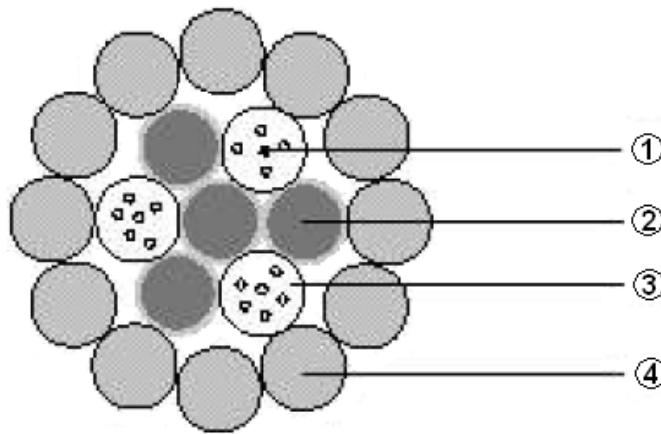
Nazwa	AFL-6 240	AFLs-10 300	ACCC/TW
Pole przekroju AL	240 mm <sup>2</sup>	299 mm <sup>2</sup>	325.7 mm <sup>2</sup>
Ciężar przewodu	971 kg/km	1077 kg/km	977 kg/km
Wytrzymałość	82,8 kN	86,0 kN	104,1 kN
Średnica	21,70 mm	21,70 mm	22,00 mm

Tabela 3.3 Zestawienie zalet przewodów ACCC/TW w porównaniu z przewodami AFL wg [97]

Typ przewodu				AFL-6	ACCC/TW	Korzyść ACCC/TW
Przekrój znamionowy części AL		mm2	240	325,7		
Przekrój obliczeniowy AL		mm2	236,1	325,7	+ 38%	
Średnica zewnętrzna		mm	21,7	22,00	+ 1,3%	
Obliczenie wa masa	Bez smaru	Aluminium	kg/km	650	902	+ 38%
		Rdzeń	kg/km	321	75,6	– 76%
	Smar		kg/km	6,8	-	
Obliczeniowa masa całego przewodu		kg/km	971	977	+ 0.6%	
Obliczeniowa siła zrywająca przewód		kN	82,8	104,10	+ 25%	
Obliczeniowa rezystancja 1 km przewodu w 20°C		Ω/km	0,124	0,086	– 30%	

### 3.2.7 Przewody odgromowe (OPGW).

Przewody odgromowe występują w liniach WN, ich zadaniem jest ochrona od bezpośrednich wyładowań atmosferycznych do linii oraz od przepięć łączeniowych. W przypadku niesymetrycznych prądów fazowych (np. podczas zwarć niesymetrycznych lub asymetrii obciążenia) przewód odgromowy sprowadza indukujące się w nim prądy przez uziemione konstrukcje wsporcze do ziemi, zmniejszając przez to impedancję kolejności zerowej linii (rozmagnesowujący wpływ przewodu odgromowego). W zależności od zastosowanej konstrukcji wsporczej stosuje się jeden lub dwa przewody odgromowe na całej długości linii napowietrznej.



Rys. 3.12 Przekrój przykładowego przewodu odgromowego OPGW, 1 – włókna światłowodowe w pokryciu pierwotnym, 2 – tuba z żelazem, 3 – druty stalowe 4 – druty aluminiowe

Standardowym rozwiązaniem w dziedzinie ochrony odgromowej jest obecnie przewód OPGW (*Optical Ground Wire*). Służy on do ochrony odgromowej linii jak również do transmisji danych, tak więc łączy on funkcję uziemienia i kanału komunikacji. Element centralny przewodu stanowi drut stalowy z powłoką aluminiową, wokół którego skręca się spiralnie tuby ze światłowodami i druty ze stopu. Liczba, materiał i przekrój drutów zależą od wymaganych parametrów elektrycznych i mechanicznych. Parametry konstrukcyjne kabli OPGW są zmienne w szerokim zakresie w zależności od wymagań użytkowników. Do transmisji danych służy światłowód, który umieszczony jest w środku przewodu i dzięki niemu możliwy jest przesył informacji, co jest bardzo ważne ze względu na automatykę zabezpieczeniową oraz komunikację między obiektami systemu. Światłowody znajdują się w hermetycznych tubach ze stali nierdzewnej, wypełnionych żelazem węglowodorowym i

każdy przewód OPGW może zawierać maksymalnie 3 tuby i 120 włókien światłowodowych.

### 3.3 Kable i urządzenia nadprzewodnikowe

Nadprzewodnictwo to połączenie pewnych właściwości magnetycznych i elektrycznych objawiające się występowaniem zjawiska zaniku rezystywności elektrycznej w odpowiednio niskiej temperaturze. Jest ono obserwowane w niektórych metalach, ich stopach oraz pewnych spiekach ceramicznych. Wraz z rozwojem technologii wytwarzania nadprzewodników, których temperatura krytyczna przekracza temperaturę wrzenia azotu (77 K) stosowanego do ich chłodzenia, powstała możliwość szerszego ich wykorzystania w wielu dziedzinach techniki, także w elektroenergetyce. Obecnie, wg [41], najbardziej realne dla zastosowań elektroenergetycznych staje się wykorzystanie nadprzewodników zwanych wysokotemperaturowymi Bi-2223 ( $\text{Bi}_2\text{Sr}_2\text{Ca}_2\text{Cu}_3\text{O}_x$ ), YBCO ( $\text{YBa}_2\text{Cu}_3\text{O}_x$ ) oraz niedawno odkrytego dwuborku magnezu ( $\text{MgB}_2$ ).

Szczególne właściwości nadprzewodników umożliwiają budowę urządzeń elektrycznych o parametrach nieosiągalnych przy stosowaniu materiałów konwencjonalnych. Aktualnie dostępność materiałów nadprzewodnikowych w postaci przewodów kompozytowych daje możliwość zastosowania ich do budowy następujących urządzeń związanych z elektroenergetyką:

- silniki elektryczne dużej mocy,
- generatory synchroniczne,
- transformatory energetyczne,
- ograniczniki prądów zwarcia,
- linie kablowe,
- zasobniki energii (SMES – *Superconducting Magnetic Energy Storage*).

Technologicznie produkcja wyżej wymienionych urządzeń jest przygotowana, dostępne są też na nie oferty komercyjne i komercyjne ich zastosowania. Istnieje jednak wciąż bariera cenowa – wysoki koszt urządzeń związany z układem chłodzenia oraz potencjalna zawodność tych układów. Dlatego też najbardziej oczekiwane przez środowiska ekologiczne – nadprzewodnikowe linie kablowe o obciążalności rzędu tysięcy amperów, nie są wciąż stosowaną alternatywą dla tradycyjnych rozwiązań napowietrznych lub kablowych. Z punktu widzenia bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego najbardziej atrakcyjnym urządzeniem wydaje się być



nadprzewodnikowy zasobnik energii (SMES). Jest to urządzenie nadprzewodnikowe o bardzo dużej indukcyjności, w uzwojeniach którego (bezstratnie z uwagi na zerową rezystancję) przepływa prąd o dużej wartości. Dzięki odpowiedniemu układowi sterowania możliwy jest bardzo szybki dostęp do energii zgromadzonej w zasobach pola magnetycznego tego urządzenia lub magazynowanie energii w nim. W rezultacie charakterystyka układu SMES na płaszczyźnie  $(P, Q)$  (moc czynna, moc bierna) jest kołem o promieniu równym jego mocy znamionowej. Tak skonstruowany zasobnik może służyć do tłumienia przebiegów w stanach nieustalonych systemu elektroenergetycznego – przez okres kilku sekund, przyczyniając się do poprawy jego stabilności.

Warto wspomnieć, że ośrodkiem pełniącym wiodące funkcje w problematyce zastosowania nadprzewodnictwa jest Instytut Podstaw Elektrotechniki i Elektrotechnologii Politechniki Lubelskiej, w którego pracach można znaleźć szereg szczegółowych informacji o tej technologii, tak istotnej dla sektora elektroenergetycznego w perspektywie najbliższych lat.

## 4 Komunikacja pomiędzy obiektami systemu elektroenergetycznego

Rozwój systemów informatycznych i stale wzrastająca ilość informacji przekazywanych pomiędzy jego elementami jest nierozłącznie związany z rozwojem urządzeń technicznych, łączy komunikacyjnych i metod transmisji danych. Ilość i rodzaj informacji oraz odległość na jaką są przesyłane zależy od nadzorowanego obiektu. Inne informacje pozyskiwane i przekazywane będą pomiędzy urządzeniami wewnątrz rozdzielni czy stacji, inne pomiędzy obiektami elektroenergetycznymi, a dyspozytorem i służbami technicznymi operatora sieci dystrybucyjnej czy przesyłowej. Dlatego też występują duże różnice w wykorzystywanych rodzajach łączy transmisyjnych, stosowanych urządzeniach oraz samych systemach sterowania i nadzoru (SSiN). Dodatkowo dla danego systemu realizującego określone zadanie można niekiedy zastosować kilka rozwiązań alternatywnych. Taka sytuacja sprawia, że we współczesnych układach pomiarowych i zabezpieczeniowych oraz systemach sterowania i nadzoru można spotkać kilka rodzajów łączy komunikacyjnych, protokołów komunikacyjnych oraz systemy akwizycji danych (SCADA) o różnym modelu działania i fizycznej architekturze.

### 4.1 Standardy komunikacyjne

Aby zapewnić możliwość komunikacji pomiędzy różnymi urządzeniami pracującymi w sieciach teleinformatycznych konieczne stało się opracowanie standardów pozwalających na współpracę urządzeń pochodzących od różnych dostawców. Powstało wiele organizacji tworzących standardy dla różnych rodzajów sieci komunikacyjnych. Jednak wszystkie one odnoszą opis działania swych sieci do modelu opracowanego przez Międzynarodową Organizację Normalizacyjną ISO (*International Organization for Standardization*). Model ten nosi nazwę Model Referencyjny Połączonych Systemów Otwartych (*Open System Interconnection Reference Model*). W skrócie nazywany jest modelem OSI.

Model ten dzieli sieć na siedem warstw. Warstwy od 1 do 3 organizują wymianę informacji i dostęp do sieci, nazywane są podsiecią komunikacyjną, a warstwy od 5 do 7 obsługują procesy logistycznej kontroli nad komunikacją końcową i określone są kliencką częścią systemu. Informacje zapisane na poziomie danej warstwy w urządzeniu nadającym dane odczytywane są na tym samym poziomie w urządzeniu odbierającym. Każda z warstw, realizując swe zadania, dodaje do informacji użytecznej dodatkowe elementy pozwalające na przekazanie informacji dodatkowych dla urządzeń odbierających dane.

Tabela 4.1. Zadania realizowane w warstwach modelu OSI

Nazwa warstwy modelu OSI; warstwa...	Numer	Opis
Aplikacji	7	<i>Warstwa aplikacji</i> realizuje usługi komunikacji między aplikacjami użytkownika, a środowiskiem sieci. Zapewnia takie działania jak transfer plików, wymiana poczty elektronicznej, emulacja wirtualnego terminala czy zarządzanie siecią. Użytkownik końcowy ma do czynienia tylko z tą warstwą.
Prezentacji	6	<i>Warstwa prezentacji</i> jest odpowiedzialna za zarządzanie sposobem kodowania wszelkich danych. Spełnia ona funkcję manipulacji danymi. Przykładem jej zastosowań może być szyfrowanie i kompresja danych.
Sesji	5	<i>Warstwa sesji</i> zarządza przebiegiem komunikacji. Zamyka i otwiera sesje komunikacyjne między hostami, określa czy komunikacja może być jedno lub dwukierunkowa.
Transportu	4	<i>Warstwa transportu</i> zapewnia niezawodne dostarczanie komunikatów hostów mających źródło w warstwie siódmej – podobnie jak warstwa łączy danych gwarantująca niezawodne przesyłanie danych między sąsiednimi węzłami. Różnica polega na tym, że warstwa czwarta obejmuje swym zasięgiem wszystko pomiędzy węzłami źródłowym i docelowym w obrębie podsieci komunikacyjnej. Warstwa ta ma możliwość dzielenia długich komunikatów na segmenty i ich ponownego składania w odpowiedniej kolejności.
Sieci	3	<i>Warstwa sieciowa</i> zajmuje się tworzeniem ścieżki dla pakietów danych podróżujących od węzła źródłowego do końcowego. W ramach tej warstwy odbywa się przełączanie, ustalanie tras i sterowanie ruchem pakietów danych wewnątrz podsieci. Warstwa ta nie ma żadnych wbudowanych mechanizmów kontroli korekcji błędów.
Łączy danych	2	<i>Warstwa łączy danych</i> zapewnia niezawodne łącze komunikacyjne między sąsiednimi węzłami. Łączy danych gwarantuje niezawodny mechanizm transmisji ramek (lub pakietów) bitów danych do najbliższego węzła. W warstwie tej wstawiane są adresy źródłowy i docelowy. Warstwa ta realizuje kontrolę błędów, która wymaga spełnienia dwóch warunków: <ul style="list-style-type: none"> <li>• węzeł źródłowy musi odebrać od węzła końcowego potwierdzenie otrzymania niezmienionej ramki;</li> <li>• węzeł docelowy przed wysłaniem tego potwierdzenia weryfikuje jej integralność.</li> </ul> Do kontroli błędów wykorzystywana jest metoda kodów cyklicznych CRC ( <i>Cyclic Redundancy Check</i> ).

Fizyczna	1	<p><i>Warstwa fizyczna</i> zajmuje się przesyłaniem bitów pomiędzy węzłami. Do funkcji warstwy fizycznej należą:</p> <p>zapewnienie interfejsu dla nośnika transmisyjnego, kodowanie sygnałów danych, definiowanie przedziałów napięciowych lub wielkości prądów, określenie rozmiaru i kształtu złączy oraz układów poszczególnych bolców. Warstwa ta nie obejmuje medium którym transmitowany jest sygnał.</p>
----------	---	--

W praktyce model ten stanowi teoretyczny punkt odniesienia dla opisu działania poszczególnych urządzeń, technologii i standardów. W praktycznych zastosowaniach wykorzystuje się standardy tworzone i publikowane przez komitet IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) oraz komitet ITU-T (*International Telecommunication Union - Telecommunication Standardization Sector*). Dodatkowo w energetyce dużą popularność zdobył model trójwarstwowej architektury komunikacyjnej EPA (*Enhanced Performance Architecture*), dobrze opisujący komunikację w systemach jednorodnych.

## 4.2 Transmisja danych

### 4.2.1 Transmisja w szeregowo w systemach lokalnych

Wśród systemów transmisji danych wykorzystywanych w obrębie obiektów elektroenergetycznych dominuje komunikacja szeregowo asynchroniczna i synchroniczna, wykorzystująca połączenia elektryczne i optyczne. Transmisja asynchroniczna służy do przesyłania pojedynczych znaków, które posiadają ściśle określony format. Pomiędzy transmisją kolejnych znaków występują przerwy o czasie nie mniejszym niż czas transmisji jednego bitu. W stanie spoczynku, kiedy znaki nie są transmitowane, linia przyjmuje stan logicznej 1. Każdy nowy znak rozpoczynany jest bitem startu (logiczne 0). Bit startu służy do synchronizacji układu odbiornika (synchronizacja lokalnego sygnału zegarowego umożliwiającego próbkowanie stanu linii w odpowiednich momentach). Transmisja synchroniczna wymaga zsynchronizowania pracy nadajnika i odbiornika. Osiąga się to poprzez wymianę danych synchronizacyjnych np. będących elementem początkowym ramki danych. Do najczęściej wykorzystywanych rozwiązań zaliczyć można RS 232, RS 422 oraz RS 485.

Standard RS 232 został opisany w 1962 roku przez EIA (*Electronic Industries Association*) dla celów standaryzacji połączeń terminali (DTE) z urządzeniami do transmisji danych (DCE). W 1969 roku wprowadzono poprawioną normę oznaczo-

ną RS 232C. RS 232 opisuje komunikację realizującą połączenia typu punkt – punkt. W zależności od sposobu realizacji synchronizacji nadajnika i odbiornika rozróżnia się dwie metody transmisji szeregowej w standardzie RS 232C: asynchroniczną i synchroniczną. RS 232 wykorzystuje niesymetryczną linię transmisyjną. Do przesyłu danych wykorzystywana jest zmiana potencjału na liniach sygnałowych, a sterowanie komunikacją wykorzystuje zmianę potencjałów na liniach sterujących.

Standard RS 422 został określony dla celów transmisji danych w warunkach przemysłowych w obecności zakłóceń jako połączenie typu punkt – punkt (full duplex oraz half duplex). RS 422 wykorzystuje do przesyłu danych symetryczną zrównoważoną dwuprzewodową linię transmisyjną. Dla transmisji danych w obu kierunkach konieczne jest zastosowanie dwóch linii transmisyjnych. Do przesyłu danych wykorzystywana jest zmiana kierunku napięcia na linii transmisyjnej.

Standard RS 485 został określony dla celów transmisji danych w warunkach przemysłowych w obecności zakłóceń jako połączenie typu punkt – wielopunkt. RS 485 wykorzystuje do przesyłu danych symetryczną zrównoważoną dwuprzewodową linię transmisyjną. Transmisja danych w obu kierunkach może odbywać się przy wykorzystaniu osobnych linii transmisyjnych – rozwiązanie czteroprzewodowe lub przy wykorzystaniu jednej pary przewodów, naprzemiennie – rozwiązanie dwuprzewodowe. Do przesyłu danych wykorzystywana jest zmiana kierunku napięcia na linii transmisyjnej. W praktyce częściej stosowane jest rozwiązanie dwuprzewodowe.

Wszystkie opisane standardy stosowane są współcześnie w rozwiązaniach praktycznych. Dokładny ich opis można znaleźć w bogatej literaturze [55, 72]. Jednak pomimo to wydaje się, że wraz ze wzrostem ilości przesyłanych danych przyszość należeć będzie do nowszych rozwiązań opisanych w dalszej części książki.

## 4.2.2 Komputerowe sieci lokalne

Początkowo zastosowanie sieci lokalnych do transmisji danych w elektroenergetyce ograniczało się do wymiany danych pomiędzy komputerami i serwerami w części administracyjno-technicznej operatorów sieci. W obiektach technicznych takich jak stacje czy rozdzielnie praktycznie nie były one stosowane do komunikacji pomiędzy urządzeniami. Wynikało to z cech charakteryzujących klasyczny Ethernet. Dopiero pojawienie się szybszych jego odmian oraz protokołów komunikacyjnych umożliwiających zastosowanie Ethernetu jako łącza komunikacyjnego sprawiło, że coraz śmielej jest on stosowany w obrębie stacji. Zasadniczą zmianę przyniósł jednak standard IEC 61850, w którym jest to łącze podstawowe.

Klasyczny Ethernet IEEE 802.3 zdefiniowany został jako sieć lokalna wykorzystująca dostęp do kanału transmisyjnego zgodny z metodą CSMA/CD, którą można opisać jako metodę dostępu z badaniem stanu kanału i wykrywaniem kolizji [74]. Cechą charakterystyczną tej metody jest rywalizacja urządzeń o dostęp do kanału transmisyjnego. Wynika to z braku priorytetów i uprzywilejowanych jednostek, a skutkiem ubocznym tej rywalizacji jest powstawanie kolizji i konieczność ponownej retransmisji utraconych danych. Dlatego też wraz ze wzrostem liczby urządzeń rywalizujących o kanał transmisyjny rzeczywista szybkość transmisji danych spadała z 10 Mb/s do zaledwie kilku.

P (7 bajtów)	SDF (1)	DA (6)	SA (6)	L/T (2)	Dane (od 46 do 1500)	FCS (4)
-----------------	------------	-----------	-----------	------------	-------------------------	------------

Rys. 4.1 . Ramka danych standardu IEEE 802.3

Podstawową strukturą danych jest ramka Ethernet (rys. 4.1), w której można wyróżnić następujące elementy [11]:

1. Preambuła (P)- będąca siedmiobajtowym ciągiem o wartościach 101010...
2. Identyfikator początku ramki (SFD) – jest to sekwencja bitów określająca początek ramki określona jako 10101011.
3. Adres docelowy (AD) – adres MAC wskazujący odbiorcę danych (ramki).
4. Adres źródłowy (SA) – adres MAC wskazujący nadawcę danych.
5. Długość typ (L/T) – pole określające długość ramki lub typ danych
6. Dane
7. Funkcja kontrolna (FCS) – zabezpieczenie ramki zawierające wartość ciągu kontrolnego CRC.

Ta podstawowa ramka może być dalej modyfikowana poprzez wstawianie na początku pola danych dodatkowych informacji. Ten mechanizm jest często wykorzystywany w standardach bazujących na tej technologii.

Jako medium transmisyjne stosowane były światłowody oraz kable miedziane, początkowo koncentryczne, a później w postaci skrętki czteroparowej. Prostota działania, wykorzystywanie adresów fizycznych oraz małe wymagania sprzętowe sprawiły, że Ethernet stał się dominującą technologią w sieciach lokalnych.

Zasadnicza zmiana nastąpiła po wprowadzeniu standardu IEEE 802.3u (*Fast Ethernet*) oraz zastosowaniu przełączników jako podstawowego urządzenia tworzącego strukturę sieci. Oprócz zwiększeniu szybkości działania sieci do 100 Mb/s i

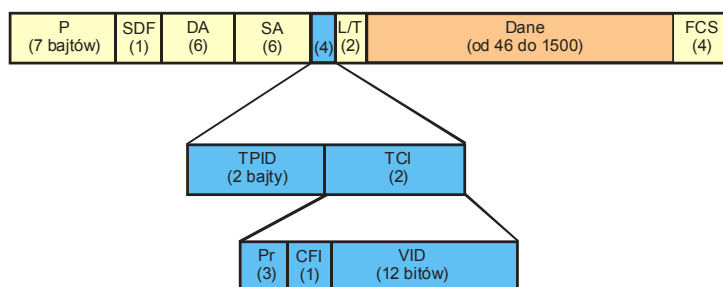
pracy w trybie *Full Duplex*, dzięki przełącznikom ograniczono prawdopodobieństwo występowania kolizji. Dzieje się tak ponieważ przełącznik uczy się fizycznych adresów urządzeń pracujących w sieci i przypisuje je do portów na których je widzi. Odbierając nową ramkę danych od urządzenia nadającego identyfikuje zawarty w niej adres docelowy i przesyła na port, z którym jest on skojarzony. Dzięki temu o kanał rywalizują tylko dwa komunikujące się urządzenia, a pozostałe połączone poprzez inne porty przełącznika nie biorą w tym udziału. Podstawowym medium transmisyjnym pozostały kable UTP i STP oraz światłowody.

Kolejną rewolucję przyniósł standard IEEE 802.3z oraz 802.3ae określany mianem *Gigabit Ethernet* pracujący z szybkością 1 Gb/s. W tym rozwiązaniu zachowano dotychczasową strukturę ramki (zwiększając jej minimalną długość). Wykorzystywana jest również metoda CSMA/CD jednak nie działa ona przy komunikacji *Full Duplex*.

Wraz z pojawianiem się kolejnych wersji Ethernetu wzbogacane są one nowymi rozwiązaniami technicznymi. Ich zastosowanie pozwoliło uczynić tę technologię bezpieczniejszą, wydajniejszą i bardziej przewidywalną. Do rozwiązań takich należą [11]:

1. Mechanizm autonegocjacji. Pojawił się wraz z koniecznością obsługi połączeń pracujących z różną prędkością, schematami sygnalizacji i w różnym trybie komunikacji. Urządzenia wymieniając pomiędzy sobą komunikat FLP ustalają najlepszy możliwy sposób komunikacji. Szybkość transmisji oraz jej tryb może być również skonfigurowany ręcznie np. na porcie przełącznika.
2. Sterowanie przepływem (*Flow Control*) – połączenie sieci pracujących z różnymi prędkościami, a co za tym idzie mogące w tym samym czasie przysyłać różne ilości danych sprawiło, że konieczne stało się rozwiązanie problemu sterowania przekazywaniem danych z sieci szybszej do wolniejszej. Opisane standardem IEEE 802.3x rozwiązanie pozwala dla komunikacji punkt-punkt sterować przepływem danych za pomocą specjalnej ramki sterującej o nazwie PAUSE.
3. Wirtualne sieci lokalne – zastosowanie przełączników zarządzanych dało możliwość tworzenia podsieci wirtualnych i zarządzanie nimi. Idea sieci wirtualnych sprowadza się do logicznego zgrupowania urządzeń, które fizycznie pracują w tej samej sieci. Tworzyć sieci wirtualne można w oparciu o porty przełącznika, adresy fizyczne lub podsieci IP. W celu zapewnienia możliwości realizacji sieci wirtualnych w sieciach których szkielet tworzy wiele przełączników wykorzystuje się dodatkowo dwa standardy; pierwszy odpowiadający za przekazywanie informacji o VLAN-ach pomiędzy przełącznikami IEEE 802.1Q

(*VLAN Tagging*), drugi IEEE 802.1p (*Class of Service*) wprowadzający priorytety. W wyniku ich stosowania modyfikowana jest ramka danych tak jak pokazuje to rysunek (rys. 4.2). Za adresem źródłowym wstawiono 32-bitowe pole, w którym umieszczono informacje o identyfikatorze (Tagu), priorytecie czy identyfikatorze podsieci.



Rys. 4.2 Zmodyfikowana ramka zawierająca dodatkowe znaczniki określające przynależność do podsieci oraz priorytet.

4. Mechanizm *Spanning Tree* IEEE 802.1D oraz jego nowe odmiany 802.1w (*Rapid STP*) - mają przeciwdziałać tzw. sztormom rozgłoszeniowym w sieci. Ma to miejsce w sieci o złożonej strukturze, w której występują połączenia alternatywne pomiędzy przełącznikami. Wysłanie ramek rozgłoszeniowych, które są przekazywane na wszystkie porty przełącznika, a następnie trafiają do kolejnych przełączników, gdzie sytuacja się powtarza. Mogą one powrócić poprzez połączenie redundantne do pierwszego przełącznika, który ponownie będzie próbował je przesyłać dalej. Spowoduje to zajęcie całego pasma sieci uniemożliwiając transmisję innych danych. Mechanizm STP w sposób logiczny tworzy obraz sieci eliminujący połączenia alternatywne.
5. Zarządzanie bezpieczeństwem sieci (*Authentication*) – w celu zwiększenia bezpieczeństwa sieci wprowadzono mechanizm pozwalający na uwierzytelnianie danych przesyłanych pomiędzy urządzeniami (IEEE 802.1X). Ma to na celu uniemożliwienie ingerowania w pracę sieci danych od niezidentyfikowanych nadawców (urządzeń).
6. Agregacja połączeń – standard IEEE 802.3ad pozwala na zwiększenie szybkości połączeń pomiędzy przełącznikami poprzez transmisję danych na więcej niż jednym porcie. Standard zarządza transmisją równoważąc obciążenia poszczególnych portów oraz zarządzając rekonfiguracją w przypadku awarii jednego z połączeń.



7. Łączenie przełączników w stos – duża ilość urządzeń pracujących w sieci wymaga niekiedy stosowania wielu przełączników, zakładając że każdy z nich jest urządzeniem zarządzanym mamy sytuacje gdy zarządzanie musi odbywać się indywidualnie. Połączenie ich w stos czyni z nich jedno logiczne urządzenie i pozwala na takie zarządzanie jak pojedynczym urządzeniem.

Sieci lokalne, a szczególnie Gigabit Ethernet stały się obecnie często stosowanym rozwiązaniem zapewniającym komunikację pomiędzy urządzeniami telemechaniki oraz innymi elementami systemu sterowania. Dodatkowo producenci dostarczają urządzenia wspierające pracę specjalistycznych protokołów komunikacyjnych stosowanych w systemach telemechaniki.

### 4.2.3 Sieci rozległe i telekomunikacyjne

W celu zapewnienia skutecznego przekazywania informacji pomiędzy odległymi obiektami elektroenergetycznymi lub centrum nadzoru, a obiektem elektroenergetycznym, wykorzystuje się różne metody transmisji danych. Są to technologie informatyczne lub telekomunikacyjne, zależnie od zastosowanego standardu i rodzaju danych. Różnorodność stosowanych technologii wynika z przyczyn historycznych, organizacyjnych i technicznych. W niektórych przypadkach wymagane jest istnienie dwóch połączeń alternatywnych pracujących w różnych technologiach stąd niekiedy używane są również technologie uznawane obecnie za przestarzałe.

Organizacja dostępu do sieci określa sposób pracy urządzeń oraz standardy niezbędne do zapewnienia dostępu do sieci. Do wykorzystywanych w elektroenergetyce technologii stosowanych w łączach zaliczyć można:

1. **Linie dzierżawione.** Nie jest to technologia komunikacyjna, a raczej sposób organizacji łącza pomiędzy dwoma urządzeniami, zestawionego na potrzeby użytkownika przez operatora sieci. Linia dzierżawiona zestawiona jest na stałe (nie jest przy każdym połączeniu organizowana jak w wypadku dostępu komutowanego), a więc możliwe jest dokładne określenie jej parametrów oraz dobrania optymalnego sposobu transmisji danych. Przepustowość łącza uzależniona jest od jego możliwości technicznych oraz stanu, a także od zastosowanych modemów transmisyjnych. Zawiera się ona w granicach od 128 kb/s do 6 lub więcej Mb/s. Opłata za linię dzierżawioną nie zależy od jej rzeczywistego obciążenia i jest stała.
2. **Sieć X.25.** Jest to liczący wiele lat standard rekomendowany przez komitet ITU-T określający dostęp dla publicznych sieci WAN, definiujący interfejs połączenia pomiędzy terminalem danych DTE (*Data Terminal Equipment*), a urządzeniem transmisji danych DCE (*Data Communications Equipment*). Sieć

ta wykorzystuje komutację pakietów i nie wymaga od użytkownika znajomości sieci wewnętrznej operatora (połączenie do „chmury”). Początkowo terminale pracowały w trybie pakietowym z niewielką szybkością wynoszącą 64 kb/s, zwiększoną w roku 1993 do 2048 kb/s. Komunikacja charakteryzuje się kontrolą poprawności przesyłu danych oraz zmiennością opóźnienia.

3. **Frame Relay.** Jest to sieciowa technika transmisyjna oparta na komutacji pakietów, będącej modyfikacją standardu X.25. Technologia ta używa ramek (*frames*) o zmiennej długości, które przenoszą dane między sieciami, co pozwala na przekazywanie informacji między urządzeniami końcowymi sieci rozległych (WAN). Wykorzystywana może być do przesyłania danych, obrazu i głosu oraz dostępu do Internetu. Stało się to możliwe dzięki wyeliminowaniu kontroli przepływu oraz detekcji błędów, a także zastosowaniu systemów transmisyjnych o wysokiej jakości i niezawodności. W sieci Frame Relay, ze względu na brak algorytmów korygujących błędy transmisji, urządzenia końcowe same przeprowadzają procedurę kontroli błędów i w razie ich wykrycia żądają retransmisji pakietów. Węzły pośredniczące zajmują się jedynie przesyłaniem pakietów w zestawionych stałych lub komutowanych kanałach wirtualnych. Początkowo sieć oferowała przepływność 2,048 Mb/s, później możliwe stało się jej zwiększenie do 34 Mb/s.
4. **ATM (*Asynchronous Transfer Mode*)** - jest to rodzaj technologii komunikacyjnej dla szerokopasmowej transmisji danych. Do opisu pracy sieci ATM wykorzystuje się specjalnie dla tej technologii opracowany model komunikacyjny opisujący sposób przetwarzania danych oraz zarządzania siecią. Dzięki zdefiniowaniu różnych podwarstw sieć umożliwia przesyłanie danych interakcyjnych, danych w postaci plików, sygnału wizyjnego, a także głosu. Technologia ta wykorzystuje pojęcia kanałów i ścieżek wirtualnych co znajduje odzwierciedlenie w sposobie adresowania informacji. Dane przesyłane w technologii ATM mają postać krótkich pakietów o stałej długości zaopatrzonych w nagłówek, szybkość oferowana w tej sieci może osiągać 2,5 Gb/s.
5. **xDSL (*X Digital Subscriber Line*)** - jest to termin opisujący wszystkie technologie cyfrowych linii abonenckich, które wykorzystują różne schematy modulacji do transmisji danych przez symetryczne łącze miedziane (skrętkę jednoparową). xDSL obejmuje ADSL, SDSL, VDSL, ISDN DSL.

Opisane technologie dostępu wykorzystują jako sieć transportową rozwiązania telekomunikacyjne oferujące możliwość transmisji danych z dużymi prędkościami oraz na znaczne odległości [30], [51]. Tak zorganizowany jest właśnie szkielet sieci

operatora krajowego jakim jest PSE-Operator. Do stosowanych technologii zaliczyć można:

1. **PDH** (*Plesiochronous Digital Hierarchy*) - technologia opisuje działanie sieci telekomunikacyjnych. Elementy sieci PDH są ze sobą zsynchronizowane ale nie w sposób idealny tzn. każdy z aktywnych elementów posiadania swój zegar ale odchyłki, które powstają są synchronizowano okresowo (stąd nazwa plezjochroniczna). Technologia PDH oparta jest na modulacji kodowo-impulsowej (PCM). Kanały podstawowe o przepływności 64 kb/s są zwielokrotniane przez krotnice (multipleksery) do strumienia zbiorczego E1 o przepływności 2048 kb/s. Następnie strumienie te są zwielokrotniane do strumieni o większych przepływnościach. Na wszystkich poziomach wprowadzane są do struktury danych (ramek) informacje dodatkowe pozwalające na sterowanie komunikacją oraz rozpakowywanie sygnału w węzłach. W celu uzyskania pojedynczego strumienia danych należy demultipleksować wszystkie kanały wyższego rzędu.
2. **SDH** (*Synchronous Digital Hierarchy*) - Technologia opisuje sieci przesyłu danych, charakteryzująca się pracą w trybie synchronicznym wszystkich urządzeń działających w tej sieci. Urządzenia te są zsynchronizowane zarówno ze wspólnym źródłem (nadrzędnym zegarem PRC), jak i pomiędzy sobą nawzajem. Sieci SDH umożliwiają przesyłanie danych cyfrowych między odległymi punktami w ramach określanych jako kontenery. Kontenery posiadają określony rozmiar i strukturę, a urządzenia pośredniczące nie muszą go rozpakowywać. Zaopatrzone w nagłówek kontenery tworzą kontenery wirtualne, a z nich tworzone są jednostki administracyjne, a następnie moduły transportowe. Stosowanie na każdym etapie zwielokrotniania informacji dodatkowych pozwala na wyodrębnienie pojedynczego strumienia danych bez konieczności ich rozpakowywania (demultipleksacji). Sieci SDH charakteryzują się również większą niezawodnością od innych oraz mniejszą podatnością na uszkodzenia.

Sieci PDH i SDH stanowią szkielet sieci komunikacyjnej wykorzystując przede wszystkim łącza światłowodowe. Stanowią one warstwę usługową dla innych technologii, których dane „podróżując w nich” traktowane są jako strumień danych podstawowych.

#### 4.2.4 Łącza światłowodowe w KSE

System telekomunikacyjny powinien zapewnić przesyłanie ze stacji i do stacji wszystkich wymaganych rodzajów informacji w relacji stacja – stacja, stacja - centrum sterowania lub stacja - elektrownia. Specyfikacja obejmuje następujące strumienie informacji:

- transmisja sygnałów automatyk i zabezpieczeń (sygnały zabezpieczeń, sygnały automatyk APKO, APP, LRW),
- transmisja sygnałów z systemu sterowania i nadzoru,
- transmisja sygnałów opisujących stan urządzeń i aparatury pierwotnej, EAZ, układów zasilania potrzeb własnych i urządzeń telekomunikacji,
- transmisja sygnałów automatyki ARST,
- transmisja sygnałów pomiaru energii,
- transmisja sygnałów telewizji dozorowej (alarmy, obraz, nastawy),
- łączność telefoniczna, dyspozytorska i administracyjna;
- transfer ruchu telekomunikacyjnego.

W tym celu w KSE podstawowym nośnikiem danych jest światłowód. Występuje on w wielu odmianach, których stosowanie uzależnione jest od oczekiwanej przepływności oraz odległości pomiędzy węzłami. Stanowi on fizyczny nośnik zarówno dla sieci lokalnych opisanych w rozdziale 4.2.2 jak również dla sieci rozległych opisanych w 4.2.3. W systemie SDH jest to podstawowy nośnik danych.

Włókna kabla światłowodowego zbudowane są ze specjalnego szkła kwarcowego lub tworzywa sztucznego. Z uwagi na możliwości transmisji światła wyróżniamy światłowody jednomodowe, gradientowe i wielomodowe. Światłowody jednomodowe umożliwiają przesył sygnału na znaczne odległości (ponad 100 km) bez konieczności wzmacniania. Światłowody wielomodowe z uwagi na wartość tłumienia sygnału optycznego, wykorzystywane są do przesyłu danych w sieciach lokalnych.

W celu zwiększenia przepustowości oraz efektywnego wykorzystywania łącz może być stosowane multipleksowanie falowe WDM (*Wavelength Division Multiplexing*) – wykorzystywane do przesyłania informacji w systemach światłowodowych. **WDM** określa sposób falowego zwielokrotnienia przepływności światłowodu przez równoległą i równoczesną transmisję wielu promieni optycznych o różnych długościach fali (transmisja kolorowa) w jednym włóknie światłowodu. Użytkiwana w ten sposób łączna przepływność w pojedynczym włóknie światłowodowym może przekraczać 1 Gb/s. Przyjmuje się, że technologia ta obejmuje zwielokrotnienie do czterech fal w jednym oknie włókna światłowodowego. Opracowano również nowsze odmiany, należą do nich:

- **CWDM** (*Coarse Wavelength Division Multiplexing*) – umożliwia transmisję do 16 kanałów w jednym włóknie, gdzie kanały rozdzielone są wg siatki ITU co 20 nm od długości fali 1310 nm do 1610 nm.
- **DWDM** (*Dense Wavelength Division Multiplexing*) – odmiana technologii WDM o większej gęstości fal, umożliwia realizację 64 kanałów – odstęp międzyfazowy wynosi 0.8 nm,
- **UWDM** (*Ultra Wavelength Division Multiplexing*) - odmiana technologii WDM o bardzo dużej gęstości fal – odstęp międzyfazowy wynosi 0.4 nm – umożliwia łączną przepływność w pojedynczym źródle powyżej 1 Tb/s.

Wymagania operatorów sieci KSE mówią, że stosowane kable światłowodowe powinny być kablami z włóknami jednomodowymi, całkowicie dielektryczne. Dopuszcza się stosowanie kabli z włóknami gradientowymi oraz wielomodowymi, głównie dla krótkich połączeń (LAN), do współpracy zabezpieczeń z systemem nadzoru i sterowania stacji. Konstrukcja i technologia produkcji kabla muszą zapewniać jego bezawaryjną pracę w ciągu 20 lat eksploatacji. W tym czasie parametry techniczne kabla powinny dotrzymywać wartości zgodne z normami. Włókna światłowodowe w jednym kablu powinny być tego samego typu i producenta. Nie dopuszcza się również łączenia włókien (np. przez spawanie) w jednym odcinku fabrykacyjnym [49].

W praktyce, w polskiej energetyce do tworzenia relacji pomiędzy stacjami elektroenergetycznymi lub stacjami i centrum nadzoru wykorzystuje się różne sposoby prowadzenia linii światłowodowych. Mogą być stosowane kable światłowodowe prowadzone w ziemi, układane w tubach lub kanałach kablowych (w kanalizacji teletechnicznej, kanalizacjach komunalnych, rurociągach kablowych, mikrokanalizacji) oraz kable wykorzystujące konstrukcję linii elektroenergetycznej. Ta druga forma jest bardzo praktyczna i często stosowana ze względu na wykorzystanie łącza przez urządzenia pracujące w stacjach na końcach tej linii elektroenergetycznej oraz brak dodatkowych uwarunkowań formalno prawnych wymaganych przy budowie łączы niezależnych (prowadzonych w „ziemi”).

Do budowy linii światłowodowych na liniach napowietrznych firma ENERGO-TEL zajmująca się ich tworzeniem w Polsce wykorzystuje takie technologie jak:

- **OPGW** – (*Optical Ground Wire*) – włókna światłowodowe umieszczone wewnątrz przewodu odgromowego linii energetycznej, w specjalnych szczelnych tubach (rurkach) wypełnionych żelem umieszcza się włókna

światłowodów, konstrukcje przewodów mogą zawierać nawet 120 włókien (omówione w rozdziale 3)

- ADSS – (*All Dielectric Self Supporting Cable*) – samonośne światłowodowe przewody całkowicie dielektryczne zawieszone pomiędzy słupami linii energetycznej, łącznie z liniami NN.
- ADL – (*All Dielectric Lashed Cable*) – dielektryczne przewody światłowodowe podczepiane do przewodu odgromowego linii energetycznej.
- MASS – (*Metalic Areal Self Supporting Cable*) – zastosowanie rozwiązania ADSS w technologii OPGW.
- SKY WRAP – światłowodowy przewód dielektryczny owijany wokół przewodu odgromowego roboczego linii energetycznej.
- OPPC – (*Optical Phase Conductor*) – włókna światłowodowe skojarzone z przewodem fazowym linii energetycznej.

### 4.3 Łączy wysokiej częstotliwości – ETN

Jednym ze sposobów transmisji danych są łączy wielkiej częstotliwości (w.cz), częściej występujące obecnie pod nazwą Elektroenergetycznej Telefonii Nośnej (ETN). Wykorzystują one jako kanały transmisji przewody napowietrznych linii elektroenergetycznych. Przesyła się nimi zarówno dane, sygnały z EAZ jak również są wykorzystywane do transmisji głosowej. Przesył sygnału w sieci ETN realizuje się poprzez modulację sygnału, dzięki czemu pasmo modulacji nośnej jest znacznie oddalone od częstotliwości sieci. Stosowane pasmo sygnału mieści się w przedziale 30 – 500 (niekiedy 1000) kHz i jest podzielone na kanały, co umożliwia transmisję wielokanałową. Mimo rozwoju łączy światłowodowych ETN pozostaje nadal chętnie wykorzystywanym sposobem transmisji danych. Wynika to z faktu wykorzystania jako tor transmisyjny przewodu linii napowietrznej, gwarantuje to dużą niezawodność i odporność na uszkodzenia. Układ ETN działa w sieciach 110 kV w konfiguracji jedнопrzewodowej, a w liniach 220 i 400 kV stosuje się łączy dwuprzewodowe, wykorzystujące dwa przewody fazowe linii napowietrznej lub łączy trójprzewodowe. Ilość wykorzystywanych przewodów zależy od ilości relacji realizowanych na danej linii. W skład łączy wchodzi takie elementy jak:

- filtr zaporowy, eliminujący przesył sygnału w niepożądanym kierunku,
- filtr rezonansowy szeregowy, sprzęga część niskonapięciową łączy ETN z przewodem linii elektroenergetycznej, blokujący jednocześnie częstotliwość sieciową,

- filtr rezonansowy równoległy, eliminujący sygnał o częstotliwości sieciowej z obwodów urządzeń nadawczo-odbiorczych,
- urządzenia nadawczo-odbiorcze (cyfrowy terminal transmisyjny).

W przeszłości systemy analogowe ETN charakteryzowały się niewielkimi możliwościami transmisji danych, przy wykorzystaniu transmisji wielokanałowej maksymalne przepływność wynosiła 1200 b/s. Zdecydowana poprawa nastąpiła po wprowadzeniu systemów cyfrowych. Pozwalają one na efektywne zarządzanie dostępnym pasmem oraz na wprowadzenie dodatkowych usług, między innymi zdalny nadzór nad pracą systemu. Mogą one dostarczać kanały cyfrowe o przepływności do 64 kb/s przy wykorzystaniu różnych interfejsów komunikacyjnych i urządzeń peryferyjnych. Dodatkowym elementem w układzie może być multiplexer pozwalający na integrację kanałów służących do rozmów i transmisji danych w tym również transmisji IP. System ETN może również być włączony poprzez krotnice do sieci transmisyjnej PDH lub SDH.

Cyfrowe systemy ETN pozwalają na elastyczny wybór pasma częstotliwości nośnej. Pozwala to na optymalne prowadzenie przydziału częstotliwości, a zarazem gwarantuje duże prędkości transmisji danych niezbędne dla nowych aplikacji. W nowych systemach rozszerzono zakres częstotliwości nośnych z oferowanych wcześniej 500 do 1000 kHz, co podwoiło ilość dostępnych kanałów, ale równocześnie dało możliwość wyboru pasma większego niż konwencjonalne 4 lub 8 kHz. Dzięki temu możliwe stało się osiągnięcie prędkości transmisji 256 kbit/s. Tak wysoka prędkość transmisji może być wykorzystana przez jedną aplikację lub może być dzielona pomiędzy kilka zintegrowanych, konfigurowalnych portów podlegających zwielokrotnieniu w multiplexerze. Proces ten może podlegać automatycznej rekonfiguracji w zależności od priorytetów poszczególnych aplikacji.

Współczesne terminale cyfrowe ETN są urządzeniami wielofunkcyjnymi, mogą realizować następujące zadania [2]:

- przezroczysta transmisja sygnałów akustycznych takich jak fonie i kanały nadrozmówne;
- przezroczysta i/lub w trybie UART transmisja danych asynchronicznych o prędkości do 9,6 kbit/s;
- zwielokrotnienie adaptacyjne kanałów danych;
- synchroniczna transmisja danych o prędkości od 9,6 do 256 kbit/s;
- współdzielenie portów i kanału;

- transmisja pakietów Ethernet/IP pomiędzy sieciami LAN oraz dla systemów SCADA opartych na protokole IEC60870-5-104;
- do 8 niezależnych i jednoczesnych komend telezabezpieczeń;
- połączenie z zewnętrznymi routerami, przełącznikami bądź multiplekserami w celu integracji sieci,
- łączenia usług lub zarządzania poprzez standardowe interfejsy.

Jednym z najważniejszych zadań elektroenergetycznej telefonii nośnej jest transmisja rozkazów zabezpieczeń. Systemy ETN mogą pracować jako łącza podstawowe, jak również w roli toru rezerwowego w stosunku do systemów szerokopasmowych. Warto przypomnieć, że mimo gorszych parametrów transmisji od innych systemów, ETN charakteryzuje się wysokim poziomem bezpieczeństwa, gdyż torem transmisyjnym jest linia elektroenergetyczna. Na potrzeby zabezpieczeń można jednocześnie przysyłać od kilku do kilkunastu rozkazów. Transmisja rozkazów odbywa się w kanale fonii lub danych i nie wymaga dodatkowego pasma. W celu zrealizowania tej transmisji mogą być wstrzymywane pozostałe usługi, przy zagwarantowaniu dużej szybkości.

Sieć ETN może być również wykorzystywana do transmisji danych, w zależności od zainstalowanych modemów transmisja może być realizowana jako wąskopasmowa lub szerokopasmowa. Do transmisji wąskopasmowej może być wykorzystany tryb przezroczysty (prędkość do 1200 bit/s, szerokość pasma 240 Hz) lub UART (prędkość do 9600 bit/s, szerokość pasma 3360 Hz). W obu przypadkach częstotliwości środkowe mogą zmieniać się krokowo. Transmisja szerokopasmowa zapewnia przesył danych z szybkościami od 9,6 kbit/s do 256 kbit/s. Transmisja szerokopasmowa dzięki zastosowaniu multiplekserów może być wykorzystana do realizacji kilku kanałów synchronicznych lub asynchronicznych bądź przez jedną usługę, np. połączenie sieci LAN. Pozwala również na współpracę z zewnętrznymi urządzeniami sieciowymi takimi jak multiplekser, przełącznik lub router, które mogą realizować dodatkowe funkcje. Transmisja danych może być przerywana na krótki czas w przypadku pojawienia się rozkazów zabezpieczeniowych.

#### **4.4 Protokoły komunikacyjne**

Konieczność współpracy pomiędzy urządzeniami różnych producentów doprowadziła do opracowania protokołów komunikacyjnych o charakterze uniwersalnym. Rozwiązania te bazowały na sprawdzonych cechach wcześniej opracowanych protokołów, z uwzględnieniem nowych sposobów komunikacji w warstwach niższych. Do opisu działania większości z nich wykorzystuje się model komunikacyj-



ny EPA (*Enhanced Performance Architecture*), jak również OSI lub szczegółowe modele opracowane przez komitet IEEE.

Protokoły te pozwalają na przesyłanie danych pomiarowych, w tym również pomiarów z liczników impulsowych, danych binarnych, sterowań, informacji o zdarzeniach w SEE, a także wewnętrznych zdarzeń z urządzeń telemechaniki. Do takich protokołów należą, opracowany przez firmę Haris protokół DNP 3.0 [2], rodzina protokołów IEC 60870-5 czy mniej popularny w polskiej elektroenergetyce LON. Rozwiązania te bazowały początkowo na standardowych sposobach komunikacji z wykorzystaniem łącz RS-owych i światłowodowych.

Początkowo pojawienie się tych protokołów nie wносиło dużych zmian w strukturze telemechaniki poza jedną bardzo istotną właściwością. Dawало użytkownikowi końcowemu możliwość zamówienia, skonfigurowania i eksploataowania urządzeń pochodzących od różnych producentów, współpracujących i komunikujących się ze sobą za pomocą jednego protokołu. Ograniczyło to nakład pracy niezbędny do uruchomienia systemu nadzoru.

#### 4.4.1 IEC 60870-5

Standard IEC 60870 jest opracowaniem opisującym metody tworzenia i przekazywania danych w systemach przemysłowych, składa się z sześciu części oraz kilku dokumentów towarzyszących [17]. Najważniejsza z punktu widzenia transmisji danych w systemach nadzoru jest część piąta, opisująca protokoły komunikacyjne. Na dokument IEC 60870-5 składa się 5 części opisujących charakterystyczne elementy systemu komunikacyjnego oraz standardy towarzyszące, które opisują szczegółowe rozwiązania dla wybranych, nowych sposobów komunikacji oraz komunikacji z urządzeniami EAZ. Standard wprowadza kompletny opis działania urządzeń i systemów telekontroli. Pierwsze dokumenty opisują połączenie wykorzystujące stosunkowo wolne łącze szeregowe, jednak wydany w 2000 roku standard IEC 60870-5-104 rozszerza transmisję o możliwość użycia protokołu TCP/IP. Standard wspiera komunikację w sieciach o następujących konfiguracjach:

- punkt-punkt,
- topologia gwiazdy,
- sieć hierarchiczna,
- pierścień.

Ze względu na różne topologie oraz różne rodzaje łącz stosowane w praktyce standard opisuje dwa rodzaje komunikacji:

1. Niezrównoważoną - gdzie więcej niż jedno urządzenie korzysta z tego samego kanału. Komunikacja jest regulowana przez pewien węzeł nadrzędny określany jako *master*, steruje on inicjalizacją połączeń z pozostałymi węzłami *slave*.
2. Zrównoważoną - gdy topologia sieci zapewnia oddzielne połączenie dla każdego urządzenia (np. gwiazda) i nie istnieje niebezpieczeństwo wystąpienia kolizji. Każdy element sieci może inicjalizować komunikację.

Tabela 4.2 Położenie elementów protokołu IEC 60870-5

IEC 60870-5-5	Proces użytkownika
IEC 60870-5-4	Warstwa Aplikacji
IEC 60870-5-3	
IEC 60870-5-2	Warstwa Łączy Danych
IEC 60870-5-1	
IEC 60870-6	Warstwa Fizyczna

Standardy podstawowe opisują następujące funkcje i procesy realizowane w trakcie przesyłania danych [17, 20]:

1. IEC 60870-5-1 (Transmission Frame Formats) – Sekcja ta definiuje cztery rodzaje ramek: FT1.1, FT1.2, FT2, oraz FT3, wykorzystywanych w procesie komunikacji. Różnią się one poziomem zabezpieczenia przed błędów. Ramki mogą być stałej lub zmiennej długości. Dokument ten definiuje również dwa pojedyncze znaki kontrolne w celu usprawnienia kontroli przepływu danych, np. pojedyncze potwierdzenie.
2. IEC 60870-5-2 (*Link Transmission Procedures*) – Część ta definiuje wewnętrzny proces obsługi ramek, używając zestaw reguł wykorzystywanych w różnych rodzajach sieci. Reguły te to:
  - a. wskaźniki kontrolne (*service primitives*) - są to wskaźniki wymieniane wewnętrznie pomiędzy warstwą łącza danych i funkcjami wyższych warstw w celu kontroli przepływu danych pomiędzy nimi,
  - b. procedury transmisji (*transmission procedures*) - definiują procesy zachodzące w łączu fizycznym. Zdefiniowane są tam pojęcia komunikacji zrównoważonej i niezrównoważonej (*balanced* i *unbalanced*)

transmission), oraz zasady kontroli przepływu danych dla obydwu przypadków.

3. IEC 60870-5-3 (*General Structure of Application Data*) – Opisuje sposób prezentacji i przenoszenia danych użytkownika do niższych warstw w celu transmisji. Wprowadzono dwa modele struktury danych dla warstwy aplikacji. Dokument zawiera definicję sposobu przedstawiania elementów aplikacji użytkownika, w tym celu opisano moduł APDU (*Application Protocol Data Unit*) będący fragmentem (częścią informacji) przenoszonych danych. Opisano zasady kiedy i jakie pole kontrolne powinno towarzyszyć danej informacji. Część trzecia zawiera również generalne wskazówki odnośnie organizacji i przetwarzania informacji w aplikacji użytkownika.
4. IEC 60870-5-4 (*Definition and Coding of Application Information Elements*) – Czwarta część standardu definiuje sposób budowania wiadomości poprzez zdefiniowany zestaw elementów. Podstawowe elementy to takie jak znaki typu *signed integer*, *unsigned integer*, *floating point number*, znaki bitowe, lub znaki czasu. Intencją tej sekcji jest opisanie elementów składowych, z których warstwa aplikacji może zbudować wszystkie wymieniane wiadomości. Zapewnia to segmenty do budowy różnego rodzaju informacji.
5. IEC 60870-5-5 (*Basic Application Functions*) – Dokument ten opisuje funkcje protokołu komunikacyjnego znajdujące się powyżej warstwy aplikacji modelu OSI. Można powiedzieć, że opisuje wskazuje praktyczne możliwości zastosowania protokołu. Część 5 opisuje takie elementy jak *'application functions'* i *'system primitives'*, które są wymieniane pomiędzy warstwą aplikacji, a jej użytkownikiem. Opisane są również funkcje jakie powinna spełniać i zawierać aplikacja. Rozdział przedstawia podstawowe funkcje najwyższego poziomu, które powinny obsługiwać zadania telekontroli. Są to inicjalizacja stacji, metody pozyskiwania informacji ze stacji, transmisja rozkazów, synchronizacja czasu czy przesyłanie plików.

Ponieważ opisane powyżej elementy charakteryzują ogólny model komunikacji pojawiła się również konieczność ich doprecyzowania dla komunikacji w systemach SCADA wykorzystywanych w elektroenergetyce oraz uwzględnienia wymagań takich urządzeń jak automatyka zabezpieczeniowa. Pojawiły się również możliwości wykorzystania nowych rozwiązań informatycznych w transporcie danych. Opracowano więc dokumenty dodatkowe, należą do nich:

1. IEC 60970-5-101 – jest pierwszym protokołem przeznaczonym dla zastosowań charakterystycznych w systemach SCADA. Definiuje on wszystkie

niezbędne funkcje dla warstwy aplikacji, oraz rodzaj i kształt danych zapewniające funkcje telekontroli w sieciach pracujących na połączeniach rozległych. wykorzystuje jako kanał transmisyjny wąskopasmowe, szeregowo łącze binarne. Standard definiuje zasady komunikacji z urządzeniem RTU (stacja odległa), opisując rodzaje danych, oraz funkcje wymagane do pracy w systemie oraz na stacjach elektroenergetycznych.

2. IEC 60870-5-102, oraz IEC 60870-5-103 – standardy te zostały zaprojektowane w celu opisanie komunikacji z urządzeniami zabezpieczeniowymi w systemie elektroenergetycznym, oraz zdalnymi urządzeniami pomiarowymi. Standard skupia się głównie na zabezpieczeniach różnicowych linii i transformatorów oraz zabezpieczeniach odległościowych, czyli tam gdzie przekaźniki muszą komunikować się na znaczne odległości.
3. IEC 60870-5-104 – jest to szczególnie istotny dokument rozszerzający zastosowanie tego standardu do komunikacji wykorzystującej sieci komputerowe. Definiuje on wykorzystanie protokołu IEC 60870 poprzez sieci protokołu TCP/IP. Standard ten wykorzystuje elementy dokumentu IEC 60870-5-101. Definiuje on nową warstwę odpowiedzialną za przesył informacji poprzez sieć zamiast pojedynczego łącza. Warstwa aplikacji i wyższe funkcje pozostają niezmienione.

Tabela 4.3 Położenie elementów protokołu IEC 60870-5-104

Warstwa	Źródło	Wybór
Proces użytkownika	IEC 60870-5-101	Funkcja aplikacji
Aplikacji	IEC 60870-5-101	Element aplikacji i ASDU
Transportu	Pakiety TCP/IP	
Sieci		
Łącza danych	Technologia LAN lub WAN	
Fizyczna		

#### 4.4.2 DNP 3.0

Protokół DNP 3.0 (*Distributed Network Protocol*) opisuje komunikację pomiędzy urządzeniami znajdującymi się w znacznej odległości od siebie, komunikacja taka może obejmować np. centrum zarządzania oraz odległe urządzenie określane jako RTU (*Remote Terminal Unit*). Urządzenia te wykorzystują komunikację *master – slave*, gdzie urządzenie *master* steruje przebiegiem komunikacji. Protokół

został zoptymalizowany do wymiany różnych danych pomiędzy urządzeniami [1], [19]. Pod pojęciem danych należy rozumieć rozkazy zabezpieczeniowe, sygnały binarne, dane z liczników, pliki tekstowe i binarne oraz dane będące wynikiem zapytań SQL. Rodzaj przesyłanych danych zależy od pełnionej funkcji w procesie komunikacji, dane te są następujące:

1. Stacja *slave*:
  - a. dane binarne,
  - b. pomiary wielkości analogowych,
  - c. dane liczników energii,
  - d. dane konfiguracyjne.
2. Stacja *master*:
  - a. polecenia sterownicze,
  - b. regulacja analogowa.

Poszczególne rodzaje danych stanowią element ramki komunikacyjnej i umieszczane są w odpowiadających im blokach danych. W procesie komunikacji realizowane są połączenia typu punkt – punkt oraz jeden do wielu.

Do opisu działania protokołu DNP 3.0 wykorzystuje się trójwarstwowy model komunikacji EPA. Model protokołu zawiera opis warstwy fizycznej, warstwy łącza danych oraz aplikacji [4].

Warstwa fizyczna (*Physical Layer*) definiuje asynchroniczną komunikację szeregową wykorzystującą łącza RS 232, RS 485, światłowodowe czy połączenia telekomunikacyjne na łączach dzierżawionych (V.24). Warstwa ta realizuje następujące zadania podstawowe: odbieranie, wysyłanie, nawiązywanie i kończenie połączenia oraz przekazywanie informacji o statusie kanału.

W nowszych rozwiązaniach opracowano również możliwość pracy protokołu w sieciach zorientowanych pakietowo takich jak TCP/IP, gdzie siecią komunikacyjną jest sieć Ethernet.

Warstwa łącza danych (*Link Layer*) organizuje komunikację dla usług połączeniowych i bezpołączeniowych synchronicznych i asynchronicznych. Do funkcji warstwy łącza danych należą:

- tworzenie i retransmitowanie komunikatów warstwy,

- synchronizacja i obsługa bitu kontroli przepływu FCB (*Flow Control Bit*) w oknie kontrolnym ramki,
- ustawianie i usuwanie bitu sterowania (sygnalizacji) dostępnością bufora danych,
- automatyczne zestawianie i likwidacja połączeń w środowisku łączności modemowej,
- umieszczanie danych wewnątrz uformowanych ramek, a następnie transmisja ich do warstwy fizycznej,
- rozpakowywanie ramek odebranych z warstwy fizycznej do danych użytkownika,
- sterowanie pracą warstwy fizycznej,
- wykrywanie i zapobieganie kolizjom w warstwie fizycznej
- odpowiadanie na wybrane ważne ramki odbierane z warstwy fizycznej.

Warstwa ta odpowiada również za:

- wymianę segmentów danych SDU (*service data units*) pomiędzy warstwami łącza danych urządzeń,
- powiadamianie o błędach,
- organizowanie sekwencji danych SDU,
- poprawne dostarczanie SDU.

Kolejną warstwą, choć raczej lepszym określeniem byłoby słowo podwarstwa jest warstwa pseudo-transportowa (*transport pseudo-layer*). Jest ona zdefiniowana w ramach warstwy łącza danych. Wspiera rozszerzone funkcje RTU i informuje o przekroczeniach maksymalnej długości ramki, adaptowano w niej łączenie i dzielenie danych. Do pełnionych funkcji można zaliczyć:

- fragmentację danych użytkownika do jednej lub wielu ramek i transmisja ich do warstwy łącza danych,
- łączenie ramek danych odebranych z warstwy łącza danych i przekazywanie ich do użytkownika,
- sterowanie pracą warstwy łącza danych przy wymianie informacji.

Warstwa ta odpowiada również za:

- wymianę segmentów danych SDU (*service data units*) pomiędzy warstwami pseudo-transportowymi urządzeń,
- powiadamianie o błędach,
- organizowanie sekwencji danych SDU.

Następną warstwą jest warstwa aplikacji (*Application Layer*) opisująca operacje realizowane na danych urządzenia. Te operacje mogą zawierać aktualne wartości odczytane przez uruchomione funkcje, wprowadzać nowe wartości dla wybranych obiektów lub ich atrybutów, uruchamiać lub dezaktywować działanie funkcji, czytać i przenosić aktualne wartości pomiarowe. Do opisu tych danych DNP używa terminu punkt, identyfikującego jednostkę danych opisującą zdarzenie, wielkość analogową czy binarną. Oprócz kategoryzacji danych każdy punkt posiada adres oraz zdefiniowany format danych. Wszystkie obiekty danych są przypisane do czterech klas. Klasa 0 zawiera dane statyczne, klasa 1 opisuje dane zmienne generowane przez zdarzenia, klasa 2 zawiera dane zapamiętane oraz klasa 3 opisująca dane zapamiętane będące wynikiem operacji generowanych przez zdarzenia.

## 4.5 Standard IEC 61850

Współczesne systemy nadzoru oraz urządzenia EAZ mają możliwość komunikowania się między sobą wykorzystując różne łącza transmisyjne oraz protokoły komunikacji [44]. Pozwalają również na konwertowanie danych pomiędzy systemami stosującymi odmienne standardy. Wydaje się jednak, że rozwiązaniem docelowym będzie zastosowanie standardu IEC 61850, który pozwala na opisanie działania i współpracy urządzeń pracujących zarówno w sieciach najwyższych napięć, w sieciach rozdzielczych średniego napięcia, jak również w sieciach niskiego napięcia. Standard ten dopiero pojawia się w polskim systemie elektroenergetycznym w obiektach najwyższych napięć, ale należy przypuszczać, że wraz ze spadkiem cen urządzeń oraz coraz większą ich liczbą oferowaną przez różnych producentów stopniowo będzie wkraczał również do sieci niższych napięć. Główną ideą standardu jest stworzenie spójnego systemu automatyki stacji (SAS - *Substation Automation Systems*) opartego na urządzeniach inteligentnych komunikujących się między sobą.

Standard IEC 61850 (w Polsce występujący pod nazwą PN-EN 61850) składa się z kilkunastu dokumentów opisujących zakres jego działania [33]. Dokumenty te pogrupowane są następująco:

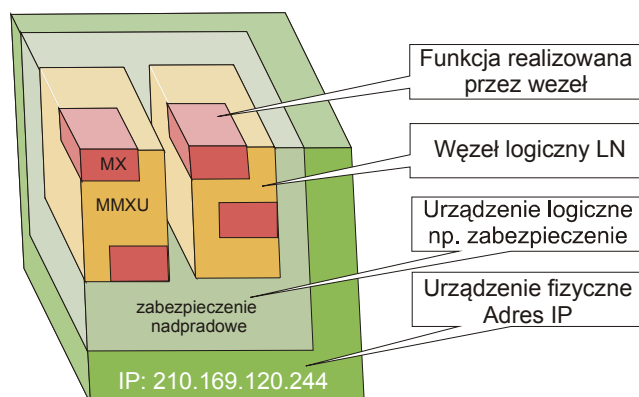
1. Wstęp, streszczenie.

2. Słownik.
3. Wymagania ogólne.
4. Zarządzanie systemem i projektem.
5. Wymagania komunikacyjne dla funkcji i modeli urządzeń.
6. Język opisu konfiguracji komunikacji pomiędzy urządzeniami IED w stacjach elektroenergetycznych.
7. Podstawowa struktura komunikacyjna dla urządzeń stacji i pola
  - IEC 61850 – 7 – 1: Zasady i modele,
  - IEC 61850 – 7 – 2: Abstrakcyjny interfejs usług komunikacyjnych (ACSI),
  - IEC 61850 – 7 – 3: Wspólne klasy danych (CDC – Common Data Classes),
  - IEC 61850 – 7 – 4: Kompatybilne klasy węzłów logicznych i danych.
8. Odzworowanie usług komunikacyjnych do MMS oraz IEC 8802-3.
9. 9 – 1: Przesył wartości próbkowanych przez szeregowo jednokierunkowe połączenie punkt-punkt.
10. 9 – 2: Przesył wartości próbkowanych zgodnie IEC 8802-3.
11. Test zgodności.

#### **4.5.1 Idea standardu**

Standard wprowadza nowy sposób opisu i modelowania elementów systemu elektroenergetycznego. Tradycyjne urządzenia EAZ oraz telemechaniki zostały „zastąpione” funkcjami realizującymi ich zadania, wykorzystującymi urządzenia inteligentne IED (*Intelligent Electronic Device*). Sposób ich funkcjonowania (funkcja realizowana np. zabezpieczenie odległościowe) opisana jest poprzez komunikujące się ze sobą elementy określane jako węzły logiczne LN (*Logical Nodes*). LN jest abstrakcyjnym modelem zadania lub funkcji, a rodzaje węzłów logicznych opisane są poprzez przypisane im dane opisujące właściwości funkcjonalne (funkcje wewnętrzne) i ich atrybuty (rys. 4.3).





Rys. 4.3 . Model urządzenia IED z wyróżnionymi węzłami logicznymi LN

Jednak nie oznacza to braku urządzeń fizycznych, współdziałające węzły logiczne mogą znajdować się w jednym lub kilku urządzeniach.

Standard dzieli LN na kategorie takie jak np. zabezpieczenia czy pomiary, w których precyzyjnie określa wszystkie dostępne węzły. Poszczególne LN mogą funkcjonować na trzech poziomach opisanych jako: stacja (*station*), pole (*bay*), proces (*process*), przy czym niektóre z LN mogą być umieszczane dość swobodnie.

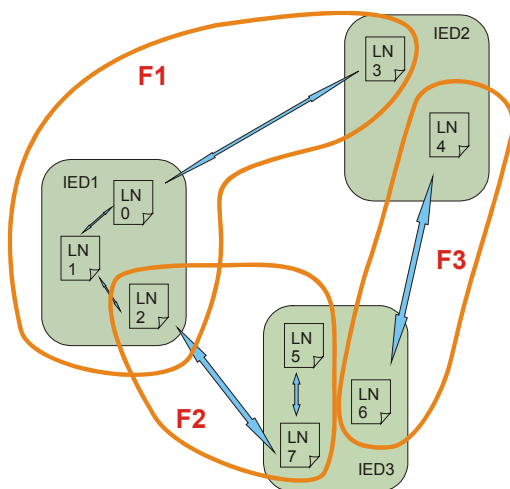
Choć w zależności od konfiguracji część LN może występować na różnych poziomach, to standard bardzo precyzyjnie określa logiczne interfejsy wymiany danych pomiędzy poszczególnymi funkcjami SAS oraz poziomami. Określonych zostało 10 interfejsów, są to:

- IF1 - zabezpieczenia – wymiana danych pomiędzy poziomem pola i stacji,
- IF2 - zabezpieczenia – wymiana danych pomiędzy poziomem pola i zdalnymi zabezpieczeniami,
- IF3 – wymiana danych wewnętrznych na poziomie pola,
- IF4 – wartości chwilowe prądu i napięcia wymieniane pomiędzy poziomem procesy i pola,
- IF5 – wymiana danych kontrolnych pomiędzy poziomem procesu i pola,
- IF6 – wymiana danych kontrolnych pomiędzy poziomem pola i stacji,
- IF7 – wymiana danych pomiędzy stacją, a zewnętrznym serwisem technicznym,
- IF8 – bezpośrednia wymiana danych pomiędzy polami,

- IF9 – wymiana danych na poziomie stacji,
- IF10 – wymiana danych kontrolnych pomiędzy stacją, a odległym centrum nadzoru.

Określenie położenia poszczególnych interfejsów oraz węzłów logicznych tak naprawdę nie istnieje w oderwaniu od fizycznych urządzeń zainstalowanych w obrębie stacji, jednak to część logiczna i komunikacyjna stanowi o możliwościach standardu.

Łącząc zadania realizowane poprzez poszczególne LN, komunikujące się ze sobą, uzyskujemy funkcję realizującą określone zadanie np. zabezpieczenie odległościowe (rys. 4.4).



Rys. 4.4 Wymiana informacji pomiędzy LN tworzącymi funkcje

Urządzenie IED staje się zbiorem węzłów logicznych, poprzez które opisane są jego właściwości. Do realizacji funkcji np. zabezpieczenia odległościowego niezbędne staje się określenie węzłów LN, które wymieniając informacje pomiędzy sobą, będą ją realizowały. Funkcja jest w tym standardzie pojęciem abstrakcyjnym i może być realizowana w ramach jednego fizycznego urządzenia IED lub przez kilka komunikujących się ze sobą urządzeń. Aby to było możliwe konieczne jest zachowanie precyzyjnie i restrykcyjnie określonych wymagań co do czasu przesyłania komunikatów pomiędzy poszczególnymi LN. Czas ten jest zależny od priorytetu danej funkcji i opisany jest przez PICOM (*Piece of Information for COMMunication*).

Aby precyzyjnie zdefiniować funkcję należy określić listę LN biorących udział w jej tworzeniu, opisać właściwości węzłów logicznych zawierających również informacje o sposobie wymiany komunikatów (PICOM) oraz określić atrybuty komunikacji (atrybuty PICOM).

Definicja funkcji zawiera w sobie szereg informacji, należą do nich:

1. Zadania realizowane przez funkcje.
2. Kryteria startowe rozpoczynające działanie funkcji.
3. Działanie
4. Rezultat lub wpływ działania funkcji.
5. Dekompozycja funkcji określająca jakie LN biorą udział w jej tworzeniu oraz jaka jest interakcja pomiędzy nimi.
6. Oddziaływanie z innymi funkcjami.

Również węzły logiczne są precyzyjnie opisane w standardzie, ich opis zawiera następujące informacje:

1. Dostępne w ramach LN ich funkcje podstawowe (wewnętrzne).
2. Krótką informację tekstową stanowiącą opis tych funkcji.
3. Nazwa krótka (skrót) będący identyfikatorem LN używany w standardzie.
4. Relacje pomiędzy funkcjami i węzłami logicznymi (przedstawione w formie tabel).
5. Wymiana informacji (PICOM) przedstawiona w formie tabelarycznej.

Standard precyzuje również sposób wymiany informacji poprzez opis PICOM, zawiera on:

1. Składnię komunikatu.
2. Połączenie logiczne punkt-punkt.
3. Wymagania co do czasu dostarczenia informacji.
4. Rodzaj danych.

Funkcje zdefiniowane w standardzie opisują wszystkie do tej pory zdefiniowane rodzaje pomiarów, zabezpieczeń czy automatyk oraz procesy serwisowe, diagnostyczne monitorujące pracę urządzeń i komunikacje pomiędzy nimi. Zdefiniowano sześć kategorii funkcji. Należą do nich:

1. Funkcje usługowe systemu
  - zarządzanie siecią,
  - synchronizacja czasu,
  - autotestowanie urządzeń fizycznych.
2. Funkcje konfiguracji i konserwacji systemu
  - identyfikacja węzłów,
  - zarządzanie oprogramowaniem,
  - zarządzanie konfiguracją,
  - aktywna kontrola LN,
  - ustawienia,
  - testowanie,
  - system zarządzania bezpieczeństwem.
3. Funkcje kontrolne i manipulacja danymi
  - zarządzanie dostępem,
  - sterowanie,
  - synchronizacja,
  - zmiana parametrów,
  - alarmy i zdarzenia,
  - odzyskiwanie danych w tym danych uszkodzonych.
4. Funkcje automatyki lokalnej i zabezpieczeń
  - funkcje zabezpieczeń,
  - zabezpieczenie odległościowe,
  - blokady w polu.
5. Funkcje wspierające automatykę rozproszoną
  - blokady w obrębie stacji,
  - kontrola zgodności wektorów napięć - synchrocheck.
6. Funkcje automatyki rozproszonej

- rezerwa wyłącznikowa,
- zabezpieczenia adaptacyjne,
- automatyka prewencyjna i restytucyjna,
- kontrola napięcia i mocy biernej,
- regulacja transformatora,
- sekwencje automatyki łączeniowej.

#### 4.5.2 Modelowanie automatyki stacji elektroenergetycznej

Modelowanie i konfiguracja struktury systemu sterowania oraz automatyki odbywa się w aplikacji wykorzystującej zdefiniowany w standardzie język SCL oparty na technologii XML. Pozwala to na opisanie wewnątrz jednej aplikacji nie tylko pojedynczego urządzenia IED, ale całego obiektu. Umożliwia to również przeniesienie danych pomiędzy aplikacjami oraz konfigurowania urządzeń pochodzących od różnych producentów jednym programem.

Teoretycznie konfigurując opis stacji mamy dużą swobodę przy wyborze aplikacji, w której będziemy to zadanie realizować - od prostych edytorów tekstowych do programów specjalistycznych dostarczanych przez producentów automatyki i urządzeń IDE. Aby były one przydatne muszą zachowywać zgodność ze standardem XML. Wymagana jest również obsługa zdefiniowanych specjalnie na potrzeby języka SCL schematów XML.

Proces konfiguracji może przebiegać następująco:

1. Na podstawie schematu rzeczywistego stacji i przewidzianych do realizacji automatyk oraz funkcji systemu kontroli powstaje plik SSD (*system specification description*), w którym realizowane jest wstępne przypisanie funkcjonalności. Proces ten można uznać za tworzenie projektu w którym wszystkie pomiary zabezpieczenia oraz funkcje sterujące i kontrolne odwzorowywane są za pomocą zdefiniowanych w standardzie węzłów LN oraz powiązań logicznych pomiędzy nimi.
2. Producenci dostarczają urządzenia IDE wraz z plikiem ICD (*IDE capability description*) opisującym jego zawartość w postaci urządzeń logicznych oraz węzłów LN, wstępnie skonfigurowanych szablonów zawierających np.:
  - zestawy danych,

- raporty,
  - usługi komunikacyjne.
3. Następny krok polega na połączeniu i uzupełnieniu informacji zawartych w dwóch pierwszych punktach (plikach) w wyniku czego powstaje plik SCD (*substation configuration description*) zawierający pełny i szczegółowy opis systemu stacji, konfiguracje urządzeń IDE, opis wymiany informacji i infrastruktury sieci komunikacyjnej.
  4. Na podstawie tego pliku następuje konfiguracja poszczególnych urządzeń IED, jako pliki konfiguracyjne CID poprzez ustawienie parametrów im przypisanych.

### 4.5.3 Model komunikacji

Oprócz definicji węzłów LN i logicznych interfejsów wymiany oraz ogólnych wymagań co do realizacji komunikacji pomiędzy nimi dane te muszą być precyzyjnie zdefiniowane. Standardy IEC 61850-7-3 oraz IEC 61850-7-4 są miejscem, w którym zdefiniowano struktury danych, model danych ma charakter hierarchiczny. Natomiast standard IEC 61850-7-2 opisuje proces komunikacji poprzez abstrakcyjny interfejs usług komunikacyjnych ACSI (*Abstract Communication Service Interface*). Dzięki temu reguły opisane w tej części standardu mogą być stosowane w różnych sieciach komunikacyjnych. Do podstawowych usług komunikacyjnych zdefiniowanych w modelu należą:

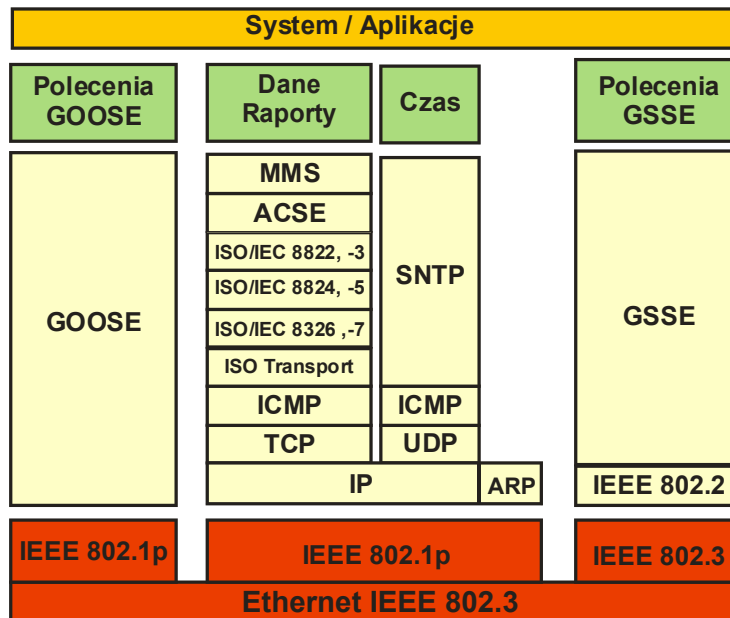
- zapis i odczyt danych z urządzeń IDE,
- przesyłanie raportów,
- przesyłanie rejestrów (*logs*),
- przesyłanie zdarzeń (komunikatów) krytycznych GSE (*Generic Substation Event*)– za pomocą komunikatów GOOSE (*Generic Object Oriented Station Event*) oraz GSSE (*Generic Station State Event*),
- przesyłanie wielkości pomiarowych w postaci sygnału próbkowanego.

Na szczególną uwagę zasługuje przesyłanie zdarzeń krytycznych obejmujące dwa rodzaje komunikatów:

- zdarzenie stacyjne GSSE, polegające na zmianie stanu wyrażonej np. parą bitów,

- zorientowane obiektowo zdarzenie stacyjne GOOSE, obejmujące wymianę różnych danych opisanych w standardzie jako DATA SET, zawiera on informacje o zmianie stanu urządzenia oraz o czasie jej wystąpienia.

W praktyce dąży się do stosowania jedynie komunikatów GOOSE, jako rozwiązania charakteryzującego się elastycznością i dużą szybkością działania.



Rys. 4.5 Model komunikacji uwzględniający rodzaj i sposób wymiany danych

W zależności od rodzaju przekazywanych danych oraz sposobu komunikowania się urządzeń wykorzystuje się różne modele komunikacji (rys. 4.5). Dla większości danych w obrębie stacji układ połączeń realizowany jest poprzez komunikację w sieciach lokalnych pracujących w trybie *full-duplex* przy szybkości co najmniej 100 Mb/s, wykorzystujących protokoły MMS oraz IP. Dla komunikatów GOOSE oraz próbkowanych danych pomiarowych pomija się te protokoły, a dane przesyłane są bezpośrednio w ramce Ethernet o ustalonym priorytecie. Gwarantuje to krótki czas transmisji danych.

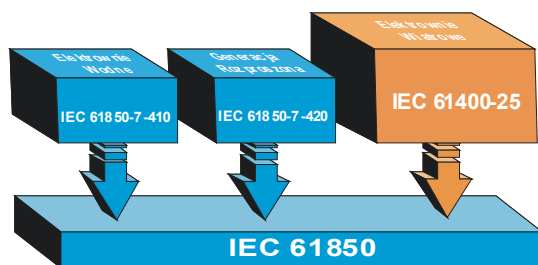
Standard IEC 61850 w sposób ewolucyjny pojawia się w systemie elektroenergetycznym. Zwiększa się liczba producentów posiadających w swej ofercie nie tylko pojedyncze urządzenia, ale całe systemy zgodne ze standardem. Jednocześnie obniża się cena urządzeń. Dodatkowym jego atutem jest możliwość współpracy ze starszymi standardami. W warunkach polskich standard został już wdrożony na

kilku stacjach systemowych i jest wymagany przez spółkę PSE-Operator SA przy realizacji kolejnych stacji. Można przyjąć, że w najbliższych latach będą pojawiały się projekty realizowane również w sieciach innych operatorów na niższym napięciu.

#### 4.5.4 Rozszerzenia standardu IEC 61850

Standard IEC 61850 nie definiuje i nie ogranicza wielkości obiektów elektroenergetycznych w jakich może być stosowany, jednak aby lepiej dostosować jego możliwości do wybranych zastosowań, pojawiają się standardy bazujące na nim, ale będące jego rozszerzeniem, przeznaczone dla wybranych systemów nadzoru i zabezpieczeń (rys. 4.6). Są to standardy opisane jako:

- IEC 61850-7-420 (IEC 62350) – opisuje system sterowania i kontroli nad rozproszonymi źródłami energii,
- IEC 61850-7-410 (IEC 62344) – opisuje system sterowania i kontroli dedykowany dla elektrowni wodnych,
- IEC 61400-25 - opisuje system sterowania i kontroli dedykowany dla elektrowni wiatrowych.



Rys. 4.6. Rozszerzenie działania IEC 61850 w zakresie sterowania i kontroli pracy źródeł energii

Standard IEC 61850-7-420 (*Communication systems for distributed energy resources (DER)*) [34] opracowany został w celu odwzorowania wymiany informacji pomiędzy urządzeniami pracującymi w sieciach średniego i niskiego napięcia. Pozwala on na realizację zadań związanych z monitorowaniem i zarządzaniem pracą niewielkich urządzeń. Szczególny nacisk położono w nim na źródła energii zaliczane do generacji rozproszonej DG [18]. Standard nie wprowadza nowych metod komunikacji, lecz w całości opiera się na IEC 61850. Definiuje nowe grupy węzłów logicznych dla takich obszarów jak:



- źródło energii i jednostka wytwórcza,
- pomiary,
- urządzenia sieci,
- automatyka zabezpieczeniowa.

Tabela 4.4. Wybrane przykłady węzłów logicznych LN standardu IEC 61850-7-420

Węzły logiczne LN dla IEC 61850-7-420	
DRCT	Sterownik instalacji DER (DER Plant Controller)
DRAT	Parametry generatora (DER Generator Ratings)
DCIP	Silnik tłokowy (Reciprocating Engine)
DFCL	Ogniwo paliwowe (Fuel Cell)

Standard opisuje szereg źródeł oraz zasobników energii o małej mocy. Wśród nich wymienić można źródła kogeneracyjne, ogniwa paliwowe, ogniwa fotowoltaiczne, silniki Diesla, turbiny wiatrowe, baterie, zasobniki nadprzewodnikowe, koła zamachowe itp. Charakterystyczne cechy tych urządzeń opisane są jako węzły logiczne LN.

Inną grupę węzłów stanowią LN dedykowane dla maszyn i urządzeń elektrycznych, opisują one takie elementy jak generator, transformator oraz przekształtniki energoelektroniczne.

Kolejna grupa to LN opisujące pomiary, ale są to pomiary wartości nieelektrycznych opisujące dane meteorologiczne, temperaturę, ciśnienie, ciepło, wibrację, emisję itd.

Pozostałe węzły logiczne dodane są do grup istniejących już w standardzie IEC 61850 opisujących pomiary, elementy sieci dystrybucyjnej, funkcje komunikacji i nadzoru czy zabezpieczenia, szczególnie generatorów i mikrogeneratorów.

Drugim standardem rozszerzającym zakres działania IEC 61850 jest ogłoszony w 2007 r. IEC 61850-7-410 [35]. Przeznaczony jest dla hydroelektrowni o dowolnej mocy i definiuje model obiektu poprzez węzły logiczne opisujące pracę takich elementów jak:

- hydroelektrownia wraz ze zbiornikiem wody – parametry dotyczące całej elektrowni,
- hydrologicznej części elektrowni,

- części mechanicznej turbiny,
- generator oraz zarządzanie wytwarzaniem mocy czynnej,
- obwód wzbudzenia oraz wytwarzanie mocy biernej.

Tabela 4.5. Wybrane przykłady węzłów logicznych LN standardu IEC 61850-7-410

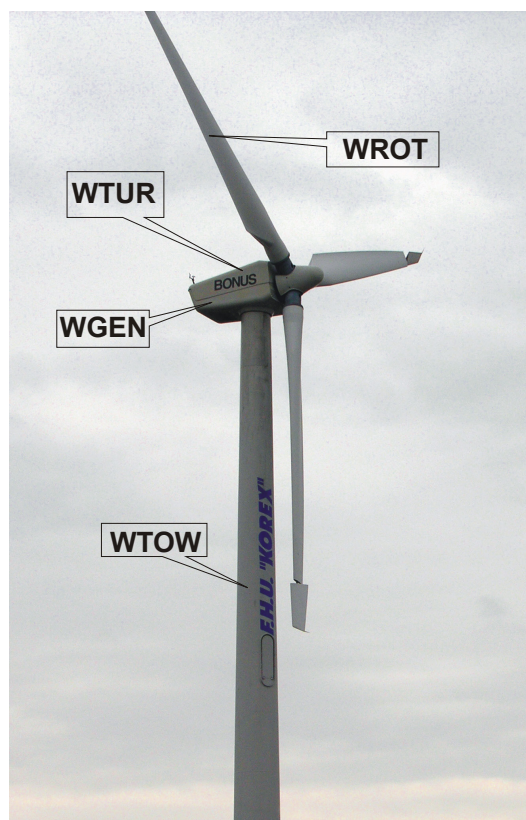
Węzły logiczne LN dla IEC 61850-7-410	
AFCO	Sterownik przepływu (Flow Controller)
ASPC	Sterownik prędkości (Speed Controller)
AMWR	Regulator mocy czynnej (Active Power Regulator)
AKVR	Automatyka napięcia i mocy biernej (Automatic Voltage / var regulator)
HGOV	System regulacji hydraulicznej (Hydraulic Governing System)
RVIB	System kontroli wibracji (Vibration Monitoring System)
WMET	Stacja meteorologiczna (Meteorological Station)
WHYD	Stacja hydrologiczna (Hydrological Station)

W standardzie opisano piętnaście grup, z których każda zawiera od kilku do kilkudziesięciu LN. Najliczniejsze są dwie grupy z których pierwsza grupuje ogólne informacje o elementach hydroelektrowni, a druga jest grupą definiującą czujniki pomiarowe, a poprzez nie mierzone wielkości nieelektryczne. Standard ten pozwala stworzyć kompletny SSiN dla dowolnej elektrowni, dostarczając niezbędnych, a zarazem szczegółowych informacji wszystkim służbom.

Kolejnym standardem jest IEC 61400-25 [32], opisujący poprzez węzły logiczne elementy elektrowni wiatrowej oraz jej systemu kontroli i zarządzania. Tym razem w opisie formalnym jest on *traktowany* jako odrębny standard, choć opiera się na rozwiązaniach i mechanizmach komunikacji standardu IEC 61850. IEC 61400 składa się z wielu dokumentów opisujących wymagania stawiane elektrownią wiatrową, a IEC 61400-25 jest częścią opisującą sposób modelowania, komunikacji i kontroli pracy elektrowni wiatrowej. Mechanizm modelowania opiera się na urządzeniach logicznych LD (*logical devices*) oraz węzłach logicznych LN (rys. 4.7). Pozwala on odwzorować wszystkie elementy turbiny, wieży, generatora,

a także szereg wielkości pomiarowych niezbędnych do sterowania i monitorowania pracy elektrowni wiatrowej. Zapewnia również wymianę danych pomiędzy poszczególnymi LN oraz dostęp do nich.

Standard gwarantuje dostęp do danych nie tylko przy wykorzystaniu mechanizmów protokołu MMS opisanych w IEC 61850, ale również takich protokołów jak: SOAP *web services*, OPC XML DA, IEC 60870-5-104, DNP3. Dlatego też nie powinien być traktowany tylko i wyłącznie jako rozszerzenie dla IEC 61850, ale jako kompletny standard.

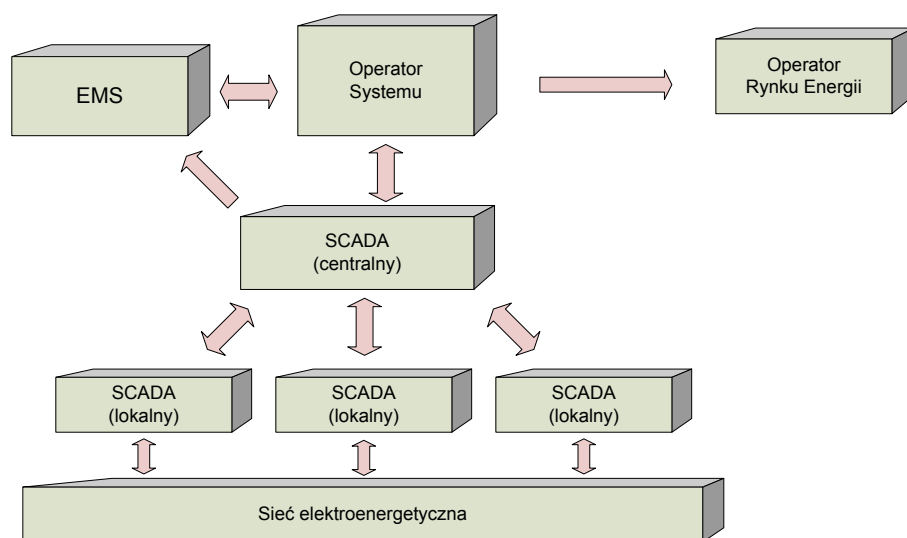


Rys. 4.7. Przykładowe węzły logiczne LN zdefiniowane dla elektrowni wiatrowych: WTUR – (*Wind turbine general information*) ogólne informacje o turbinie, WROT – (*Wind turbine rotor information*) informacje o wirniku, WGEN – (*Wind turbine generator information*) informacje o generatorze, WTOW – (*Wind turbine tower information*) informacje o wieży

## 5 Architektura systemów sterowania i nadzoru

System Sterowania i Nadzoru (SSiN) to zespół urządzeń i programów niezbędnych do pozyskiwania, przetwarzania i gromadzenia informacji opisujących rzeczywisty stan nadzorowanego obiektu (systemu) niezbędnych do nadzorowania i sterowania jego pracą.

W elektroenergetyce SSiN ma za zadanie dostarczanie szczegółowych informacji o pracy poszczególnych elementów SEE, takich jak linie, transformatory czy jednostki wytwórcze ale także informacje o parametrach systemu (prąd, napięcie, moc) oraz inne dane dodatkowe (np. temperatura, poziom wody w zbiornikach elektrowni) niezbędne do oceny pracy zarządzanego obszaru SEE oraz podejmowaniu decyzji o modyfikacji jego stanu. Realizacją tych funkcji zajmuje się SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*) dostarczając wszystkich podstawowych informacji o stanie SEE.



Rys. 5.1 Uproszczona architektura systemu sterowania i nadzoru

SSiN to nie tylko pozyskiwanie informacji ale również ich przetwarzanie i przechowywanie, dzięki temu możliwe jest także udostępnianie opartych na tych danych raportów, analiz i prognoz. W tym celu oprócz jego głównego elementu jakim jest system akwizycji SCADA wyposażony jest on w dodatkowe źródła danych takie jak bazy danych czy programy obliczeniowe, pozwalające na realizację tych zadań. Zadania te określane są mianem EMS (*Energy Management System*) i obejmują takie zagadnienia jak kontrolę generacji (AGC - *Automatic Generation*

*Control*), ekonomiczny rozdział obciążeń (ECD - *Economic Cost Dispatch*) czy zarządzanie bezpieczeństwem systemu (RM – *Reserve Monitoring*). Dane do analiz i obliczeń czerpane są bezpośrednio z systemu SCADA lub wprowadzane są przez operatora, wyniki wykorzystywane są przez operatora do optymalizacji pracy systemu elektroenergetycznego (rys. 5.1) . Dodatkowo uzyskane dane mogą być wykorzystane przez innych operatorów np. operatora rynku energii.

Początkowo system SCADA realizował bardzo ograniczone funkcje takie jak [24]:

- akwizycja danych analogowych i cyfrowych,
- funkcje związane z realizacją sterowań,
- generowanie raportów zdarzeń.

Stopniowo pojawiały się dodatkowe zadania co sprawiło, że możliwe stało się realizowanie:

- blokad logicznych,
- autodiagnostyki,
- sekwencji łączeniowych,
- rejestracji zdarzeń,
- komunikacji z jednostkami nadrzędnymi,
- synchronizacji czasu,
- funkcji obsługi i zdalnego nadzoru za pośrednictwem systemu łączności bezprzewodowej,
- realizacji funkcji dostępu do systemu z poziomu różnych platform.

Lista ta nie zamyka wszystkich możliwych zadań, gdyż jej zakres uzależniony jest od roli jaką pełni SCADA wykorzystywana przez SSiN w spółce energetycznej, może ona być rozszerzona o zadania zdefiniowane dodatkowo przez użytkowników systemów.

Zarządzanie systemem elektroenergetycznym wspomagane jest poprzez zawansowane technologicznie SSiN. W energetyce zawodowej jest to obecnie zupełnie naturalny element, bez którego trudno wyobrazić sobie nadzór i kontrolę nad poszczególnymi elementami składowymi sieci oraz dostęp do wybranych informacji o ich pracy. Ilość gromadzonych i przetwarzanych informacji zależy od roli poszczególnych obiektów w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE).

Można przyjąć, że najwięcej informacji posiadamy o sieciach najwyższych napięć, stacjach w nich pracujących oraz elektrowniach systemowych. Im niższe napięcie tym liczba obiektów jest większa, ale mniejsza ilość danych uzyskiwanych z poszczególnych obiektów.

Sposób pracy SSiN zależy również od uwarunkowań prawnych związanych z organizacją energetyki zawodowej, a także zastosowanych dotychczas rozwiązań technicznych. Można zauważyć, że na skutek przekształceń własnościowych, które dokonały się w ostatnich latach mamy do czynienia z sytuacją, w której na terenie jednego operatora działają różnorodne technologicznie SSiN wykorzystujące często kilka standardów komunikacyjnych współpracujących ze sobą oraz sprzęt i aplikacje dostarczone przez różnych producentów.

W takich warunkach organizacyjnych trudno niekiedy precyzyjnie określić jaki model SSiN jest obowiązujący. W następnych podrozdziałach przedstawione zostały charakterystyczne i trochę teoretyczne modele systemów. W praktyce często rozwiązania w nich zawarte nakładają się na siebie.

## **5.1 Elementy systemów SCADA**

### **5.1.1 Sterownik polowy**

Na poziomie pola wymagana jest akwizycji danych opisujących stan urządzeń tam zainstalowanych. Zadanie to realizowane jest przez sterownik polowy, a do zadań tego urządzenia należy:

- odwzorowanie aktualnego stanu łączników oraz innych elementów dwustanowych,
- odwzorowanie stanu poszczególnych rodzajów zabezpieczeń oraz automatyk,
- akwizycja podstawowych wielkości elektrycznych,
- generowanie sygnałów ostrzeżeń i alarmów,
- przekazywanie poleceń sterowniczych.



Rys. 5.2 Sterownik RTU 560C firmy ABB

Zainstalowane w polu rozdzielni SN oraz mniej istotnych rozdzielni WN sterowniki w dużej części stanowią połączenie układów telemechaniki z układami automatyki zabezpieczeniowej. W rzeczywistości jest to przekaźnik EAZ wyposażony w panel sterowniczo - informacyjny, wyposażony w moduł telemechaniki realizujący, akwizycję danych w polu, pomiary, realizujący blokady i sekwencje łączeniowe oraz sterowania. W przypadku rozbudowanych pól rozdzielni WN oraz NN w których ilość przekazywanych pomiędzy urządzeniami informacji jest duża taki układ byłby niewystarczający. Stosuje się więc sterowniki polowe pracujące jako samodzielne urządzenia lub grupa urządzeń RTU, wyposażone dodatkowo w pulpit sterowniczy wejścia i wyjścia analogowe i binarne oraz porty komunikacyjne pozwalające na komunikowanie się z urządzeniami EAZ i innymi urządzeniami automatyki.

Przykładowe funkcje sterownika pola można przedstawić na podstawie wymagań nowych standardów np. IEC 61850, a także dokumentów operatorów sieci [82, 80]. Należą do nich:

- akwizycja danych analogowych z przekładników prądowych i napięciowych oraz pomiarów analogowych z zewnętrznymi przetwornikami A/A,
- w przypadku zastosowania zewnętrznych przetworników A/C akwizycja pomiarów bezpośrednio z tych urządzeń,
- akwizycja sygnałów binarnych opisujących stan łączników oraz innych elementów pola,
- akwizycja danych z wyjść impulsowych liczników energii elektrycznej,
- komunikacja z układami IED zainstalowanymi w polu lub realizującymi dla niego zadania,

- dokonywanie obliczanie wartości dodatkowych, nie mierzonych bezpośrednio (moc czynna, bierna, współczynnik mocy itp.),
- możliwość testowania i parametryzacji sterownika pola, diagnostyki poszczególnych urządzeń, wyposażenia pola, a także połączeń pomiędzy urządzeniami oraz autotestowanie realizacji zaprogramowanych funkcji,
- lokalna wizualizacja sygnałów oraz pomiarów mierzonych i obliczanych,
- przypisywanie znacznika czasu sygnałom na poziomie sterownika pola z zachowaniem wymaganej rozdzielczości czasowej,
- realizacja sterowań łącznikami WN pola i sekwencji sterowania łącznikami WN w obrębie pola, realizacja sterowań wybranymi łącznikami obwodów wtórnych i pomocniczych pola, realizacja logicznych funkcji blokad,
- realizacja funkcji kontroli synchronizmu przy sterowaniu „załączenie wyłącznika pola” z układu SSiN i współpraca z układem kontroli synchronizmu,
- realizacja dodatkowych funkcji sterowania w przypadku zastosowania dodatkowych urządzeń nadzorowanych w polu,
- zarządzanie i akwizycja alarmów.



Rys. 5.3 Sterownik Ex-MST2\_L firmy Elkomtech S.A.



Ważną cechą sterownika jest to, że przy utracie komunikacji sterownik powinien pracować niezależnie, zachowując wszystkie dane do czasu przywrócenia komunikacji, a następnie zachowane dane udostępnić automatycznie dla systemu. Utrata zasilania przez sterownik nie może prowadzić do utraty ustawionych parametrów.

Budowa sterownika uzależniona jest od jego przeznaczenia, dla małych obiektów można spotkać konstrukcje zwarte, dla większych stosuje się budowę modułową umożliwiającą wymianę kart niekiedy bez konieczności wyłączenia sterownika. Sterownik może mieć również architekturę wieloprocesorową. W sterowniku nie montuje się elementów wirujących takich jak dyski czy wentylatory, gdyż zwiększają one ryzyko wystąpienia usterek. Sterownik wyposażony powinien być w system operacyjny będący systemem czasu rzeczywistego o gwarantowanym czasie odpowiedzi nie większym niż 100 ms.

### 5.1.2 Sterownik stacyjny

Sterownik stacyjny określany również jako komputer stacyjny jest urządzeniem telemechaniki instalowanym na poziomie stacji służącym do zbierania, przetwarzania i przekazywania na odległość informacji o stanie obiektu oraz poleceń sterowniczych pomiędzy centrum nadzoru a innymi urządzeniami technicznymi. W dużych systemach niekiedy rozdziela się funkcję sterownika stacyjnego oraz komputera stacyjnego.

Tak jak sterowniki polowe sterownik stacyjny może realizować pomiary analogowe i cyfrowe, akwizycje danych binarnych, sterowanie i inne czynności typowe dla sterowników. Oprócz tego spełniają one również rolę koncentratorów sygnałów z urządzeń inteligentnych (IED), urządzeń licznikowych oraz pełnią funkcję konwerterów protokołów dla urządzeń EAZ i sterowników polowych. Z drugiej strony muszą one współpracować z systemami nadzoru różnych szczebli w różnych protokołach łączności.

Sterowniki stacyjne pełnią więc funkcję translatorów sygnałów i protokołów komunikacyjnych przetwarzając informacje z obiektu i terminali polowych. Jako pojedyncze rozwiązanie sprzętowe sterownik stacyjny łączy telemechanikę i automatykę EAZ z poszczególnych pól w kompletny obiektowy system sterowania i nadzoru współpracujący z systemem dyspozytorskim używając jednego protokołu komunikacyjnego. Tworzy zestawienia w postaci dzienników, raportów. Wykorzystywany jest również do zarządzania uprawnieniami użytkowników.



Rys. 5.4 Sterownik Ex-MST2\_E firmy Elkomtech S.A.

Dodatkowym wymaganiem dla współczesnych sterowników stacyjnych jest umiejętność komunikacji za pomocą różnorodnych środków transmisji. Dzięki temu możliwa jest komunikacja za pomocą sieci LAN, łączy szeregowych oraz łączy radiowych w kanale otwartym, sieć trunkingowej lub systemie GSM/GPRS. Ważna jest również łączność GPS wykorzystywana do uzyskania informacji o rzeczywistym czasie uniwersalnym, co pozwala na wymuszenie synchronizacji czasu między urządzeniami, a systemem sterowania i nadzoru z rozdzielczością 1 ms, dając zarazem możliwość realizacji blokad i programowalnych sekwencji operacji łączeniowych.

Dla dużych obiektów typowym rozwiązaniem jest praca w układzie redundantnym, w przypadku zerwania łączności sterowniki stacyjne posiadają możliwość pracy autonomicznej rejestrując wszystkie pomiary i zdarzenia.

Komputer stacyjny prowadzi akwizycję i przetwarzanie danych oraz pośredniczy w realizacji funkcji sterowania, przy czym wymaga się, aby:

- wymienione funkcje realizowane były w czasie rzeczywistym,
- rozdzielczość czasowa dla operacji i danych łączeniowych oraz danych zakłóceń wynosiła 1 ms,

- odświeżanie pomiarów wielkości analogowych odbywało się w odstępach 1 s,
- wszystkie sygnały powinny być opatrzone znacznikiem czasowym - znaczniki powinny być nadawane przez urządzenia automatyki/pomiarów w polach stacji.

Dodatkowo sterownik stacyjny może zostać wyposażony w panel sterowniczy. Pełni on rolę interfejsu sterowniczego pozwalającego na wykonanie sterowań oraz prezentację niektórych danych zebranych w obrębie stacji za pośrednictwem sterownika stacyjnego. Może również komunikować się z dedykowanym układem HMI oraz serwerem WEB.

### 5.1.3 Sterownik (komputer) komunikacyjny

Sterowniki komunikacyjne lub koncentratory dla zabezpieczeń to urządzenia które występują w systemie jeżeli zachodzi potrzeba przyłączenia do nich urządzeń wykorzystujących niekompatybilne standardy komunikacyjne. Możliwe jest również wstępne przetwarzanie danych przez takie urządzenie jak koncentrator zabezpieczeń. Funkcje tych urządzeń mogą pełnić również sterowniki pola lub stacji, dlatego nie zawsze są one wyodrębniane jako osobne urządzenie. W nowych obiektach sterowniki te muszą spełnić szereg wymagań [80]. Należą do nich:

- obsługa kanałów asynchronicznej komunikacji szeregowej,
- obsługa sieci LAN,
- obsługa komunikacji bezprzewodowej,
- możliwość zastosowanie różnych protokołów komunikacyjnych ze wskazaniem protokołu preferowanego dla danego systemu,
- realizacja z wykorzystaniem tych protokołów i łączy procesów akwizycji danych oraz sterowań,
- komunikacja z pozostałymi elementami SSiN,
- synchronizacja z czasem rzeczywistym,
- poprawne funkcjonowanie w przypadku utraty zasilania i ponownego powrotu do pracy.

### 5.1.4 Lokalne stanowisko obsługi

W nowych rozdzielniach wyróżnia się jako odrębny element HMI. Służy on do prezentacji zdarzeń i wyników pomiarów oraz innych informacji w postaci schematów, tabel czy alarmów. Układ pracy stacji przedstawiony jest na schemacie synoptycznym w kilku poziomach szczegółowości (co najmniej poziom pola, poziom rozdzielni, poziom stacji) w formie i symbolice określonej w odrębnym standardzie operatora sieci. Umożliwia również wykonanie starowania obiektami stacji.

Stanowisko może komunikować się bezpośrednio z komputerem lub sterownikiem stacyjnym, a przypadku współpracy z urządzeniami IDE bezpośrednio z nimi za pomocą sieci LAN. System operacyjny i wyposażenie HMI umożliwia dokonywanie eksportu danych, archiwizacji oraz ich częściowego lokalnego przetwarzania.

### 5.1.5 Serwer WEB

Realizacja funkcji Serwera WEB pozwala na prezentację ekranów stanowiska operatorskiego zainstalowanego na dowolnej stacji klienckiej w sieci WAN wykorzystującej protokół IP, zapewniając bezpieczeństwo komunikacji poprzez obsługę protokołu S-HTTP (*Secure Hyper Text Transport Protocol*). Jako oprogramowanie klienta wykorzystywana jest przeglądarka internetowa uzupełniona o elementy JavaScript. Element ten stał się elementem wymaganym w nowych stacjach, jako sposób dostępu dla stanowiska klienta wyposażonego w przeglądarkę do informacji o stanie stacji.

### 5.1.6 Router i przełącznik

Router jest urządzeniem teleinformatycznym organizującym dostęp do sieci WAN. Kontroluje topologie sieci i wyznaczając trasę przesyłania informacji w postaci protokołu IP. Dzięki ich zastosowaniu możliwy jest dostęp do danych dostępnych w SSiN w stacji z odległych miejsc. Dostęp taki jest możliwy ponieważ stacje NN oraz większość stacji WN posiada łączność z systemem nadrzędnym zrealizowaną za pomocą łącz telekomunikacyjnych. Jest to podstawowe urządzenie definiujące komunikację w sieci rozległej z wykorzystaniem pakietów IP. Ma to szczególne znaczenie w przypadku posługiwania się standardem IEC 61850.

Przełącznik jest urządzeniem zapewniającym organizację ruchu i przekazywanie danych w sieci lokalnej. Jego główna idea pracy sprowadza się do rozpoznawania adresów fizycznych urządzeń, uczenia się ich oraz zapamiętywania ich położenia w sieci. Pojawienie się tego typowo informatycznego urządzenia w obrębie stacji związane jest z zastosowaniem sieci LAN jako medium komunikacyjnego pomiędzy urządzeniami automatyki EAZ oraz urządzeniami telemechaniki. Było to moż-

liwe ponieważ pojawiły się urządzenia spełniające wymagania standardu IEC 81650, szczególnie istotne przy przekazywaniu komunikatów zabezpieczeniowych dla których nie dopuszcza się żadnych opóźnień. W praktyce w obrębie stacji wykorzystuje się przełączniki pracujące na łączach światłowodowych.



Rys. 5.5 Przełącznik Moxa PT-7828 spełniający wymagania IEC 61850

Od takich przełączników oprócz spełnienia wymogów standardu oczekuje się również dużej elastyczności w ich zarządzaniu i konfiguracji, realizacji usług dodatkowych oraz zapewnienia bezpieczeństwa danych. Osiąga się to poprzez zastosowanie w nich różnych standardów pozwalających na:

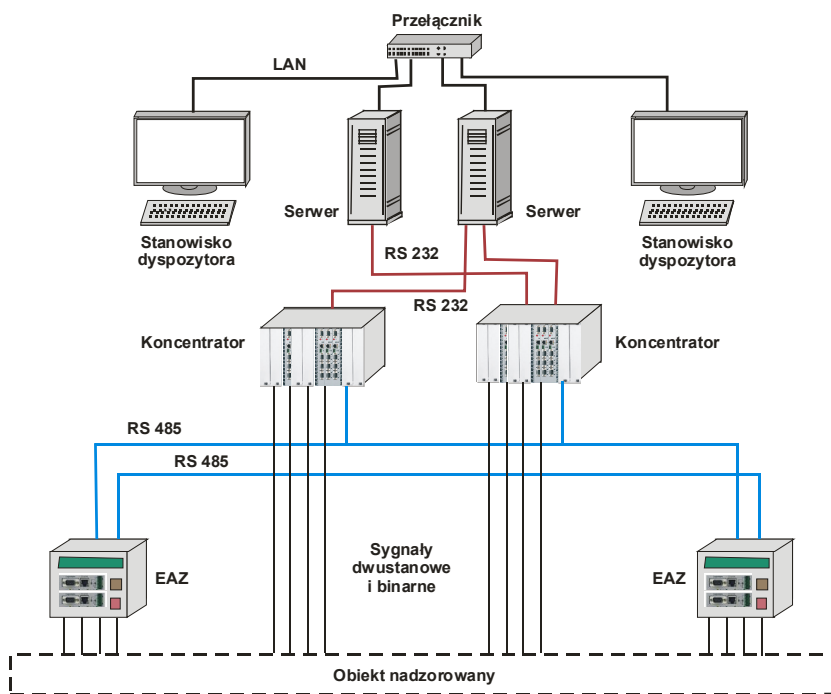
- obsługę różnych mediów transmisyjnych opisanych standardami: IEEE 802.3 dla 10BaseT, IEEE 802.3u dla 100BaseT(X) oraz 100Base FX, IEEE 802.3ab dla 1000BaseT(X), IEEE 802.3z dla 1000BaseX,
- sterowanie przepływem (*Flow Control*) - IEEE 802.3x,
- zapobiegający sztormom rozgłoszeniowym mechanizm protokołu *Spanning Tree* oraz jego nowszych odmian- IEEE 802.1D i 802.1w (*Rapid STP*),
- możliwość tworzenia podsieci wirtualnych i zarządzanie nimi - IEEE 802.1Q (*VLAN Tagging*), IEEE 802.1p (*Class of Service*),
- zarządzanie bezpieczeństwem sieci - IEEE 802.1X (*Authentication*),
- agregacja połączeń - IEEE 802.3ad.

## 5.2 System zamknięty

Początkowo SSiN oparte były na rozwiązaniach sprzętowych i programowych oferowanych przez producenta systemu. Mimo zbliżonej architektury i standardów komunikacyjnych stanowiły zamkniętą technicznie i funkcjonalnie strukturę. Ich podstawą są redundantne połączenia pomiędzy koncentratorami danych i serwerami

systemowymi (rys. 5.6). Przeznaczeniem ich były duże obiekty elektroenergetyczne takie jak rozdzielnie, stacje czy elektrownie oraz duże zakłady przemysłowe.

Zadaniem koncentratorów w tym systemie jest zbieranie danych binarnych np. z łączników, sygnałów analogowych z układów pomiarowych prądowych i napięciowych, dodatkowych sygnałów analogowych (np. temperatura) oraz sygnałów z automatyki EAZ i innych rodzajów automatyk systemowych. Jeżeli koncentrator posiada wejścia analogowe i binarne to może uzyskiwać informacje bezpośrednio z obiektu nadzorowanego, jeśli nie może ich uzyskać za pośrednictwem EAZ. Niekiedy zachodzi również konieczność zastosowania urządzeń pośredniczących np. koncentratorów komunikacyjnych pozwalających konwertować sygnały ze starszych układów telemechaniki działających w nadzorowanym obiekcie. Koncentratory mogą również w przekazywać polecenia sterownicze przychodzące od dyspozytora systemu oraz realizować blokady i proste układy automatyki.



Rys. 5.6 Model systemu zamkniętego

Zadaniem serwerów jest akwizycja, archiwizacja i przetwarzanie danych uzyskanych z koncentratorów, generowanie schematów synoptycznych i raportów niezbędnych do wspomagania pracy dyspozytora, realizacja dodatkowych analiz i obliczeń wspomagających pracę różnych służb i prezentacja ich na stacjach termina-

lowych oraz opcjonalnie na makiecie synoptycznej. Wszystkie zdarzenia opatrzone są cechą czasu, co pozwala na prawidłową identyfikacji kolejności ich wystąpienia.

Architektura systemów zamkniętych oparta jest na rozwiązaniach firmowych. Bazują one na takich standardach komunikacyjnych jak RS 232, RS 485 czy pętla optyczna uzupełnionych o odpowiednio dobrane protokoły komunikacyjne. Protokoły te są rozwiązaniami firmowymi, jako przykład można wymienić SPA firmy ABB czy BEL firmy Elkomtech S.A. Taki rodzaj komunikacji obowiązuje w części obiektowej. W centrum nadzoru pełniącym niekiedy tylko rolę dyspozytorską do komunikacji pomiędzy terminalami i serwerami stosowana jest również sieć LAN wykorzystująca protokół IP. Wynika to z faktu zastosowania w serwerach takich sieciowych systemów operacyjnych jak Unix, Windows 2000 czy ostatnio Linux, dla których protokół ten jest podstawowym protokołem komunikacyjnym.

Komunikacja pomiędzy koncentratorami i serwerami może wykorzystywać różne rodzaje połączeń. Jest to uzależnione odległością centrum dyspozytorskiego od obiektu nadzorowanego. Mogą być użyte łącza RS 232, RS 422 czy RS 485, a także przy większych odległościach łącza światłowodowe lub telekomunikacyjne. Użytkownik końcowy (dyspozytor) ma dostęp tylko do danych oferowanych przez serwer.

Systemy zamknięte posiadają również możliwość retransmisji całości lub części danych do jednostek nadrzędnych w strukturze zarządzania SEE, a także odbierania od nich poleceń sterowniczych. Wymaga to jednak posługiwania się protokołem wspólnym dla obu jednostek.

Systemy zamknięte ze względu na liczne ograniczenia funkcjonalne w postaci ograniczonej pojemności oraz liczby przekazywanych sygnałów nie zapewniały efektywnej możliwości rozbudowy.

Przykładem systemu zamkniętego była pierwsza wersja systemu Ex wprowadzonego przez Elkomtech S.A.

### **5.3 System rozproszony**

Rozwój takich dziedzin jak elektronika, informatyka i telekomunikacja zaowocował także pojawieniem się nowych urządzeń cyfrowych w EAZ oraz SCADA. Cechują się one coraz większymi możliwościami przetwarzania danych oraz coraz większą szybkością pracy. Pojawiają się w nich również nowe funkcje, których nie było w ich klasycznym wykonaniu.

W urządzeniach automatyki elektroenergetycznej oprócz nowych algorytmów pomiarowych i decyzyjnych oraz funkcji automatyk na szczególną uwagę zasługują trzy cechy mające bezpośrednie zastosowanie w systemie SCADA.

Pierwszą z nich jest pojawienie się w przekaźnikach zabezpieczeniowych modułu komunikacyjnego pozwalającego na zastosowanie wybranego protokołu komunikacyjnego. Dzięki temu możliwe stało się przekazywanie nie tylko informacji dwustanowych i starowań poprzez wyjścia i wejścia binarne, ale przekazywanie dowolnych informacji przewidzianych w standardzie protokołu komunikacyjnego. Dzięki temu urządzenie EAZ pełni nie tylko funkcję zabezpieczenia ale również urządzenia telemechaniki RTU (*Remote Terminal Unit*). Można mówić o wzajemnej korelacji pojęć związanych z zabezpieczeniami i telemechaniką, szczególnie gdy wiele zabezpieczeń komunikuje się pomiędzy sobą w celu realizacji wspólnych zadań.

Drugą cechą jest pojawienie się panelu sterowniczego w urządzeniach EAZ, pozwala to na dokonywanie lokalnie zmian w konfiguracji zabezpieczeń. Umożliwia przekazywanie wybranych informacji o stanie nadzorowanego obiektu. Jednocześnie pozwala na realizację sterowania lokalnego, dzięki czemu zabezpieczenie pełni jednocześnie funkcję panelu sterowniczego w danym polu.

Trzecią cechą jest możliwość konfiguracji urządzenia poprzez dedykowany kanał inżynierski. Kanał ten jest zazwyczaj portem szeregowym RS 232 lub łączem Ethernet obsługującym komunikację z dedykowaną aplikacją dla danego urządzenia. Kanał inżynierski jest niezależnym od podstawowego kanału komunikacyjnego łączem komunikacyjnym. Możliwe jest zastosowanie takich urządzeń komunikacyjnych (np. modem, koncentrator portów RS), które pozwalają zorganizować zdalny dostęp do kanału inżynierskiego z pomocą łącza dedykowanego i zcentralizowaną obsługą urządzeń.

Te cechy sprawiają, że mówiąc o systemie SCADA mamy do czynienia z komunikującymi się ze sobą urządzeniami telemechaniki, realizującymi każde z osobna swe zadania samodzielnie – w rozproszeniu, a jednocześnie tworzącymi spójny system.

W przypadku niewielkich obiektów elektroenergetycznych charakteryzujących się ograniczoną ilością danych przesyłanych pomiędzy elementami układu telemechaniki możemy wyróżnić dwa zasadnicze poziomy na których zgrupowane są urządzenia, są to poziom pola oraz poziom stacji. Poziom komunikacyjny oraz poziom zarządzania pozwalają na dostęp dyspozytora oraz służb technicznych operatora do informacji zgromadzonych w poszczególnych obiektach. Takie rozwiązania można spotkać w niewielkich stacjach 110 kV/SN.



Poziom pola to przede wszystkim przekaźniki EAZ zainstalowane w polach liniowych, transformatorowych i sprężelowych oraz urządzenia pomiarowe np. liczniki. Te urządzenia realizują swe podstawowe zadania, a jednocześnie przekazują informacje o stanie nadzorowanego obiektu w polu do SCADA oraz pośredniczą w sterowaniu jego pracą.

Przekaźnik EAZ pełni tu funkcję sterownika polowego, a jego panel kontrolny może być wykorzystany do wyświetlania informacji z obiektu oraz sterowania łącznikami w polu. Takie rozwiązanie wykorzystywane jest często w rozdzielniach SN. Komunikacja z poziomem nadrzędnym zapewniona jest poprzez odpowiedni protokół komunikacyjny, który jest często protokołem firmowym producenta automatyki EAZ.

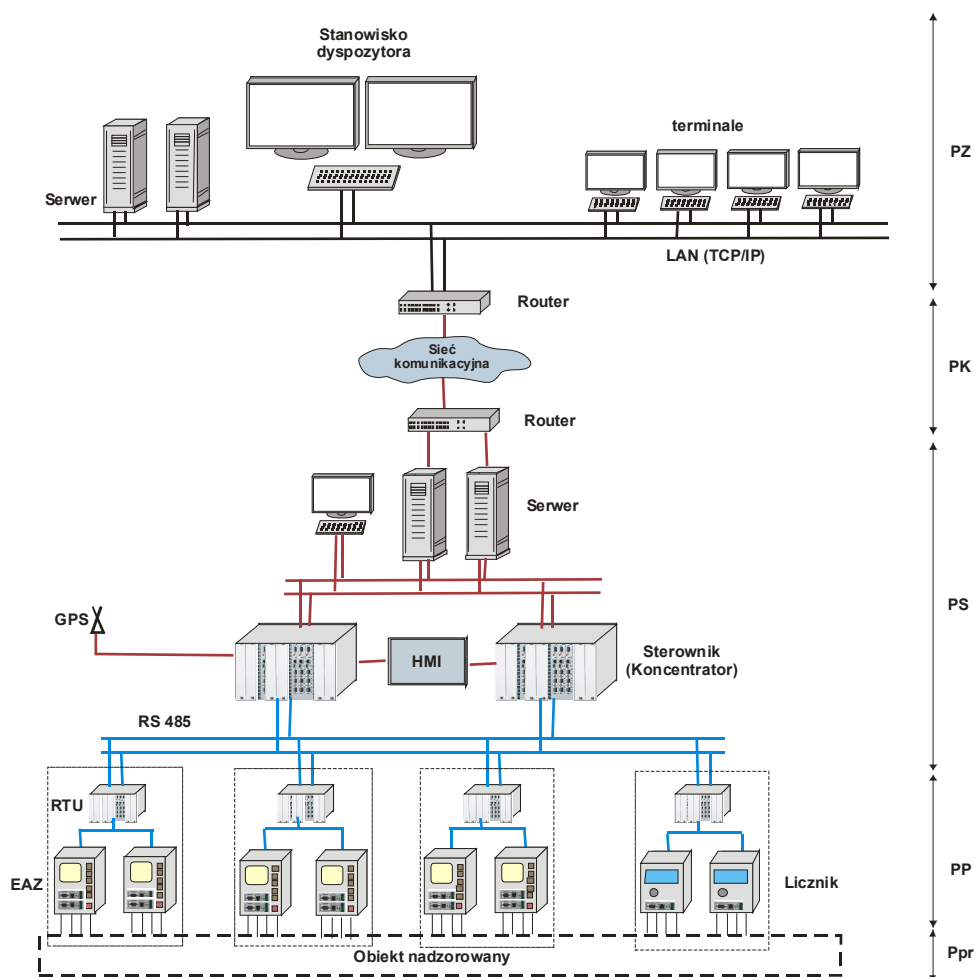
Zastosowanie dedykowanych protokołów firmowych nie wyklucza urządzeń posługujących się innym formatem danych komunikacyjnych. W rozdzielni WN mogą występować przekaźniki innego producenta oraz inny protokół komunikacyjny, wzrasta też ilość transmitowanych informacji.

Oczekiwania użytkowników SSiN oraz konieczność współpracy urządzeń w środowisku heterogenicznym, w którym muszą współpracować ze sobą urządzenia pochodzące od różnych producentów sprawiły, że elementy telemechaniki, a szczególnie koncentratory danych stały się jednostkami wielo – protokołowymi. Jednostka koncentratora, zainstalowana na poziomie stacji pełni funkcję translatora danych i pozwalają na ich pozyskiwanie z urządzeń posługujących się różnymi protokołami. Dodatkowo może również gromadzić dane ze sterowników polowych (w tym wypadku EAZ) jak również z liczników czy rejestratorów. Dane te mogą być przetwarzane i transmitowane do wyższego poziomu systemu sterowania. Zaopatrzenie koncentratora w funkcje automatyki i diagnostyki oraz możliwość współpracy z HMI, dzięki czemu z jego poziomu można mieć dostęp do wybranych informacji oraz sterować pracą obiektu, sprawia, że staje się on sterownikiem.

Rozproszenie i wielofunkcyjność urządzeń telemechaniki jeszcze lepiej widać w dużych obiektach elektroenergetycznych. Ogromna ilość sygnałów oraz funkcji realizowanych przez urządzenia sprawia, że konieczne jest stosowanie wielu urządzeń RTU (rys. 5.7). Takie układy występują w dużych stacjach elektroenergetycznych NN gdzie konieczność stosowania wielu urządzeń, często się uzupełniających lub rezerwujących generuje dużą ilość danych i wymusza stosowania wydajnych i niezawodnych rozwiązań komunikacyjnych.

Na poziomie pola pojawia się urządzenie RTU pełniące funkcję sterownika polowego i jednocześnie koncentratora danych. Ma ono za zadanie integrować pracę urządzeń automatyki zainstalowanej w danym polu, a jednocześnie zapewniać lo-

kalny nadzór i sterowanie poprzez interfejs HMI. W pojedynczym polu może pojawić się kilka rodzajów zabezpieczeń dostosowanych do chronionego elementu sieci, rejestrator zakłóceń, rejestrator zdarzeń lub dodatkowe urządzenia automatyki. Wszystkie te urządzenia mogą poprzez RTU wymieniać ze sobą dane realizując wspólnie zaprogramowane funkcje np. blokady. Do komunikacji pomiędzy nimi dobrany jest odpowiedni do tego celu protokół (np. IEC 60870-5-103). Dane zebrane przez RTU są transmitowane na poziom stacji, przy czym protokół i łącze komunikacyjne mogą być różne od tego zastosowanego na poziomie pola.



Rys. 5.7 Model systemu rozproszonego dla dużych obiektów energetycznych. PZ – poziom zarządzania, PK – poziom komunikacyjny, PS – poziom stacji, PP – poziom pola, PPr – poziom procesu (sieci elektroenergetycznej)

Poziom stacji tworzą zazwyczaj dwa wzajemnie rezerwujące się sterowniki stacyjne uzupełnione interfejsem HMI, komunikujące się ze sterownikami polowymi oraz innymi urządzeniami zainstalowanymi na poziomie stacji. Sieć komunikacyjna, charakteryzuje się dużą niezawodnością. Wykorzystuje się w tym celu łącza RS 485 lub częściej łącza światłowodowe odporne na zakłócenia elektromagnetyczne.

Rozbudowany znacznie jest również poziom komunikacyjny, duża odległość pomiędzy stacjami, rodzaj oraz ilość danych sprawiają, że pojawiają się łącza telekomunikacyjne światłowodowe PDH lub SDH, łącza bezprzewodowe GPRS i łącza ETN. Wzrasta znaczenie takich urządzeń jak router czy multiplexer zainstalowanych w stacji.

Nowego znaczenia nabiera również zagadnienie synchronizacji czasu w poszczególnych urządzeniach. Zakłada się, że wszystkie urządzenia będą posiadały aktualny czas. W tym celu wykorzystuje się czas UTC (*Coordinated Universal Time*) dostarczany drogą radiową (GPS) do ważniejszych obiektów elektroenergetycznych oraz protokół specjalistyczny do przenoszenia tych informacji do urządzeń RTU, a także standardowy protokół NTP (*Network Time Protocol*) działający w sieciach IP synchronizujący urządzenia na poziomie komunikacyjnym i zarządzania.

## 5.4 Systemy otwarte

Rozwój systemów rozproszonych i współlistnienie w nich różnych rozwiązań technicznych doprowadziły do powstania systemów, które zasługują na miano systemów otwartych. Istotna zmiana nastąpiła jednak w momencie, gdy dostrzeżono zalety i możliwości jakie oferują szybko rozwijające się sieci informatyczne. Otwartość ta cechuje się współdziałaniem przy realizacji różnych funkcji urządzeń dostarczanych przez różnych producentów oraz zastosowaniu standardowych technologii teleinformatycznych.

Technologie sieci lokalnych LAN jak i rozległych WAN okrzyęły na tyle, by gwarantować wysoką niezawodność, pewność i szybkość przesyłania danych. Stąd pomysł by wykorzystać je bezpośrednio do komunikacji pomiędzy urządzeniami telemechaniki wydaje się naturalny. Rozszerzono więc zakres działania wcześniej stosowanych w elektroenergetyce protokołów o możliwość zastosowania w warstwie fizycznej i łącza danych rozwiązań oferowanych przez sieci informatyczne. Takie rozwiązanie oferuje zarówno protokół DNP 3.0 jaki i IEC 60870-5 w postaci standardu IEC 60870-5-104. Dodatkową cechą tych protokołów jest to, że w przy-

padku wykorzystania ich z takimi łączami protokołem transportowym jest protokół IP.

Prawdziwą zmianę przyniósł jednak dopiero protokół IEC 61850 [11] opracowany z myślą o działaniu w środowisku opartym na szybkich sieciach LAN, gdzie bazuje on na protokole IP oraz wykorzystuje w pełni jego właściwości. Wymaga on od sieci minimalnej przepływności 100 Mb/s, stąd też w warstwie łącza danych idealnym rozwiązaniem są sieci Gigabit Ethernet pracujące w układzie przełączanym.

Protokół IEC 61850 tworzy obiektowy model danych opisujący strukturę hierarchiczną według schematu stacja/pole – urządzenie/funkcje – dane [11]. Wprowadza pojęcie urządzenia inteligentnego IED (*Intelligent Electronic Devices*), z którego dane o jego działaniu i konfiguracji mogą być odczytywane bezpośrednio za pomocą funkcji wewnętrznych protokołu i specjalnie dla niego stworzonego języka. Wszystkie informacje zapisywane są zgodnie ze standardem spełniającym wymogi języka XML. Czyni to je bardzo łatwe w interpretacji i importowaniu do baz danych.

Dominujące obecnie myślenie o SSiN jak o strukturze otwartej jest kierunkiem wiodącym zarówno w dużych systemach realizowanych w sieciach przesyłowych, jaki i w lokalnych systemach elektroenergetyki zawodowej i przemysłowej. Pokazują to przykłady realizowanych w KSE rozwiązań SSiN o strukturze otwartej. Systemy te zapewniają możliwość współpracy urządzeń pochodzących od różnych producentów przy zachowaniu odpowiednich standardów komunikacji i dostępu do danych, dostosowanie architektury systemu do warunków w jakich funkcjonuje, a zarazem umożliwia efektywna rozbudowę całego systemu.

Realizowane systemy otwarte oparte są na trójpoziomowej architekturze fizycznej odzwierciedlającej zadania realizowane przez system. Architekturę tę opisuje się w [44] w następujący sposób

1. Poziom pola:

- sterownik pola zapewniający akwizycję sygnałów w obrębie pola,
- panel sterowniczy będący interfejsem pozwalającym na prezentację danych lokalnych i wykonywanie sterowań,
- dodatkowe urządzenia.

## 2. Poziom stacji:

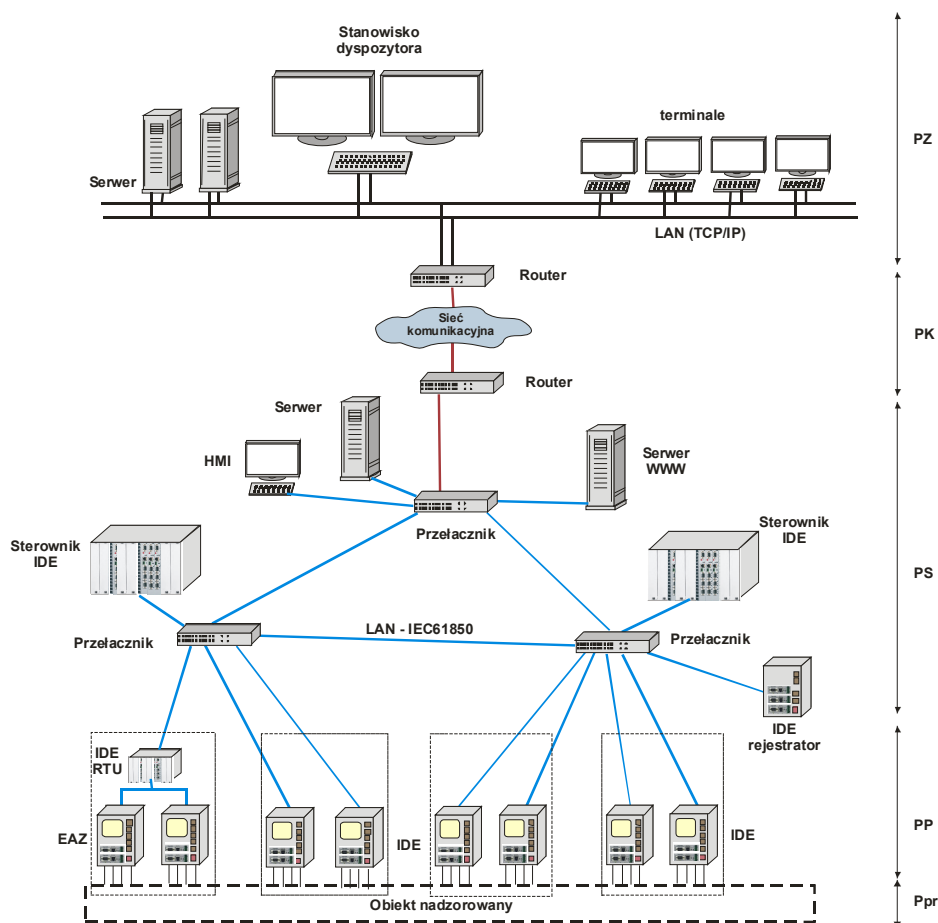
- sterownik stacji zapewniający akwizycję i wymianę sygnałów w obrębie stacji za pomocą odpowiednich łącz (zaleca się stosowanie sieci LAN), sterownik może być uzupełniony o panel sterowniczy,
- komputer stacyjny - pracując w układzie redundantnym, realizuje niemal wszystkie zadania związane z centralnym przetwarzaniem danych i organizacją aplikacji dostępnych dla osób zarządzających,
- stanowisko HMI, stanowisko dyspozytorskie do sterowania całym obiektem poprzez prezentację zgromadzonych danych w formie schematów,
- sterownik komunikacyjny lub koncentrator dla zabezpieczeń, urządzenia te pojawiają się jeżeli zachodzi potrzeba przyłączenia urządzeń o niekompatybilnych standardach komunikacyjnych.
- rejestrator stacyjny,
- automatyka stacyjna,
- serwer WEB - realizacja funkcji Serwera WEB pozwala na zdalny dostęp do schematów i danych,
- Router - urządzenie sieci informatyczne organizujące dostęp do sieci WAN, organizując i wyznaczając trasę przesyłania informacji protokół IP,
- moduły komunikacyjne, umożliwiają komunikację pomiędzy elementami SSiN, a dodatkowo z ośrodkiem nadrzędnym.

## 3. Ośrodek nadrzędny. Wyposażony jest w stanowiska dyspozytorskie pozwalające na zdalny nadzór nad wybranymi obiektami, komputer Centrum Nadzoru (CN) dostarczające szczegółowe analizy i raporty oraz moduły komunikacyjne umożliwiające przekazywanie danych z CN do obiektów podrzędnych.

Architektura ta sprawia, że możliwy jest dostęp do tych samych danych z różnych poziomów, wzajemne rezerwowanie funkcji przez różne urządzenia oraz auto-testowanie pracy poszczególnych elementów i całego systemu. Całość uzupełniona jest systemem zarządzania uprawnieniami użytkowników.

Pojawienie się IEC 61850 stało się dodatkowym impulsem, jest on bowiem narzędziem umożliwiającym w pełni stworzenie systemu otwartego, gdyż wszystkie wymienione urządzenia posiadają określone właściwości zdefiniowane przez ich węzły logiczne (LN) oraz wykorzystują komunikację opartą o protokół IP. Daje to dodatkowy efekt w postaci wykorzystania standardowych technologii i urządzeń

informatycznych, takich jak Ethernet oparty na łączach światłowodowych i miedzianych, przełączniki, routery, multipleksery itp.. Dodatkowo technologie te są stosowane nie tylko jak miało to wcześniej miejsce w ośrodku nadrzędnym, ale również w obrębie stacji czy pola.



Rys. 5.8 Model systemu otwartego

Komunikacja i wymiana danych może więc odbywać się przy wykorzystaniu różnych łączy LAN czy WAN, a także w niektórych przypadkach łączy bezprzewodowych pod warunkiem, że ich wspólną cechą będzie zastosowanie protokołu IP jako sposobu przenoszenia informacji [5].

Pozwala to również na rozszerzenie i zmianę sposobu dostępu do danych zawartych na poszczególnych elementach (urządzeniach) systemu. Zwiększa się funkcjonalność urządzeń, urządzenia telemechaniki wyposażone w interfejsy ko-

munikacyjne posługujące się protokołem IP mogą pełnić funkcję serwera FTP, WWW czy lokalnej bazy danych oferującej dostęp przez zapytania języka SQL.

Zastosowanie protokołu IP oraz usług na nim opartych wewnątrz poszczególnych urządzeń sprawia, że należy w tak zorganizowanej sieci administrować nią tak jak klasyczną siecią komputerową. Należy zapewnić odpowiednie adresowanie, podział na podsieci, komunikację pomiędzy podsieciami czy system uprawnień.

## 5.5 Systemy czasu rzeczywistego

System czasu rzeczywistego (*real time system*) należy traktować nie jako nową architekturę SSiN, ale raczej jako nowy sposób wykorzystania dodatkowych informacji do sterowania pracą systemu elektroenergetycznego. O wszystkich rodzajach systemów opisanych w poprzednich rozdziałach możemy powiedzieć, że czas jest jedną z najważniejszych informacji odnotowywanych wraz z wystąpieniem zdarzenia w systemie. Jednak w systemach czasu rzeczywistego ważne jest nie tylko odnotowanie zdarzenia ale również czynności podjęte przez SSiN po jego wystąpieniu. Dlatego też system czasu rzeczywistego to przede wszystkim funkcje realizowane w warstwie nadzoru, przez dodatkowe oprogramowanie, mające za zadanie optymalizowanie pracy systemu elektroenergetycznego względem wybranych kryteriów (funkcji). W takim systemie możemy wyróżnić kilka podsystemów, są to:

1. SCADA – realizuje podstawowe funkcje akwizycji danych, sterowania, automatyki lokalnej i systemowej, prezentującej aktualny stan nadzorowanego systemu. Architektura podsystemu SCADA może być jedną z opisanych w poprzednich rozdziałach.
2. Podsystem kontroli generacji – realizujący takie zadania jak automatyczną kontrolę generacji (AGC – *Automatic Generation Control*), ekonomiczny rozdział mocy generowanej (EDC – *Economic Dispatch*), kontrole rezerwy mocy (*RM – reserve monitoring*), kontrola kosztów produkcji czy planowanie zmian generacji.
3. Podsystem analiz sieciowych – zawiera grupę programów pracujących w czasie rzeczywistym realizujących następujące programy analityczne zaliczane do grupy EMS (*Energy Management System*), między innymi:
  - a. analiza i zarządzanie topologią sieci (*Network Topology Processor*),
  - b. estymacja stanów (*State Estimator*),
  - c. analiza stabilności statycznej (*Static Security Analysis*),
  - d. analiza rozpiływów mocy (*Dispatcher's Power Flow*),

- e. optymalizacja rozplływów mocy (*Optimal Power Flow*),
  - f. analiza wielkości zwarciovych (*Short Circuit Analysis*).
4. Podsystem prognozowania krótkoterminowego zapotrzebowania na moc (*Short-term Load Forecasting*).

Opisane podsystemy są w węższym lub szerszym zakresie wykorzystywane w systemach operatorów sieci elektroenergetycznej szczególnie na szczeblu krajowym, przykłady ich wdrożeń można znaleźć w literaturze [86], a algorytmy niektórych z nich opisano w dalszej części książki.

## **5.6 SSiN dla generacji rozproszonej i odnawialnych źródeł energii pracujących w sieci typu Smart Grid**

W ostatnich latach w otoczeniu techniczno-organizacyjnym energetyki zawodowej pojawiają się nowe źródła energii zaliczane do kategorii źródeł odnawialnych. Określane są one w skrócie jako OZE lub jako generacja rozproszona (*DG - distributed generation*), a inwestorami są najczęściej podmioty niezależne od operatorów sieci elektroenergetycznej na danym terenie i często są to inwestorzy niezwiązani dotychczas z energetyką. Pojawiają się więc nowe wyzwania techniczne, które wymuszają poszukiwanie nowych rozwiązań, w tym również w zakresie SSiN. Problem ten można zdefiniować następująco - każde źródło energii musi posiadać układ urządzeń automatyki kontrolno-pomiarowej pozwalający na jego bezpieczną pracę w sieci elektroenergetycznej. Układ ten realizuje funkcje pomiarowe, zabezpieczeniowe, sterownicze oraz komunikacyjne. Jego stopień złożoności zależy od wielkości źródła. Jednak nawet dla dużych farm wiatrowych (rzędu  $50 \div 100$  MW) automatyka nie wymaga stałego, związanego z obiektem, dozoru.

Taki układ automatyki może tworzyć lokalny system sterowania i nadzoru, który dzięki odpowiednio zorganizowanej komunikacji, pozwoli właścicielowi źródła na zarządzanie jego pracą w celu uzyskania największych korzyści (szczególnie finansowych). Cechą tego układu jest to, że w większości przypadków jest on dostarczany razem ze źródłem przez jego producenta. Wykorzystuje on standardy, którymi dysponuje ten producent. Standardy te dostosowane są do lokalnego zarządzania pracą tych urządzeń.

Takie źródło energii włączone do sieci elektroenergetycznej operatora stanowi również wyzwanie dla niego, a szczególnie dla jego automatyki zabezpieczeniowej oraz SSiN. Problem współpracy małych źródeł z siecią będzie narastał wraz ze wzrostem liczby tych źródeł oraz mocy przez nie generowanej. Rozwiązaniem takiego problemu mogą być sieci określane jako „inteligentne” lub Smart Grid (fak-

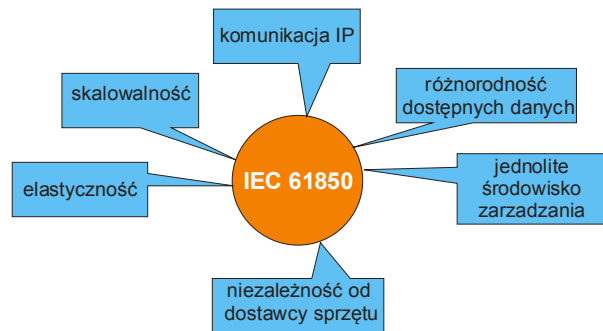


tyczna kategoria Smart Grid omówiona w rozdziale 3 jest szersza i obejmuje także inne rodzaje sieci).

Można przewidzieć różne scenariusze współpracy pomiędzy operatorem małego źródła energii, a operatorem sieci. Scenariusz minimalnej współpracy pozwoli operatorowi jedynie na monitorowanie i rozliczanie energii wytworzonej przez źródło oraz jego odłączanie w przypadkach awaryjnych. Wariant pełnej współpracy może obejmować:

- pomiary energii,
- pomiary mocy czynnej i biernej,
- regulację generowanej mocy czynnej i biernej,
- koordynację nastaw zabezpieczeń,
- przekazywanie informacji o zdarzeniach.

Wariant pełnej współpracy jest możliwy w przypadku zastosowania identycznego standardu komunikacji w SSiN operatora sieci oraz operatora źródła, lub pełnej konwersji danych pomiędzy ich systemami. Wariant taki może zostać opracowany na bazie opisanych w rozdziale 4.4 protokołów komunikacyjnych pozwalających na przekazywanie pełnych informacji o pracy źródła. Jednak najwięcej możliwości daje standard IEC 61850 wraz z rozszerzeniami, w którym przewidziano węzły logiczne definiujące elementy rozproszonych źródeł energii.



Rys. 5.9 Czynniki przemawiające za stosowaniem standardu IEC 61850 do tworzenia SSiN małych elektrowni

Można zadać pytanie: jakie są szanse na pojawienie się nowoczesnych SSiN dedykowanych dla źródeł odnawialnych i generacji rozproszonej opartych na standardzie IEC 61850 i kiedy może to nastąpić?

O tym jak szybko do nadzoru nad pracą źródeł energii wprowadzone zostanie standard IEC 61850 zdecyduje szereg czynników, które można podzielić na cztery grup:

- techniczne,
- organizacyjne,
- funkcjonalne,
- ekonomiczne.

Czynniki techniczne są elementem szczególnie zachęcającym do wdrożenia tych standardów. Można tu wymienić:

- stosowanie sieci komunikacyjnych opartych na protokole IP,
- możliwość stosowania standardowych technologii informatycznych i telekomunikacyjnych,
- dostęp do danych opisujących pracę niemal wszystkich elementów elektrowni oraz jej otoczenia,
- logiczny i ujednolicony sposób konfiguracji SSiN,
- współpraca urządzeń pochodzących od różnych producentów,
- w bogatej ofercie urządzeń oferowanych przez producentów można dobrać urządzenia IED dobrze dopasowane do potrzeb danego źródła.

Do czynników organizacyjnych zaliczyć należy konieczność wymiany danych:

- z systemem operatora sieci,
- z odległym systemem sterowania należącym do właściciela elektrowni,
- z systemami rozliczeniowymi.

Wymieniając czynniki funkcjonalne warto zwrócić uwagę na takie elementy jak:

- elastyczność systemu, urządzenia IED poprzez węzły logiczne LN mogą realizować wiele funkcji,
- skalowalność systemu,
- łatwa rekonfiguracja,

- możliwość wprowadzenia dodatkowych funkcji dostosowanych do wielkości elektrowni.

Wśród czynników ekonomicznych za najważniejsze można uznać:

- stale wzbogacana oferta producentów, w tym również krajowych, a przez to zmniejszająca się cena urządzeń automatyki EAZ oraz telemechaniki stosujących standard IEC 61850,
- możliwość optymalizacji pracy elektrowni dzięki pozyskiwaniu dużej liczby danych,
- zmniejszenie kosztów związanych z eksploatacją elektrowni.

Obecnie standard IEC 61850 pojawia się w SSiN operatora krajowego i spółek dystrybucyjnych, natomiast systemy sterujące pracą źródeł energii w sieciach określanych mianem *Smart Grid* korzystają ze starszych, prostszych i tańszych rozwiązań, w wielu przypadkach w pełni wystarczających na dzień dzisiejszy.

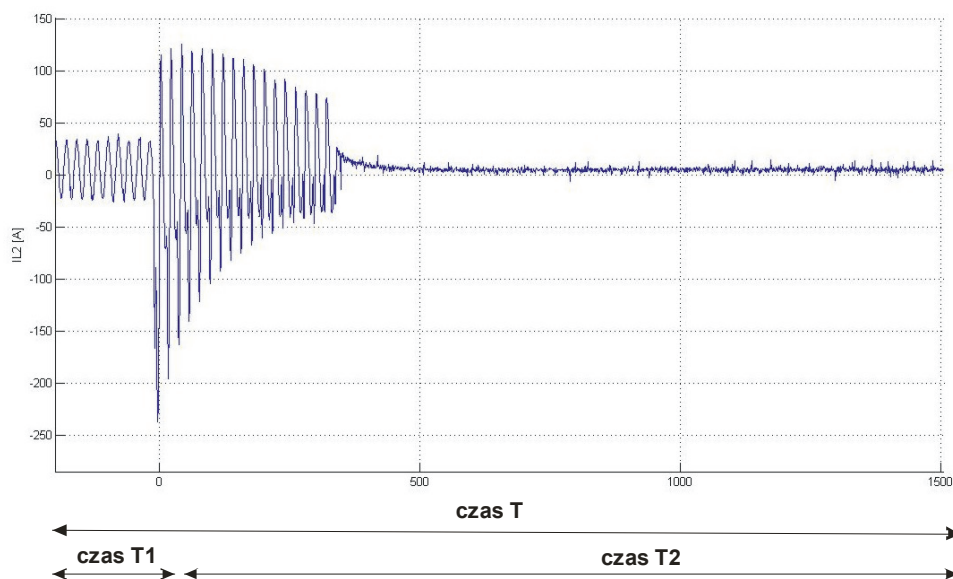
## **5.7 Elementy specjalne systemów SCADA**

### **5.7.1 Stacyjne rejestratory zakłóceń**

Rejestratory zakłóceń przeznaczone są do rejestracji sygnałów analogowych i cyfrowych w obrębie nadzorowanego obiektu elektroenergetycznego. Rejestratory są urządzeniami cyfrowymi opartymi na technice mikroprocesorowej wyposażonymi w moduły wejść analogowych i cyfrowych, przetwornik analogowo-cyfrowy, jednostkę obliczeniową oraz bufor pamięci. Praca rejestratorów skupia się na analizie i rejestracji zaistniałego zakłócenia. Analiza ta dostarcza informacji o przebiegu zakłócenia oraz sposobie jego eliminacji. Dodatkowo, każdy rejestrator umożliwia pomiar i odczyt aktualnego stanu monitorowanych obiektów.

Proces rejestracji wykorzystuje mechanizm bufora kołowego. Bufor o ściśle zdefiniowanej pojemności jest stale zapisywany sygnałami wejściowymi, jego rozmiar determinuje czas obserwacji zakłócenia  $T$ . W momencie pojawienia się sygnału pobudzającego rejestrowane jest zakłócenie. Zarejestrowany przebieg o czasie  $T$  jest sumą przebiegów przed wystąpieniem zakłócenia (o czasie trwania  $T_1$ ) oraz samego zakłócenia (czas  $T_2$  liczony od wystąpienia zakłócenia). Czas zakłócenia  $T_2$  dzielony jest niekiedy na czas właściwego zakłócenia oraz czas po jego wyłączeniu. Długość poszczególnych czasów uzależniona jest od rozmiaru pamięci, w której przechowywane są zarejestrowane przebiegi i może wynosić nawet kilkadziesiąt godzin, co czyni obserwację niemal ciągłą. Jeżeli zachodzi taka konieczność wiel-

kość bufora, a przez to czas obserwacji może zostać zwielokrotniony. Odbywa się to kosztem pamięci dostępnej dla kolejnych przebiegów. W rejestratorach stacyjnych rozmiar pamięci pozwala na rejestrację dużej liczby przebiegów, do przechowywania danych wykorzystuje się pamięć wewnętrzną oraz zewnętrzną (dyskową, optyczną).



Rys. 5.10 Zarejestrowany przebieg prądu zakłócenieniowego

W procesie akwizycji danych rejestrator wykonuje następujące zadania; izolacja galwaniczna sygnałów, przetwarzanie A/C sygnałów analogowych oraz synchroniczne próbkowanie sygnałów, wstępna filtracja, filtracja aliasingowa. Oprócz przebiegów podstawowych rejestratory mają możliwość wyliczania wielu wartości kryterialnych, które mogą być również archiwizowane.

Rolą rejestratorów stacyjnych jest rejestracja zakłóceń w obrębie wybranego obiektu np. rozdzielni. Stąd konieczność zbierania dużej liczby sygnałów analogowych i cyfrowych. Rejestratory stacyjne charakteryzują się budową modułową pozwalającą na dostosowanie ich możliwości pomiarowych do wymagań nadzorowanego obiektu. Coraz częściej można również spotkać rejestratory pracujące w strukturze rozproszonej, składające się z jednostki sterującej (centralnej) oraz wielu modułów akwizycyjnych wyposażonych we własne wejścia analogowe i cyfrowe, komunikujących się jednostką centralną przez łącza światłowodowe. Przy takiej konfiguracji jednostka centralna zapewnia stałą synchronizację czasu.

Dane zarejestrowane mogą zostać przesłane do systemów komputerowych, a następnie możliwe jest przedstawienie ich w postaci graficznej (przebiegi) lub numerycznej. W tym celu opracowane zostały tekstowe oraz binarne formaty ich zapisu. Oprócz formatów oferowanych przez producentów urządzeń opracowany został przez komitet IEEE standard COMTRADE, akceptowany przez wszystkich producentów.

Rejestrowane są następujące sygnały analogowe:

- napięcia fazowe,
- prądy fazowe,
- napięcie  $3U_0$ ,
- prąd  $3I_0$ .

Lista rejestrowanych sygnałów cyfrowych jest długa (nawet kilkaset pozycji) i zależy od dostępnych informacji; do najczęściej wykorzystywanych należą:

- sygnały o pobudzeniu podstawowych stopni zabezpieczeń,
- sygnały o zadziałaniu zabezpieczeń
- sygnały z automatyk na wyłączenie,
- wszystkie sygnały telezabezpieczeniowe (nadawanie i odbiór),
- sygnały załączające od układów SPZ.

O tym, czy przebieg będzie rejestrowany decydują sygnały (parametry) startowe rejestratora, należą do nich:

- przekroczenie wartości progowych prądu,
- przekroczenie wartości progowych napięcia,
- przekroczenie wartości progowych częstotliwości,
- szybkość zmian prądu,
- szybkość zmian napięcia,
- szybkość zmian częstotliwości,
- wartość mocy czynnej jedno i trójfazowej,
- wartość mocy biernej jedno i trójfazowej,
- szybkość zmian mocy czynnej jedno i trójfazowej,

- szybkość zmian mocy biernej jedno i trójfazowej,
- wartość składowej przeciwnej,
- wartość składowej zgodnej,
- kołysania mocy,
- wybrane wartości dwustanowe.

Część sygnałów kryterialnych wyliczana jest na podstawie danych uzyskanych w czasie rzeczywistym z kanałów analogowych.

Jednym z istotnych elementów rejestratora jest możliwość wymiany danych z innymi urządzeniami, oprogramowaniem do analizy zarejestrowanych przebiegów, koncentratorom lokalnym oraz SSiN. Transmitowane mogą być kompletne dane opisujące zarejestrowane zakłócenie, wybrana część przebiegu lub wybrane grupy kanałów. Dostęp do danych zarejestrowanych możliwy jest do uzyskania poprzez następujące łącza:

- łącza szeregowo RS 232 do komunikacji bezpośredniej z PC,
- łącza szeregowo RS 232 do komunikacji modemowej z PC,
- łącza USB do komunikacji bezpośredniej z PC,
- łącze RS 232 do komunikacji z koncentratorom,
- łącze RS 485,
- pętla prądowa,
- łącza światłowodowe.

Ponieważ każde rejestrowane zdarzenie musi zostać opatrzone cechą czasu, konieczne jest synchronizowanie czasu wewnętrznego rejestratora z czasem pozostałych urządzeń zainstalowanych w obiekcie. Rejestratory wyposażone są w moduł komunikacyjny do synchronizacji z zewnętrznym zegarem czasu rzeczywistego.

Ostatnim elementem nie będącym bezpośrednią częścią urządzenia jest oprogramowanie. Przeznaczone jest ono do konfiguracji rejestratora oraz analizy zarejestrowanych przebiegów. Oprogramowanie konfiguracyjne dostarczane jest przez producenta rejestratora i stanowi jego integralną część. Oprogramowanie analizujące zarejestrowane przebiegi możemy podzielić na dwie kategorie:

- oprogramowanie dostarczone przez producenta, jest często integralnym elementem wraz z oprogramowaniem konfiguracyjnym, dane przekazywa-

ne pomiędzy rejestratorem i aplikacją mogą stosować wewnętrzny format danego producenta.

- aplikacje inżynierskie dające możliwość prezentacji zarejestrowanych przebiegów jeżeli zapisane zostały w akceptowalnym przez nie formacie. Takim formatem jest COMTRADE.

### **5.7.1.1 Charakterystyka standardu COMTRADE**

Standard COMTRADE [36] określa sposób zapisu danych zakłóceńowych pochodzących z rejestratorów, testów lub symulacji. Opracowany został w celu ujednolicenia danych generowanych przez urządzenia rejestrujące przebieg zakłóceń występujących w systemie elektroenergetycznym. Pierwsza jego wersja opisana została w 1991 r., a druga, aktualnie obowiązująca w 1999 r. Ta wersja w głównej mierze będzie podstawą dalszych rozważań. Warto jednak zaznaczyć, że do wersji z 1999 r. wprowadzono korekty w latach 2001 i 2005.

Pojedyncze zdarzenie opisywane w standardzie COMTRADE może wykorzystywać cztery pliki, wszystkie o tej samej nazwie, różniące się jedynie rozszerzeniem. Nazwy plików powinny składać się z ośmiu znaków, a rozszerzenia z trzech. Są to pliki: nagłówkowy, konfiguracyjny, plik danych i informacyjny.

1. Plik nagłówka (\_\_\_\_.HDR). Jest plikiem opcjonalnym. Dane w nim przechowywane służą jedynie do identyfikacji urządzenia tworzącego zapis. Plik musi być w formacie ASCII i nie ma ustalonych wymogów co do jego zawartości. Może zawierać takie informacje jak: opis systemu elektroenergetycznego, nazwę stacji, opis linii, transformatorów, przełączników i innych elementów na których wystąpiły zakłócenia, parametry poszczególnych elementów systemu, nazwy i oznaczenia urządzeń. Plik ten często jest tworzony później od rejestrowanego zdarzenia, może więc zawierać wyniki analiz, umieszcza się w nim opis zdarzenia, lub komentarze pozwalające lepiej interpretować uzyskane wyniki.
2. Plik konfiguracyjny (\_\_\_\_.CFG). Jest to plik w formacie ASCII zawierający informacje niezbędne dla prawidłowego zidentyfikowania danych zawartych w następnym pliku z rozszerzeniem .DAT. Plik ten identyfikuje wersję standardu COMTRADE (1991, 1999). Zawiera on takie informacje jak; liczba kanałów analogowych i cyfrowych, jednostki i współczynniki konwersji, częstotliwość linii, częstotliwości próbkowania i ilość próbek dla każdej z nich, data i czas pierwszego punktu danych, data i czas punktu uruchomienia zabezpieczeń, typ pliku danych. Wszystkie te informacje niezbędne są do przetwarzania przebiegów przez aplikację.

3. Plik danych (\_\_\_\_.DAT). Plik ten jest najistotniejszy, zawiera dane z wszystkich rejestrowanych kanałów. Dane te w formacie ASCII są zapisane wierszami jako numer próbki, znacznik czasu i wartości kolejnych kanałów dla danej chwili czasowej. Wartość tych danych jest w postaci takiej, w jakiej zostały zarejestrowane przez urządzenie. Mogą być to wartości bez przesunięcia względem zera, np. od -2000 do 2000, lub z przesunięciem, np. od 0 do 4000, gdzie 2000 odpowiada wartości zerowej sygnału. Informacje o przesunięciu i skali jaką należy zastosować aby dopasować dane do wartości rzeczywistych są zawarte w pliku \_\_\_\_\_.CFG. Dane z kanałów cyfrowych są zapisane jedną cyfrą „0” lub „1”. Zapis binarny stosuje się w przypadku gdy rejestrowana jest bardzo duża liczba próbek w celu zmniejszenia rozmiaru plików.
4. Plik informacyjny (\_\_\_\_.INF). Jest to opcjonalny plik ASCII zawierający dodatkowe informacje dodane podczas tworzenia zapisu zdarzenia, które mogą zostać udostępnione użytkownikom.

Wersje standardu opisane jako C37.111-1991 oraz C37.111-1999 różnią się od siebie kilkoma szczegółami, w wersji z 1999 r.:

- plik nagłówkowy (\_\_\_\_.HDR) został wyraźnie określony jako opcjonalny,
- plik danych wykorzystuje nowy format binarny,
- pojawił się nowy opcjonalny plik informacyjny,
- wszystkie pola zostały dokładnie określone,
- zmodyfikowany został plik konfiguracyjny (\_\_\_\_.CFG) tak aby można było określić wersje standardu, rozszerzono definicję kanałów analogowych i kanałów statutowych, zmodyfikowano zapis częstotliwości oraz daty, oraz określono znaczenie spacji w odczycie danych.

Modyfikacje te sprawiają, że aplikacje wykorzystywane do przetwarzania danych muszą uwzględniać wszystkie dokonane zmian formalne, tak by możliwa była prezentacja wyników niezależnie od wersji. Zdarza się również, że zapis w tym formacie jest traktowany przez producentów rejestratorów jako opcja dodatkowa, będąca uzupełnieniem dla standardów firmowych.

Posiadanie zarejestrowanych przebiegów daje duże korzyści analityczne, pozwala na analizowanie tych informacji zarówno w oprogramowaniu producentów jak również w środowisku zewnętrznym np. w MATLAB [43]. Zarejestrowane przebiegi w postaci oryginalnej lub zmodyfikowanej są często wykorzystywane do badania automatyki zabezpieczeniowej oraz poszczególnych algorytmów w niej stosowanych.



### 5.7.2 Polowy rejestrator zakłóceń

Rejestratory zakłóceń przeznaczone do wykonywania analiz przebiegu zakłóceń i działania urządzeń elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej oraz wyłączników powinny być instalowane we wszystkich czynnych polach rozdzielni przesyłowych. Rejestratory zakłóceń sieciowych powinny:

- rejestrować w każdym polu trzy napięcia i trzy prądy fazowe oraz napięcie  $3U_0$  i prąd  $3I_0$ ,
- rejestrować sygnały o pobudzeniu zabezpieczeń podstawowych, wszystkie sygnały o zadziałaniu zabezpieczeń lub automatyk na wyłączenie, wszystkie sygnały telezabezpieczeniowe (nadawanie i odbiór) oraz sygnały załączające od układów SPZ,
- rejestrować przebiegi wolnozmiennie,
- rejestrować zapis w zalecanym formacie,
- pożądana jest realizacja łatwego dostępu do rejestratora zakłóceń sieciowych: lokalnego w miejscu jego zainstalowania oraz zdalnego.

Polowe rejestratory zakłóceń mają za zadanie rejestrować przebiegi zakłóceń zaobserwowanych w obrębie pola dla którego rejestrator jest dedykowany. Ich działanie jest analogiczne do rejestratorów obiektowych jednak zakres obserwacji zdarzenia ogranicza się do wybranego pola. Rejestratory polowe mogą występować w dwóch wykonaniach, jako:

- urządzenia autonomiczne, gdy sygnały doprowadzone są rejestratora niezależnie od pozostałych urządzeń EAZ zainstalowanych w polu,
- moduł rejestratora zakłóceń będący integralną częścią zabezpieczenia znajdującego się w danym polu.

Sygnały wejściowe rejestratora polowego ograniczają się do sygnałów prądów i napięć fazowych oraz prądu i napięcia zerowego mierzonych w tym polu. Również ograniczona jest liczba sygnałów binarnych. Jeżeli rejestrator jest modułem zabezpieczenia, to sygnały binarne pobudzające rejestrację mogą być przekazywane wewnątrz urządzenia i często są bezpośrednio powiązane z wykorzystywanymi w zabezpieczeniu członami zabezpieczeniowymi.

Rejestratory polowe cechuje mniejsza wielkość pamięci przeznaczonej do przechowywania zarejestrowanych zakłóceń (szczególnie w modułach będących częścią EAZ gdzie dane zapisywane są w wewnętrznej pamięci typu „Flash”). Po przekroczeniu maksymalnej liczby przebiegów zarejestrowanych najstarszy z nich

zostanie nadpisany przez nowe zakłócenie. Podobnie jak w rejestratorach stacyjnych jedną z istotnych cech jest możliwość wymiany danych z innymi urządzeniami, oprogramowaniem do analizy zarejestrowanych przebiegów, koncentratorem lokalnym oraz SSiN. Transmitowane mogą być kompletne dane opisujące zarejestrowane zakłócenie, wybrana część przebiegu lub wybrane grupy kanałów. Dostęp do rejestratora można uzyskać przez różnego rodzaju łącza komunikacyjne.

Wyróżnić można trzy sposoby pobudzenia rejestratora:

1. Pobudzenie ręczne, poprzez interfejs użytkownika, komputer osobisty lub z poziomu SSiN.
2. Pobudzenie sygnałem binarnym, w przypadku modułu rejestratora może być to sygnał wewnętrzny lub zewnętrzny, dla rejestratorów autonomicznych jest to sygnał zewnętrzny.
3. Pobudzenie sygnałem analogowym (wielkość nad- lub podprogowa).

W przypadku rejestratorów zakłóceń pracujących jako moduły EAZ mogą one współpracować z wewnętrznym rejestratorem zdarzeń oraz lokalizatorem miejsca zwarcia w które wyposażone jest dane urządzenie.

### 5.7.3 Kanał inżynierski

Kanał inżynierski nie jest pojedynczym urządzeniem ale definiuje zbiór urządzeń przeznaczonych do zorganizowania toru transmisyjnego dla danych konfiguracyjnych.

Każde wspólnie instalowane urządzenie EAZ, telemechaniki lub rejestrator wyposażony jest w kanał inżynierski przeznaczony do jego konfiguracji i kopiowania danych do i z urządzenia. Jest to łącze szeregowe (RS 232), Ethernetowe lub światłowodowe pozwalające bezpośrednio, poprzez modem lub sieć IP połączyć komputer z oprogramowaniem konfiguracyjnym i dokonać zmiany parametrów urządzenia.



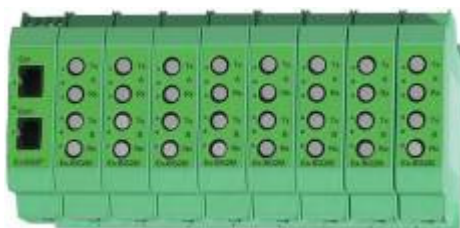
Rys. 5.11 Koncentrator portów NPort 5600-8-DT firmy Moxa

Łączy to nie służy do transmisji danych, a jedynie ma charakter inżynierski, konfiguracyjny. Jest więc całkowicie odseparowane od łączy podstawowych transmitujących dane SSiN.

Aby wyeliminować konieczność stosowania pojedynczych łączy, w celu wymiany informacji pomiędzy urządzeniami EAZ, telemechaniki, a oprogramowaniem konfiguracyjnym, wykorzystuje się koncentratory portów lub zabezpieczeń. Pozwalają one na podłączenie do jednego łączy komunikacyjnego wielu urządzeń. Eliminują one konieczność bezpośredniego połączenia w trybie punkt-punkt pomiędzy urządzeniem i komputerem osoby konfigurującej, pozwalając na dość swobodne kształtowanie kanału inżynierskiego przeznaczonego do konfiguracji różnych urządzeń. Ze względu na realizowane funkcję oraz sposób działania możemy podzielić koncentratory na dwa rodzaje:

- nieinteligentne,
- inteligentne.

Pierwsze z nich mają za zadanie rozdzielenie sygnału pomiędzy stanowiskiem zarządzającym, a nadzorowanym urządzeniem. Oprogramowanie zarządzające znajduje się na komputerze, który komunikuje się poprzez koncentrator z urządzeniem konfigurowanym. Jedyną informacją dodatkową wprowadzoną przez koncentrator jest numeracja portów, umożliwia to rozróżnianie przyłączonych do nich urządzeń.



Rys. 5.12 Moduł dostępowy Ex-BGx – firmy Elkomtech

W drugim przypadku koncentrator wyposażony został w oprogramowanie przechowywane w jego pamięci pozwalające na zarządzanie przyłączonymi do niego urządzeniami. Oprogramowanie to, oprócz komunikowania się ze stacją zarządzającą, samoczynnie może wykonywać zadania, które zostały zaprogramowane. Rola odległej stacji zarządzającej ograniczona zostaje do nawiązania komunikacji z odpowiednią aplikacją i poprzez jej funkcje zarządzanie urządzeniami. Dodatkową zaletą tego typu koncentratorów jest możliwość przechowywania danych, co po-

zwala na zdalny dostęp do nich, jak również możliwość ich kopiowania. Rozszerzony został również zestaw technologii pozwalający na komunikację z koncentratorem, oprócz połączenia modemowego możliwa jest również komunikacja wykorzystująca protokoły pracujące w sieciach IP. Dzięki własnemu systemowi operacyjnemu możliwe jest określenie poziomów uprawnień grup użytkowników.

## 6 Analiza obliczeniowa systemów elektroenergetycznych – rozwiązanie zadania rozptywowego

### 6.1 Zależności podstawowe

Wstępnym krokiem poprzedzającym rozwiązanie zadania rozptywowego jest określenie modelu sieci – czyli liczbowe odwzorowanie wzajemnych powiązań i parametrów tworzących ją elementów – linii i transformatorów modelowanych jednofazowo w formie czwórników lub dwójników – [9, 37, 56, 111]. Najczęściej stosowanym modelem jest znana z teorii obwodów [10] admitancyjna macierz węzłowa, dla której pojęcie węzła utożsamiane jest zasadniczo z realnie istniejącą rozdzielnią lub wchodzącym w jej skład systemem szyn zbiorczych.

Z punktu widzenia teorii sterowania rozwiązanie zadania rozptywowego sprowadza się do znalezienia takiego wektora stanu zawierającego w sobie moduły napięć węzłowych i ich argumenty

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} \mathbf{U} \\ \boldsymbol{\delta} \end{bmatrix} \quad (6.1)$$

który spełnia równania sieci uwzględniające wektor wymuszeń  $\mathbf{w}$  (moce odbierane w węzłach)

$$\mathbf{w} = \begin{bmatrix} \mathbf{P}_L \\ \mathbf{Q}_L \end{bmatrix} \quad (6.2)$$

oraz wektor sterowań  $\mathbf{s}$  (moce generowane w węzłach)

$$\mathbf{s} = \begin{bmatrix} \mathbf{P}_G \\ \mathbf{Q}_G \end{bmatrix} \quad (6.3)$$

Równania sieci mają następującą postać ogólną

$$\mathbf{s} - \mathbf{w} - \mathbf{f}(\mathbf{x}) = \mathbf{0} \quad (6.4)$$

a dla każdego spośród  $i=1 \dots N$  jej węzłów można zapisać

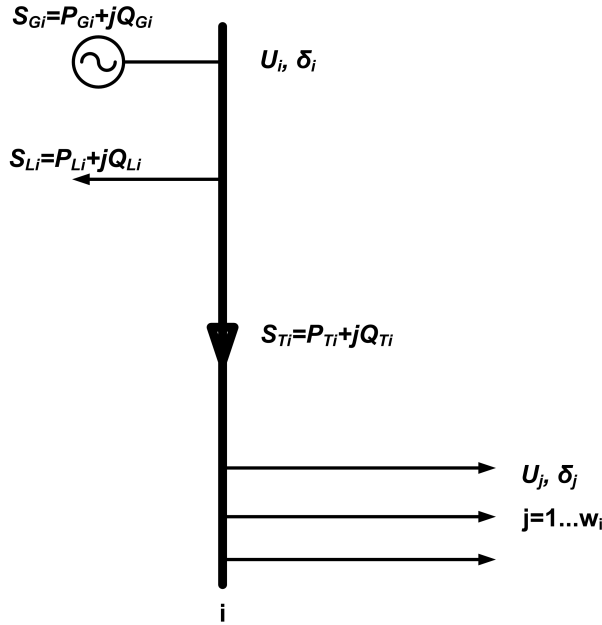
$$P_{Gi} - P_{Li} - \mathbf{f}_P(\mathbf{U}, \boldsymbol{\delta}) = 0 \quad (6.5)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Li} - \mathbf{f}_Q(\mathbf{U}, \boldsymbol{\delta}) = 0 \quad (6.6)$$

Szczegółową postać funkcji  $\mathbf{f_P}$  i  $\mathbf{f_Q}$  otrzymuje się na podstawie równania bilansu mocy czynnych i biernych dla węzła  $i$  – tego sieci. Dla widocznego na rys. 6.1 węzła sieci spełnione są zależności

$$P_{Gi} - P_{Li} = P_{Ti} \quad (6.7)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Li} = Q_{Ti} \quad (6.8)$$



Rys. 6.1 Bilans mocy w węźle  $i$ -tym

Moc pozorna  $S_{Ti}$  wynikająca z bilansu mocy generowanej i odbieranej zostaje przesłana do węzłów sąsiednich przyłączonych do rozpatrywanego węzła  $i$ -tego (oznacza się je jako  $j=1 \dots w_i$ ). Można zatem zapisać, że

$$\underline{S}_{Ti} = P_{Ti} + jQ_{Ti} = \underline{U}_i \cdot \underline{I}_i^* = \underline{U}_i \sum_{j=1}^{w_i} \underline{U}_j^* \cdot \underline{Y}_{ij}^* \quad (6.9)$$

Wyróżniając w napięciach i admitancjach opisanych za pomocą liczb zespolonych, moduły oraz argumenty, można równania (6.7) i (6.8) doprowadzić do postaci

$$P_{Gi} - P_{Li} - U_i \sum_{j=1}^{w_i} \left[ U_j Y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \gamma_{ij}) \right] = 0 \quad (6.10)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Li} - U_i \sum_{j=1}^{w_i} \left[ U_j Y_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j - \gamma_{ij}) \right] = 0 \quad (6.11)$$

Wynika z nich, że funkcje  $\mathbf{f}_p(\mathbf{U}, \boldsymbol{\delta})$  oraz  $\mathbf{f}_q(\mathbf{U}, \boldsymbol{\delta})$  są funkcjami nieliniowymi, a układ  $2N$  równań typu (6.10) i (6.11) jest układem równań nieliniowych, dla którego nie jest możliwe wyznaczenie rozwiązania metodą analityczną.

Tak więc z matematycznego i numerycznego punktu widzenia rozwiązanie zadania rozplwowego sieci elektroenergetycznej sprowadza się do rozwiązania nieliniowego układu równań (6.10) i (6.11), przy czym liczba niewiadomych może sięgać kilku, kilkunastu lub nawet kilkudziesięciu tysięcy (w zależności od rozległości analizowanej sieci). W obliczeniach wykonywanych za pomocą profesjonalnych programów do analizy SEE możliwe jest włączenie do wektora sterowań wartości przekładni transformatorów sprzęgających sieci przesyłowe o różnych wartościach napięć, dla których prowadzona jest regulacja pod obciążeniem (wektor przekładni oznacza się jako  $\boldsymbol{\Theta}$ ). W prezentowanych rozważaniach, z uwagi na utrzymanie ich czytelności i prostoty, kwestia ta nie będzie szerzej rozważana. Omawia się ją w [9, 56, 111].

## 6.2 Metody rozwiązywania zadania rozplwowego

Uwzględniając historię zastosowania metod numerycznych w elektroenergetyce można wyróżnić następujące sposoby rozwiązywania zadania rozplwowego:

### 6.2.1 Metoda Warda – Hale’a

Metoda Warda – Hale’a [112], najstarsza ze znanych metod, nie wymagająca złożonych obliczeń macierzowych, obecnie nie jest stosowana w praktyce z uwagi na długi czas obliczeń i słabą ich zbieżność. Metoda ta polega na znalezieniu rozwiązania zadania poprzez wielokrotne przybliżenia wartości napięć węzłowych, aż do uzyskania określonej dokładności. Obliczenia są prowadzone w układzie współrzędnych prostokątnych. Na starcie należy założyć przybliżone wartości napięć w węzłach. Mając wartości napięć oblicza się następnie prądy i moce węzłowe. Obliczone wartości mocy nie odpowiadają oczywiście założonym (ani mocom generowanym, ani odbieranym). Na podstawie różnicy mocy zadanej i obliczonej wyznacza się poprawki napięciowe (osobno dla części rzeczywistej i dla części urojonej), które następnie dodaje się do napięcia w danym węźle. A zatem zespolona wartość napięcia węzłowego po korekcie ma postać

$$U_i^{k+1} = (e_i^k + jf_i^k) + k(\Delta e_i^k + j\Delta f_i^k) \quad (6.12)$$

przy czym:

$$U_i^k = e_i^k + jf_i^k \quad (6.13)$$

Cykl ten powtarzany jest wielokrotnie (z uwagi na uproszczenia w sposobie wyliczania poprawek) aż do uzyskania wymaganej zbieżności i dokładności. Proces obliczeniowy może być przyspieszony poprzez wykorzystywanie, przy obliczaniu wartości poprawek napięciowych w rozpatrywanym węźle, wartości napięć w węzłach sąsiednich, obliczonych w tej samej iteracji. Szybkość procesu obliczeniowego można zwiększyć poprzez zastosowanie współczynnika nadrelaksacji ( $k$ ) przyjmowanego doświadczalnie, który powoduje powiększenie wartości poprawki napięciowej.

### 6.2.2 Metoda Gaussa

Metoda Gaussa [56], jest prosta i łatwa w interpretacji i oprogramowaniu, ale czasochłonna ze względu na dużą liczbę niezbędnych do wykonania iteracji. Jest rzadko stosowana. Metoda ta polega na rozwiązaniu równania o postaci

$$\mathbf{x} = \mathbf{F}(\mathbf{x}) \quad (6.14)$$

Dużą rolę ma tutaj wybór punktu startowego, ze względu na uzyskanie zbieżności procesu obliczeniowego. Wybór nieodpowiedniego punktu startowego może spowodować, że znalezienie rozwiązania będzie niemożliwe. Wyróżnić można cztery rodzaje metody Gaussa:

- admitancyjna metoda Gaussa, w której obliczenia sprowadzają się do znalezienia wektora napięć węzłowych

$$\underline{U}_i^{k+1} = \frac{1}{Y_{ii}} \left( \frac{P_i - jQ_i}{\underline{U}_i^{*(k)}} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^w Y_{ij} \underline{U}_j^{(k)} \right), \quad i = 1 \dots w, i \neq s \quad (6.15)$$

przy czym  $s$  jest indeksem zarezerwowanym dla węzła odniesienia (bilansującego); dysponując wartościami napięć oblicza się następnie pozostałe poszukiwane wielkości.

- admitancyjna metoda Gaussa-Seidela, która różni się od powyższej tym, że każda nowo obliczona wartość napięcia w danym węźle brana jest do obliczeń wartości napięcia w innych węzłach, ale w tej samej iteracji, według wzoru



$$\underline{U}_i^{k+1} = \frac{P_i - jQ_i}{\underline{Y}_{ii}} \frac{1}{\underline{U}_i^{*(k)}} - \sum_{j=1}^{i-1} \frac{\underline{Y}_{ij}}{\underline{Y}_{ii}} \underline{U}_j^{(k+1)} - \sum_{j=i+1}^w \frac{\underline{Y}_{ij}}{\underline{Y}_{ii}} \underline{U}_j^{(k)} \quad (6.16)$$

- impedancyjna metoda Gaussa, w której napięcia węzłowe oblicza się ze wzoru

$$\underline{U}_i^{k+1} = \underline{U}_s + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq s}}^w \underline{Z}_{ij} \underline{I}_j^{(k)} \quad (6.17)$$

natomiast prądy węzłowe według wzoru

$$\underline{I}_j^{(k)} = \frac{P_j - jQ_j}{(\underline{U}_j^{(k)})} - \underline{y}_j' \underline{U}_j^k \quad (6.18)$$

- impedancyjna metoda Gaussa-Seidela, różni się tym od wyżej opisanej, że przy obliczaniu napięć węzłowych uwzględnia się także prądy węzłowe obliczone w tej samej iteracji, zgodnie ze wzorem

$$\underline{U}_i^{k+1} = \underline{U}_s + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq s}}^{i-1} \underline{Z}_{ij} \underline{I}_j^{(k+1)} + \sum_{\substack{j=i+1 \\ j \neq s}}^w \underline{Z}_{ij} \underline{I}_j^{(k)} \quad (6.19)$$

### 6.2.3 Metoda „prądu stałego”

Metoda „prądu stałego” (DC), jest to metoda uproszczona, w której dzięki wprowadzonym założeniom dokonuje się linearyzacji zadania rozplwowowego. W metodzie stałoprądowej wprowadza się następujące założenia:

- moduły napięć wszystkich węzłów sieci są jednakowe i równe napięciu znamionowemu, czyli  $U_i = U_{ni}$  dla każdego węzła  $i=1 \dots N$ ,
- różnice pomiędzy argumentami napięć węzłowych są niewielkie, tak że spełnione są zależności -

$$\sin(\delta_i - \delta_j) \approx (\delta_i - \delta_j), \quad \cos(\delta_i - \delta_j) \approx \left[ 1 - \frac{(\delta_i - \delta_j)^2}{2} \right],$$

- rezystancje gałęzi mają zerowe wartości, tym samym zerowe wartości mają elementy konduktancyjne własne i wzajemne macierzy admitancyjnej węzłowej -  $G_{ij} = 0$ ,

- admitancje wzajemne węzłów mają wyłącznie wartości urojone –

$$Y_{ij} = -\frac{1}{X_{ij}}, \gamma_{ij} = -90^\circ,$$

- admitancje własne węzłów mają postać  $B_{ii} = Y_{ii} = -\sum_{j=1}^{w_i} Y_{ij}$

Po uwzględnieniu powyższych założeń otrzymuje się zależności

$$P_i \approx U_n^2 \cdot \sum_{j \neq i} \frac{1}{X_{ij}} \cdot (\delta_i - \delta_j) \quad (6.20)$$

$$Q_i \approx U_n^2 \cdot \left\{ \sum_{j \neq i} \frac{1}{X_{ij}} - \sum_{j \neq i} \frac{1}{X_{ij}} \cdot \left[ 1 - \frac{(\delta_i - \delta_j)^2}{2} \right] \right\} \quad (6.21)$$

Równanie na moc czynną węzłową można zapisać w postaci macierzowej

$$\mathbf{P} = U_n^2 \cdot \mathbf{Y} \cdot \boldsymbol{\delta} \quad (6.22)$$

gdzie:

$\mathbf{P}$  – wektor mocy czynnych (generowanych lub odbieranych),

$\mathbf{Y}$  – macierz admitancyjna węzłowa odpowiadająca strukturze i parametrom jej gałęzi,

$\boldsymbol{\delta}$  – wektor kątów fazowych napięć węzłowych.

W obliczeniach przyjmuje się, że jeden węzeł jest węzłem bilansującym (o znanym kącie fazowym) i w efekcie, usuwając jeden wiersz i jedną kolumnę z macierzy  $\mathbf{Y}$ , zmniejsza się jej wymiar.

W przypadku metody stałoprądowej obliczenia polegają na określeniu wektora kątów fazowych  $\boldsymbol{\delta}$  (elementami wektora stanu są wyłącznie kąty) na podstawie znajomości wektora mocy czynnych. Rozwiązanie sprowadza się zatem do problemu rozwiązania równania liniowego typu

$$\mathbf{Ax} = \mathbf{b} \quad (6.23)$$

W następnej kolejności należy obliczyć wartości mocy biernych [112].

Pomimo znacznych założeń upraszczających leżących u podstaw metody prądu stałego jest ona wykorzystywana również obecnie w badaniach wymagających szybkiego i wielokrotnego powtarzania rozwiązania zadania rozprywowego. Należy

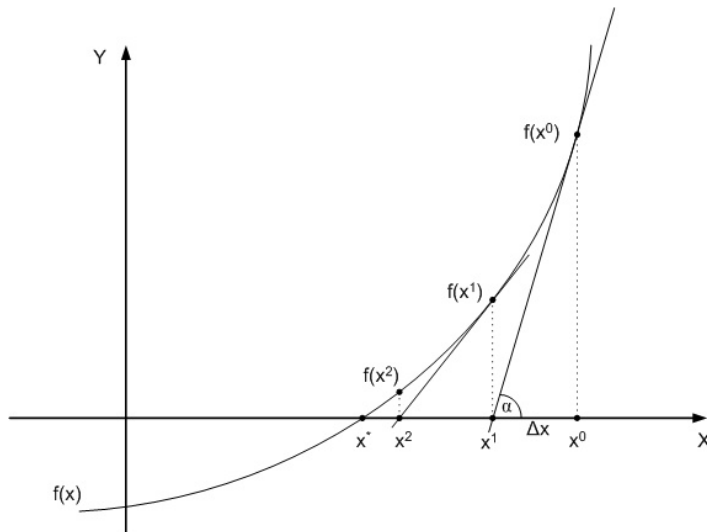
także wspomnieć o jej znaczeniu historycznym, gdyż stanowiła ona podstawę teoretyczną wykorzystywania do badania rozpliwów analizatorów rezystancyjnych (modelem fizycznym sieci AC z elementami o charakterze reaktancyjnym była sieć DC z elementami o charakterze rezystancyjnym, a odpowiednikami kątów były napięcia). Miało to miejsce w czasach gdy obliczenia komputerowe nie były jeszcze szerzej stosowane. Stąd zresztą wynika, trudna do zrozumienia przez laików, nazwa metody.

#### 6.2.4 Metoda Newtona (Newtona – Raphsona)

Metoda Newtona (Newtona – Raphsona) [28, 56, 89, 100,] jest metodą najczęściej stosowaną obecnie do obliczeń rozpliwów mocy. Jest dobrze znana w teorii i praktyce metod numerycznych wykorzystywanych do rozwiązywania równań nieliniowych i ich układów. Jest to metoda szybkobieżna, zbieżność najczęściej uzyskiwana jest po kilku iteracjach. Graficzne rozwiązanie tą metodą równania o postaci

$$F(x) = 0 \quad (6.24)$$

można przedstawić w sposób następujący



Rys. 6.2 Graficzna interpretacja metody Newtona

Jak widać, rozpoczynając obliczenia z punktu startowego  $x^0$  w kilku krokach znajduje się rozwiązanie  $x^*$ . Alternatywna nazwa tej metody odniesionej do problemu jednowymiarowego to „metoda siecznych”, co odpowiada zaprezentowanej wyżej ilustracji graficznej – [52, 83].

Koncepcja rozwiązywania równania (6.25) metodą Newtona (faktycznym rozwiązaniem jest punkt  $x^*$ ), polega na wybraniu punktu startowego obliczeń  $x^0$  i zapisaniu równania (6.26) w następującej postaci

$$F(x^0 + \Delta x^0) = 0 \quad (6.27)$$

Jeżeli rozwinie się powyższe równanie w szereg Taylora i pominie część nieliniową to otrzymuje się

$$F(x) = F(x^0) + \Delta x^0 \cdot \left[ \frac{dF(x)}{dx} \right]_{x=x^0} \quad (6.28)$$

przyjmując, że

$$\Delta x^0 = x - x^0 \quad (6.29)$$

otrzymuje się

$$F(x) = F(x^0) + (x - x^0) \cdot \left[ \frac{dF(x)}{dx} \right]_{x=x^0} \quad (6.30)$$

Dalej można zapisać

$$0 = F(x^0) + (x - x^0) \cdot \left[ \frac{dF(x)}{dx} \right]_{x=x^0} \quad (6.31)$$

czyli ostatecznie

$$x = x^0 - \left\{ \left[ \frac{dF(x)}{dx} \right]_{x=x^0} \right\}^{-1} \cdot F(x^0) \quad (6.32)$$

Powtarzając obliczenia w cyklu iteracyjnym uzyskuje się kolejne przybliżenia rozwiązania dokładnego  $x^*$

$$x^{k+1} = x^k - \left\{ \left[ \frac{dF(x)}{dx} \right]_{x=x^k} \right\}^{-1} \cdot F(x^k) \quad (6.33)$$

$$x^{k+1} = x^k + \Delta x^k \quad (6.34)$$

aż do osiągnięcia oczekiwanego stopnia dokładności rozwiązania

$$|F(x^k)| < \varepsilon.$$

Dla układu  $N$  równań nieliniowych ogólny zapis rozwiązania metodą Newtona - Raphsona ma postać

$$\mathbf{x}^{k+1} = \mathbf{x}^k - [\mathbf{J}_{\mathbf{x}=\mathbf{x}^k}]^{-1} \cdot \mathbf{F}(\mathbf{x}^k) \quad (6.35)$$

gdzie  $\mathbf{J}$  - macierz kwadratowa stopnia  $N$  zawierająca wartości pochodnych cząstkowych  $\frac{\partial \mathbf{F}(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}}$  w danym punkcie  $\mathbf{x}^k$ , nazywana macierzą Jacobiego (lub jakobianem).

Wyrażenie w postaci (6.35) wykorzystywane jest w rozwiązaniu zadania rozpyłowego. Funkcję  $\mathbf{F}(\mathbf{x})$  tworzy lewa strona równania (6.4), a zatem

$$\mathbf{F}(\mathbf{x}) = \mathbf{s} - \mathbf{w} - \mathbf{f}(\mathbf{x}) \quad (6.36)$$

Po podstawieniu (6.36) do wyrażenia (6.33) otrzymuje się

$$\mathbf{x}^{k+1} = \mathbf{x}^k + \left. \frac{\partial \mathbf{f}}{\partial \mathbf{x}} \right|_{\mathbf{x}=\mathbf{x}^k}^{-1} \Delta \mathbf{f} \quad (6.37)$$

gdzie:

$$\Delta \mathbf{f} = \mathbf{s} - \mathbf{w} - \mathbf{f}(\mathbf{x}_k) \quad (6.38)$$

Rozpoczynając obliczenia od punktu startowego, w kolejnych krokach iteracji dąży się do minimalizacji różnic pomiędzy wartościami zadanymi, a obliczanymi w poszczególnych węzłach sieci aż do osiągnięcia zadanej dokładności. Obliczenia iteracyjne wykonywane są do momentu spełnienia kryterium dokładności  $\varepsilon$ , który dla algorytmu Newtona wygląda następująco:

$$|\mathbf{F}(\mathbf{x}^k)| < \varepsilon \quad (6.39)$$

Metoda Newtona – Raphsona jest metodą pozwalającą w szybki sposób znaleźć rozwiązanie, niemniej jednak w obliczeniach praktycznych wprowadza się pewne jej modyfikacje pozwalające w znacznym stopniu skrócić czas obliczeń.

W przypadku rozwiązywania w praktyce zadań rozpyłowych pewnej modyfikacji podlega pojęcie wektora stanu oraz wektora sterowań. Wynika to z wprowadzenia następującej klasyfikacji węzłów SEE:

- węzły elektrowniane – dla których przyjmuje się zadaną wartość modułu napięcia  $U_{Gi}$  (tym samym staje się ona elementem wektora wymuszeń  $\mathbf{w}$ ), natomiast do wektora stanu  $\mathbf{x}$  zalicza się tylko argument napięcia w węźle

elektrownianym czyli  $\delta_{Gi}$ ; moc bierna  $Q_{Gi}$  staje się tylko wielkością wynikową zadania obliczeniowego wyznaczaną z wyrażenia

$$Q_{Gi} = Q_{Li} - U_i \sum_{j=1}^{w_i} \left[ U_j Y_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j - \gamma_{ij}) \right] \quad (6.40)$$

i nie jest wyznaczana bezpośrednio w procedurze rozwiązywania układu równań (6.4). Do podzbioru węzłów elektrownianych zalicza się na ogół rozdzielnie dużych elektrowni systemowych, dla których układy regulacji napięcia generatorów mogą wymusić zadaną wartość napięcia  $U_{Gi}$ . W praktyce węzłom tym nadaje się kod 2 (umowny).

- węzły obciążeniowe są to węzły, dla których zgodnie z przedstawionymi założeniami, wymuszeniami są moce  $P_{Li}$  oraz  $Q_{Li}$  natomiast elementami wektora stanu są moduł i argument napięcia  $U_{Li}$ ,  $\delta_{Li}$ . W praktyce węzłom tym nadaje się umowny kod 1.
- węzły elektrowniane ( $P, Q$ ) są to węzły, w których występuje generacja mocy czynnej i biernej ( $P_{Gi}$ ,  $Q_{Gi}$  – elementy wektora sterowań) oraz (opcjonalnie) także odbiór mocy czynnej i biernej ( $P_{Li}$ ,  $Q_{Li}$  – elementy wektora wymuszeń). Do podzbioru tych węzłów (kod umowny stosowany w praktyce – 2) zalicza się na ogół rozdzielnie średnich i małych elektrowni, które nie są w stanie wymusić zadanej z góry wartości napięcia.
- węzeł bilansujący jest to jeden wybrany węzeł SEE, dla którego zakłada się, że elementy wektora stanu są znane  $U_B = 1,05$  oraz  $\delta_B = 0,0$ . Tym samym moc czynna i bierna tego węzła stają się wielkościami wynikowymi zadania, które wyznacza się z wyrażen

$$P_B = U_B \sum_{j=1}^{w_B} \left[ U_j Y_{Bj} \cos(-\delta_j - \gamma_{Bj}) \right] \quad (6.41)$$

$$Q_B = U_B \sum_{j=1}^{w_B} \left[ U_j Y_{Bj} \sin(-\delta_j - \gamma_{Bj}) \right] \quad (6.42)$$

W praktyce węzeł ten oznacza się umownym kodem (3).

W wyniku tak sformułowanych założeń i dokonanego podziału węzłów liczba równań układu (6.4) uprzednio określana jako  $2N$  ulega zmniejszeniu.

Oznaczając jako:

$N_G$  liczbę węzłów elektrownianych,

$N_L$  liczbę węzłów obciążeniowych i elektrownianych  $PQ$  określa się wektor stanu

$$\mathbf{x}^t = [\delta_{G1} \dots \delta_{GN_G}, \delta_{L1} \dots \delta_{LN_L}, U_{L1} \dots U_{LN_L}]^t \quad (6.43)$$

$$\mathbf{x}^t = [\delta_G, \delta_L, U_L]^t \quad (6.44)$$

$$\mathbf{x}^t = [\boldsymbol{\delta}, \mathbf{U}]^t \quad (6.45)$$

dla którego liczba elementów wynosi  $2 N_L + N_G$ .

W rezultacie, zgodnie w przedstawionym wyżej ogólnym opisem metody Newtona – Raphsona podstawowy wzór opisujący rozwiązanie zadania rozptywowego ma postać

$$\begin{bmatrix} \delta^{k+1} \\ U^{k+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta^k \\ U^k \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \left. \frac{\partial P}{\partial \delta} \right|_{\delta=\delta^k} & \left. \frac{\partial P}{\partial U} \right|_{U=U^k} \\ \left. \frac{\partial Q}{\partial \delta} \right|_{\delta=\delta^k} & \left. \frac{\partial Q}{\partial U} \right|_{U=U^k} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P^k \\ \Delta Q^k \end{bmatrix} \quad (6.46)$$

przy czym funkcje  $P(\delta, U)$  oraz  $Q(\delta, U)$  mają postać wynikającą z równań (6.10) oraz (6.11), czyli dla węzła  $i$ -tego

$$P_i(\boldsymbol{\delta}, \mathbf{U}) = U_i \sum_{j=1}^{w_i} \left[ U_j Y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \gamma_{ij}) \right] \quad (6.47)$$

$$Q_i(\boldsymbol{\delta}, \mathbf{U}) = U_i \sum_{j=1}^{w_i} \left[ U_j Y_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j - \gamma_{ij}) \right] \quad (6.48)$$

Z kolei elementy wektorów  $\Delta \mathbf{P}^k$  i  $\Delta \mathbf{Q}^k$  wyznaczane dla węzła  $i$ -tego jako

$$\Delta P_i^k = P_{Gi} - P_{Li} - U_i^k \sum_{j=1}^{w_i} \left[ U_j^k Y_{ij} \cos(\delta_i^k - \delta_j^k - \gamma_{ij}) \right] \quad (6.49)$$

$$\Delta Q_i^k = Q_{Gi} - Q_{Li} - U_i^k \sum_{j=1}^{w_i} \left[ U_j^k Y_{ij} \sin(\delta_i^k - \delta_j^k - \gamma_{ij}) \right] \quad (6.50)$$

Określane są one terminem „poprawek mocowych” (wskazują na niezbilansowanie mocy wytwarzanej w węźle, odbieranej w nim oraz przesyłanej do węzłów sąsiednich).

Podstawowym problemem obliczeniowym metody Newtona - Raphsona jest opracowanie szybkiej metody wyznaczania odwrotności macierzy Jacobiego. Dzięki umiejętnemu wykorzystaniu faktu, że w jej strukturze przeważają elementy zerowe (macierz Jacobiego ma strukturę rzadką, elementy niezerowe, dla dużych sieci, stanowią mniej niż 1% wszystkich elementów). Problem ten, sprowadzający się w ogólnym przypadku do realizacji operacji numerycznej

$$\mathbf{x} = \mathbf{A}^{-1}\mathbf{b} \quad (6.51)$$

ma bardzo bogate piśmiennictwo dla macierzy  $\mathbf{A}$  o rzadkiej strukturze.

Można tu wspomnieć zarówno o pracach związanych z popularnym pakietem Matlab [27, 71] jak też o pracach zespołu Katedry Sieci Elektrycznych i Zabezpieczeń Politechniki Lubelskiej – [43]

Uzyskiwane rezultaty dla sieci liczącej 2500 węzłów obciążeniowych i 500 węzłów elektrownianych (wymiar macierzy Jacobiego 5500 x 5500) są imponujące, gdyż operacja (6.51) jest realizowana na współczesnych komputerach w czasie znacznie poniżej 1 sekundy. Należy jednak pamiętać, że obliczenia mają charakter iteracyjny i czas rozwiązania zadania rozprężowego może być znacząco dłuższy (kilkna, kilkadziesiąt sekund). Dlatego też warto wspomnieć o metodach uproszczonych, skracających czas obliczeń, wywodzących się z metody Newtona – Raphsona.

### 6.2.5 Rozłączna metoda Newtona

Z właściwości fizycznych sieci SEE i pracujących w nich generatorów wynika, że zależność pomiędzy przesyłanymi mocami czynnymi (funkcja (6.47)) a wartościami napięć węzłowych jest słaba. Dlatego też można w przybliżeniu uznać, że wszystkie elementy macierzy (6.52) mają wartości zerowe, czyli

$$J_2 = \frac{\partial P}{\partial U} \bigg|_{U=U^k} = 0 \quad (6.52)$$

Podobne, słabe powiązania pomiędzy przesyłanymi mocami biernymi, a wartościami argumentów napięć węzłowych, uzasadniają przyjęcie założenia o zerowych wartościach elementów macierzy

$$J_3 = \frac{\partial Q}{\partial \delta} \bigg|_{\delta=\delta^k} = 0 \quad (6.53)$$

Tym samym wyrażenie (6.46) zostaje zdekomponowane na dwa niezależne wyrażenia



$$\delta^{k+1} = \delta^k + \mathbf{J}_1^k \Delta \mathbf{P}^k = \delta^k + \left. \frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \mathbf{U}} \right|_{\delta=\delta^k}^{-1} \Delta \mathbf{P}^k \quad (6.54)$$

$$\mathbf{U}^{k+1} = \mathbf{U}^k + \mathbf{J}_4^k \Delta \mathbf{Q}^k = \mathbf{U}^k + \left. \frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \mathbf{U}} \right|_{\mathbf{U}=\mathbf{U}^k}^{-1} \Delta \mathbf{Q}^k \quad (6.55)$$

Tym samym problem rozwiązania układu równań liczącego  $2 N_L + N_G$  elementów zostaje zastąpiony rozwiązaniem dwóch układów równań liczących odpowiednio  $N_L + N_G$  i  $N_L$  elementów, co zmniejsza zauważalnie nakłady obliczeniowe, pomimo wzrostu liczby iteracji.

### 6.2.6 Szybka rozłączna metoda Newtona

Dalsze uproszczenia metody rozłącznej Newtona powstają po przyjęciu założeń wskazanych poniżej

- kąty  $\delta_i$  i  $\delta_j$  są na tyle małe, że można przyjąć

$$\delta_i - \delta_j - \gamma_{ij} \approx -\gamma_{ij} \quad (6.56)$$

- napięcia  $U_i$  oraz  $U_j$  mają (w jednostkach względnych) na tyle zbliżone wartości, że spełniona jest zależność

$$Q_i \ll B_{ii} U_i^2 \quad (6.57)$$

W rezultacie zależności rozłączne (6.54) oraz (6.55) przybierają postać

$$\delta^{k+1} = \delta^k + \mathbf{B}_N^{-1} \Delta \mathbf{P}_m^k \quad (6.58)$$

$$\mathbf{U}^{k+1} = \mathbf{U}^k + \mathbf{B}_L^{-1} \Delta \mathbf{Q}_m^k \quad (6.59)$$

przy czym  $\mathbf{B}_N$  jest macierzą części urojonych admitancji własnych i wzajemnych węzłów (dla całej sieci), a  $\mathbf{B}_L$  analogicznie dla węzłów obciążeniowych.

Macierze te nie ulegają zmianie w całym procesie iteracyjnym, co znacznie zmniejsza nakłady obliczeniowe związane z jego prowadzeniem. Modyfikacja wektorów  $\Delta \mathbf{P}_m^k$  i  $\Delta \mathbf{Q}_m^k$  polega na podzieleniu każdego z ich elementów przez wartości modułu napięcia w węźle  $i$  tj.

$$\Delta P_{mi}^k = \frac{\Delta P_i^k}{U_i} \quad (6.60)$$

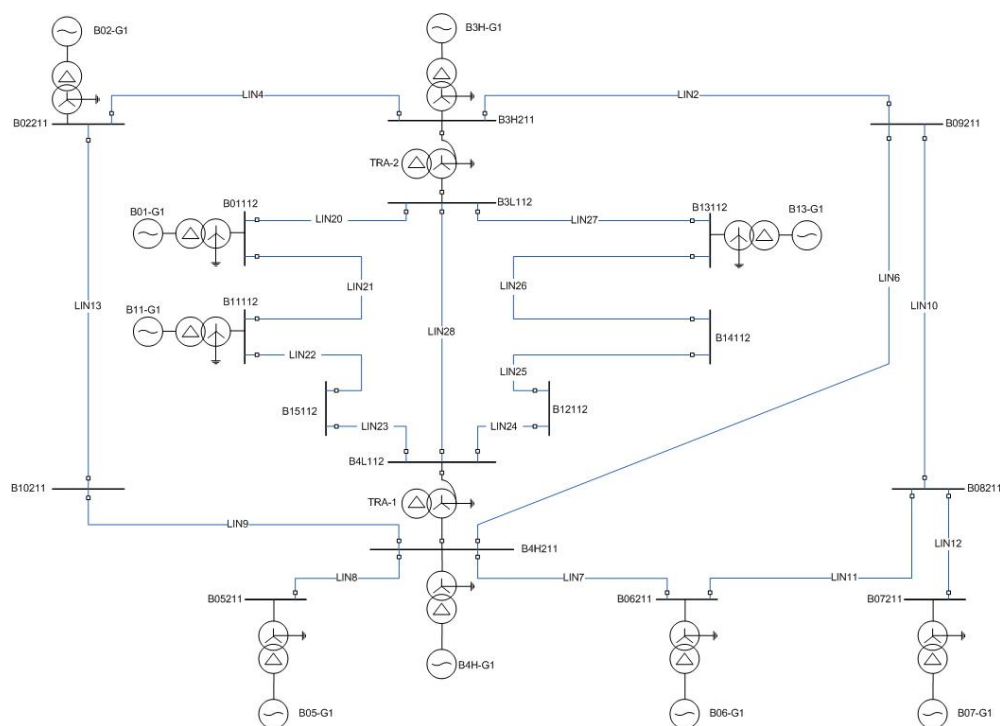
oraz

$$\Delta Q_{mi}^k = \frac{\Delta Q_i^k}{U_i} \quad (6.61)$$

Zalety metody (uwolnienie jacobianów od zmiennych stanu) osiągnięte są kosztem zwiększenia liczby iteracji i pogorszeniem zbieżności – możliwy jest jej brak.

### 6.3 Testowa sieć CIGRE

Sieć testowa CIGRE 7G jest siecią składającą się z 7 generatorów, 17 węzłów, 18 linii oraz 2 transformatorów. Schemat sieci pokazany jest na poniższym rysunku.



Rys. 6.3 Sieć testowa CIGRE

Szczegółowy opis danych elementów sieci zamieszczono poniżej.

#### 6.3.1 Dane rozplývowe

Dane rozplývowe traktowane są jako te, które wyznaczają zasadniczy kształt sieci. Do ich opisu wykorzystano system NORMAL, stosowany w polskiej elektroenergetyce, bazujący na następujących założeniach:

- dane główne (rozplywowe) znajdują się w jednym pliku,
- do podziału danych na charakterystyczne grupy wykorzystywane są tzw. słowa kluczowe, z których najważniejsze to:
  - **komentarz** (następujący po nim tekst ułatwia identyfikację badanego systemu oraz wariantu danych),
  - **wezly** (po tym słowie następuje opis kolejnych węzłów, rekord po rekordzie),
  - **galezie** (po tym słowie następuje opis gałęzi sieci (linii i transformatorów), rekord po rekordzie),
  - **galezie-tt** (następują po nim rekordy zawierające uzupełniające dane o transformatorach systemowych),
  - **wezly-ls** (po tym słowie następują pary węzłów połączone sprzęgłem),
  - **koniec** (koniec pliku).

Szczegółowy wykaz parametrów opisujących poszczególne elementy systemu zawierają załączone tablice 6.1-6.3.

Oznaczenia elementów które zawiera tabela 6.1:

- Typ - oznaczenie typu węzła; 1 - węzeł odbiorczy; 2 - węzeł wytwórczy; 3 - węzeł wytwórczy z ograniczeniami generacji mocy biernej; 4 - węzeł bilansujący,
- $U_z$  - napięcie zadane w węźle,
- $P_z$  - moc czynna odbierana w węźle,
- $Q_z$  - moc bierna odbierana w węźle,
- $P_g$  - moc czynna generowana w węźle,
- $Q_g$  - moc bierna generowana w węźle,
- $Q_{max}$  - maksymalna moc bierna, która może być generowana w węźle,
- $Q_{min}$  - minimalna moc bierna, która może być generowana w węźle,
- $c_P$  - współczynnik nachylenia charakterystyki mocy czynnej,
- $c_Q$  - współczynnik nachylenia charakterystyki mocy biernej,
- $Q_k$  - dodatkowa moc bierna kompensująca,

- $U_{\max}$  - maksymalne napięcie węzła,
- $U_{\min}$  - minimalne napięcie węzła,
- $U_n$  - napięcie znamionowe,
- $U$  - aktualna wartość napięcia (moduł w jednostkach względnych),
- $D$  - argument napięcia,
- $G_w$  - konduktancja dodatkowej gałęzi poprzecznej przyłączonej do węzła,
- $B_w$  - susceptancja dodatkowej gałęzi poprzecznej przyłączonej do węzła.

Tabela 6.1 Zestawienie danych opisujących węzły sieci testowej CIGRE 7G

Nazwa	Typ	Uz	Pz	Qz	Pg	Qg	Qmax	Qmin	cP	cQ	Qk	Umax	Umin	Un	U	D	Gw	Bw
-	-	kV	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar	Mvar	-	-	Mvar	kV	kV	kV	j.w.	°	μS	μS
B01112	2	115	18	9.0	110.00	46.27	80.0	-30				120.75	109.25	110.00	1.045455	-8.899		
B10211	1	220	310.	160.0								231.00	209.00	220.00	0.957430	-13.164		
B11112	1	110	50	19.0								115.50	104.50	110.00	1.028576	-9.9509		
B12112	1	110	25	9.0								115.50	104.50	110.00	1.000427	-10.901		
B13112	1	110	35	13.0								115.50	104.50	110.00	1.031138	-10.940		
B14112	1	110	40	15.0								115.50	104.50	110.00	1.009259	-11.633		
B15112	1	110	40	15.0								115.50	104.50	110.00	1.002079	-10.666		
B02211	4	240	12	7.0	280.48	90.37	0.0	0				252.00	228.00	220.00	1.090909	0.000		
B3H211	2	235	17	10.0	210.00	175.79	180.0	-120				246.75	223.25	220.00	1.068182	-6.819		
B3L112	1	115	50	19.0								120.75	109.25	110.00	1.045381	-10.134		
B4H211	2	235	276	105.0	450.00	246.01	320.0	-240				246.75	223.25	220.00	1.068182	-5.433		
B4L112	1	110	112	42.7								115.50	104.50	110.00	1.000017	-10.187		
B05211	2	243	14	8.0	210.00	24.34	150.0	-120				255.15	230.85	220.00	1.104545	6.260		
B06211	2	242	30	20	320.00	94.57	210.0	-150				254.10	229.90	220.00	1.100000	1.666		
B07211	2	242	15	9.0	150.00	44.32	120.0	-100				254.10	229.90	220.00	1.100000	3.141		
B08211	1	220	210	85.0								231.00	209.00	220.00	1.035867	-4.901		
B09211	1	220	440	180.0								231.00	209.00	220.00	0.925124	-19.291		

Tabela 6.2 Zestawienie danych opisujących linie sieci testowej CIGRE 7G

Nazwa	WezPocz	WezKon	R	X	B <sub>c</sub>	I <sub>Smax</sub>	ST	X <sub>0</sub> /X <sub>1</sub>
-	-	-	Ω	Ω	μS	A	-	-
LIN10	B09211	B08211	10.70	90.00	420	1000	2	2.5
LIN11	B08211	B06211	3.50	30.80	180	1000		2.5
LIN12	B08211	B07211	6.00	59.50	300	1000		2.5
LIN13	B10211	B02211	5.25	65.00	320	1000		2.5
LIN2	B3H211	B09211	5.75	58.00	290	1000		2.5
LIN20	B3L112	B01112	2.50	10.50	53	630		2.6
LIN21	B01112	B11112	0.60	4.00	20	630	2	2.6
LIN22	B11112	B15112	1.80	12.00	65	630	3	2.6
LIN23	B15112	B4L112	0.50	4.00	20	630	2	2.6
LIN24	B4L112	B12112	0.45	3.50	17.5	630	2	2.6
LIN25	B12112	B14112	1.10	8.10	40.5	630	3	2.6
LIN26	B14112	B13112	1.10	8.10	40.5	630	3	2.6
LIN27	B13112	B3L112	0.45	3.50	17.5	630	2	2.6
LIN4	B3H211	B02211	7.80	82.60	410	1000		2.5
LIN6	B09211	B4H211	11.70	96.00	422	1000	2	2.5
LIN7	B4H211	B06211	12.75	97.00	430	1000		2.5
LIN8	B4H211	B05211	5.45	60.00	305	1000	2	2.5
LIN9	B4H211	B10211	5.25	55.00	290	1000	2	2.5

Oznaczenia elementów które zawiera tabela 6.2

- WezPocz - nazwa węzła początkowego linii,
- WezKon - nazwa węzła końcowego linii,
- R - rezystancja linii,
- X - reaktancja linii,
- BC - 1/2 susceptancji poprzecznej pojemnościowej linii,
- ISmax - prąd dopuszczalny dla linii,
- ST - status linii (włączona - wyłączona) + dodatkowo informacja o liczbie odcinków składowych linii,
- X0/X1 - stosunek reaktancji dla składowej zerowej do reaktancji dla składowej zgodnej.

Tabela 6.3 Zestawienie danych opisujących transformatory systemowe sieci CIGRE 7G

Nazwa	WezPocz	WezKon	R	X	Bc	Ismax	T	TETA	Tmax	Tmin
-	-	-	$\Omega$	$\Omega$	$\mu S$	MVA	-	$^{\circ}$	-	-
TRA-1	B4H211	B4L112	2.5	25.4		250	1.0423	0	1.05	0.9
TRA-2	B3H211	B3L112	3.9	39.6		160	0.9602	0	1.05	0.9

Oznaczenia elementów które zawiera tabela 6.3

- WezPocz - nazwa węzła początkowego transformatora,
- WezKon - nazwa węzła końcowego transformatora,
- R - rezystancja gałęzi transformatorowej,
- X - reaktancja gałęzi transformatorowej,
- BC - 1/2 susceptancji poprzecznej pojemnościowej,
- ISmax - moc znamionowa transformatora,
- T - moduł przekładni transformatora,
- TETA - kąt przekładni,
- Tmax - maksymalny moduł przekładni,
- Tmin - minimalny moduł przekładni.

Uwaga ! – Parametry transformatora z początku tabeli znajdują się w sekcji **galezie**, natomiast parametry opisujące przekładnie transformatora znajdują się w sekcji **galezie-tt**.

### 6.3.2 Rozszerzenie danych rozplywowych do obliczeń zwarcio- wych

Zbiór **Cigre7g.txt** jest akceptowany przez opcję ZBIORY|Odczyt.TXT programu zwarcioowego, ale powodzenie odczytu zależy od kompletności danych. Dane te muszą zostać rozszerzone o:

- dokładne modele zgodne i zerowe transformatorów systemowych, uwzględniające sposób połączenia uzwojeń i stan uziemienia punktu neutralnego,
- opis linii wzajemnie sprzężonych lub ich odcinków,

- opis źródeł przyłączonych do węzłów opisanych uprzednio w pliku rozpływowym,

### 6.3.2.1 Transformatory

Opisy pełnych modeli transformatorów systemowych TRA-1 i TRA-2 zawiera tabela 6.4. Są to modele w postaci czwórnika typu "T" z reaktancjami opisanymi dla składowej zgodnej i zerowej.

Tabela 6.4 Zestawienie danych opisujących model numeryczny transformatorów systemowych sieci testowej CIGRE 7G

Nazwa	WezPocz	WezKon	X1	X0	KU
-	-	-	$\Omega$	$\Omega$	-
TRA-1A	B4H211	B4H01	27.40	27.40	2
TRA-1B	B4L112	B4H01	-2.00	-2.00	2
TRA-1C	B4H01		99999.00	22.24	2
TRA-2A	B3H211	B3H01	42.60	42.60	2
TRA-2B	B3L112	B3H01	-3.00	-3.00	2
TRA-2C	B3H01		99999.00	32.50	2

Oznaczenia elementów które zawiera tabela 6.4:

- WezPocz - nazwa węzła początkowego gałęzi modelu transformatora (węzły ze znakiem 0 na czwartej pozycji nazwy są węzłami fikcyjnymi),
- WezKon - nazwa węzła końcowego gałęzi modelu transformatora,
- X1 - reaktancja dla składowej zgodnej gałęzi modelu,
- X0 - reaktancja dla składowej zerowej gałęzi modelu,
- KU - kod napięcia (7 - 750 kV, 4 - 400 kV, 2 - 220 kV, 1 – 110 kV itd.).

### 6.3.2.2 Sprężone odcinki linii

Znaczna liczba linii napowietrznych to linie dwutorowe. Sprężenia wzajemne nie powinny być pomijane w analizie zwarć doziemnych. Wprowadzenie dodatkowych węzłów jest najlepszą metodą dla efektywnego opisu odcinków sprężonych. W linie dwutorowe są opisane odcinek po odcinku (tabela 6.5).



Tabela 6.5 Zestawienie danych opisujących odcinki składowe wybranych linii sieci testowej CIGRE 7G

Nazwa Linii	Nazwa odcinka	WezPocz	WezKon	X1	X0	Xw	Nazwa odc. sprzęż.	WezPocz	WezKon
-	-	-	-	$\Omega$	$\Omega$	$\Omega$	-	-	-
LIN10	LIN10A	B09211	B09202	66.0	165.0	82.50	LIN6A	B09211	B09201
LIN10	LIN10B	B09202	B08211	24.0	60.0				
LIN21	LIN21A	B11112	B11102	3.0	7.8	3.90	LIN22A	B11112	B11101
LIN21	LIN21B	B11102	B01112	1.0	2.6				
LIN22	LIN22A	B11112	B11101	3.0	7.8	3.90	LIN21A	B11112	B11102
LIN22	LIN22B	B11101	B15102	6.0	15.6				
LIN22	LIN22C	B15102	B15112	3.0	7.8	3.90	LIN23B	B15101	B15112
LIN23	LIN23A	B4L112	B15101	1.0	2.6				
LIN23	LIN23B	B15101	B15112	3.0	7.8	3.90	LIN22C	B15102	B15112
LIN24	LIN24A	B12112	B12102	2.5	6.5	3.25	LIN25C	B12112	B12101
LIN24	LIN24B	B12102	B4L112	1.0	2.6				
LIN25	LIN25A	B14112	B14102	5.0	13.0	6.50	LIN26C	B14112	B14101
LIN25	LIN25B	B14102	B12101	0.6	1.6				
LIN25	LIN25C	B12101	B12112	2.5	6.5	3.25	LIN24A	B12102	B12112
LIN26	LIN26A	B13112	B13102	2.5	6.5	3.25	LIN27B	B13112	B13101
LIN26	LIN26B	B13102	B14101	0.6	1.6				
LIN26	LIN26C	B14101	B14112	5.0	13.0	6.50	LIN25A	B14102	B14112
LIN27	LIN27A	B3L112	B13101	1.0	2.6				
LIN27	LIN27B	B13101	B13112	2.5	6.5	3.25	LIN26A	B13102	B1311
LIN6	LIN6A	B09211	B09201	66.0	165.0	82.50	LIN10A	B09211	B09202
LIN6	LIN6B	B09201	B4H211	30.0	75.0				
LIN8	LIN8A	B4H211	B4H202	30.0	75.0	37.50	LIN9B	B4H211	B4H201
LIN8	LIN8B	B4H202	B05211	30.0	75.0				
LIN9	LIN9A	B10211	B4H201	25.0	62.5				
LIN9	LIN9B	B4H201	B4H211	30.0	75.0	37.50	LIN8A	B4H202	B4H211

Oznaczenia elementów które zawiera tabela 6.5:

- WezPocz - nazwa węzła początkowego odcinka (węzły ze znakiem 0 na piątej pozycji nazwy są węzłami fikcyjnymi),
- WezKon - nazwa węzła końcowego odcinka,
- X1 - reaktancja dla składowej zgodnej odcinka,
- X0 - reaktancja dla składowej zerowej odcinka,
- Xw - reaktancja wzajemna odcinków sprzężonych.

### 6.3.2.3 Źródła

W obliczeniach rozptylowych o istnieniu źródeł wytwórczych możemy wnioskować gdy moc generowana w węźle  $P_g > 0$ . Żadne dodatkowe cechy tych źródeł nie są tam podane. Biorąc pod uwagę wszystkie aspekty obliczeń zwarciovych wyróżniono 6 typów opisu tych źródeł. Przedstawia je tabela 6.6. Warto zauważyć, że transformator z uziemionym punktem zerowym jest traktowany jako źródło składowej zerowej prądu.

Tabela 6.6 Zestawienie danych opisujących źródła mocy zwarciovych systemu CIGRE 7G

Nazwa	Węzeł	Typ	SnG	UnG	Xd"	NZT	NZW	SnT	UHV	ULV	Uz	GP	St.
-	-	-	MVA	kV	%	-	-	MVA	kV	kV	%	-	-
B01-G1	B01112	U	150	13.80	22.0			150	121	13.80	13.0	1	1
B02-G1	B02211	U	426	22.00	22.0			426	242	22.00	14.5	1	1
B05-G1	B05211	B	253	15.75	21.9	B05-T1	B0551	253	242	15.75	16.0	1	1
B06-G1	B06211	U	426	15.75	15.7			426	242	15.75	13.0	1	1
B07-G1	B07211	B	209	13.80	18.0	B07-T1	B0751	209	242	13.80	16.0	1	1
B03-G1	B3H211	U	253	15.75	20.5			253	242	15.75	16.0	1	1
B4H-G1	B4H211	U	588	20.00	24.2			588	242	20.00	14.3	1	1

Oznaczenia elementów które zawiera tabela 6.6:

- Węzeł - nazwa węzła,
- Typ - typ źródła mocy zwarciovych,
- SnG - moc znamionowa generatora,
- UnG - napięcie znamionowe generatora,
- Xd" - reaktancja podprzejściowa w osi d,
- NZT – nazwa transformatora blokowego (tylko w źródłach typu B),
- NZW – nazwa węzła pomiędzy generatorem a transformatorem blokowym (tylko w źródłach typu B),
- SnT – moc znamionowa transformatora blokowego,
- UHV – napięcie znamionowe transformatora blokowego od strony sieci,
- ULV – napięcie znamionowe transformatora blokowego od strony generatora,
- Uz – napięcie zwarcia transformatora blokowego,

- GP – stan uziemienia punktu neutralnego transformatora blokowego (0 – nieuziemiony, 1 – uziemiony),
- Stan – stan źródła (0 – wyłączone, 1 – załączone).

Tabela 6.7 Zestawienie danych opisujących transformatory 110/SN traktowanych jako źródła składowej zerowej prądu

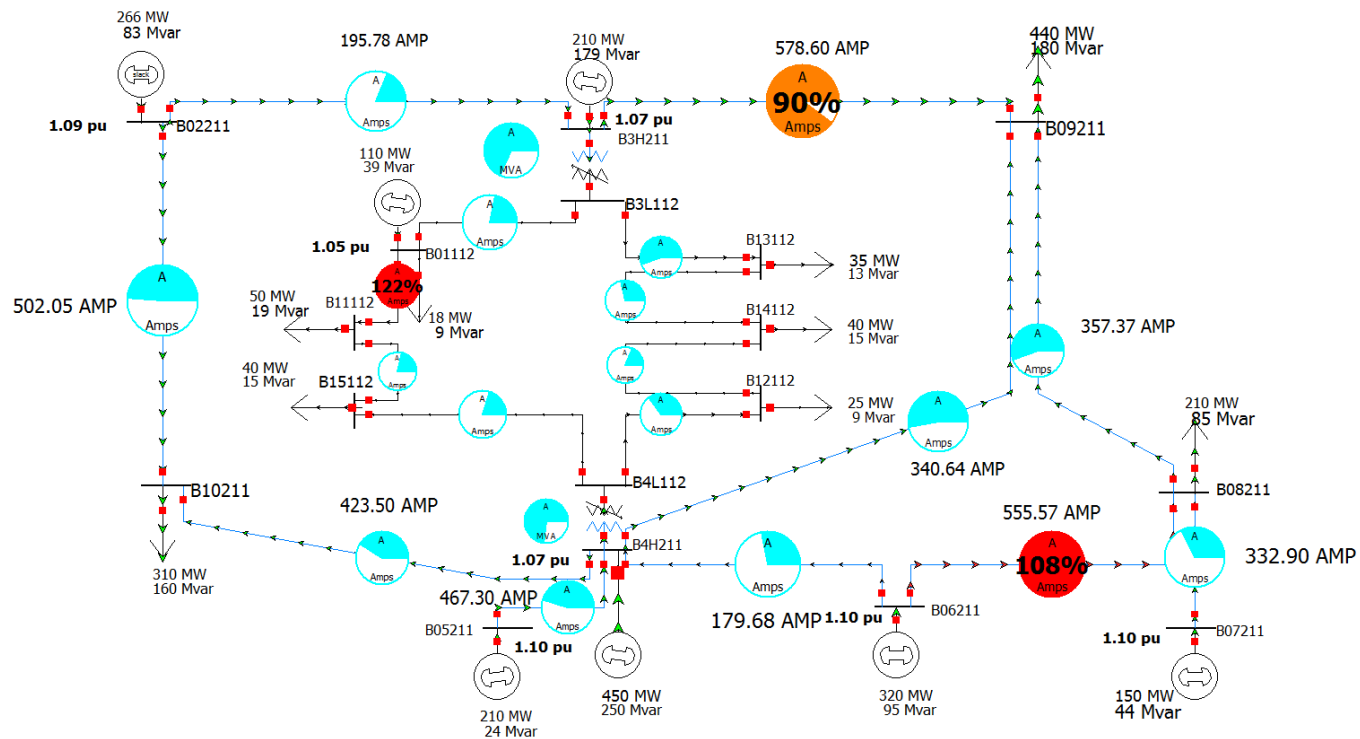
Nazwa	Węzeł	Typ	X	Stan
-	-	-	$\Omega$	-
B11-T1	B11112	Z	35.00	1
B13-T1	B13112	Z	35.00	1

Oznaczenia elementów, które zawiera tabela 6.7:

- Węzeł - nazwa węzła,
- Typ - typ źródła mocy zwarciorowej (w tym przypadku zawsze Z),
- X – reaktancja zastępcza,
- Stan - stan transformatora (1- włączony, 0 - wyłączony).

## 6.4 Wyniki obliczeń rozpliwowych dla sieci CIGRE

Na rys. 6.4 przedstawiono sieć testową CIGRE wraz z wybranymi wielkościami po obliczeniu rozpliwu mocy. Zestawienie tabelaryczne wyników przedstawiają tabela 6.8 i tabela 6.9.



Rys. 6.4 Sieć testowa CIGRE po obliczeniu rozptywu mocy – program Power World

Tabela 6.8 Przepływy mocy w gałęziach

Numer węzła pocz.	Nazwa węzła pocz.	Numer węzła konc.	Nazwa węzła konc.	Typ gałęzi	P od węzła pocz., MW	Moc bierna od węzła pocz., MVar	Moc pozorna od węzła pocz., MVA	Dop. obc., MW	Stopień obciążenia, %	Str. mocy czynnej, MW	Str. mocy biernej, MVA
10	B02211	70	B10211	linia	185.7	95.3	208.7	392.5	53.2	4.32	20.86
10	B02211	80	B3H211	linia	80.5	-12.1	81.4	392.5	21.2	0.9	-36.78
20	B05211	90	B4H211	linia	196	16.3	196.7	392.5	50.1	3.65	5.39
30	B06211	50	B08211	linia	215.8	87.5	232.9	196.2	118.7	3.36	9.66
30	B06211	90	B4H211	linia	74.2	-13	75.3	245.8	31.6	1.23	-39.56
40	B07211	50	B08211	linia	135	35.3	139.5	392.5	35.9	2.15	-11.79
50	B08211	60	B09211	linia	135.3	39.9	141.1	245.8	57.4	4.56	-0.89
60	B09211	80	B3H211	linia	-185.6	-84.5	204	245.8	90.2	5.51	27.58
90	B4H211	60	B09211	linia	128.3	52.5	138.7	245.8	56.4	4.71	-2.17
70	B10211	90	B4H211	linia	-128.6	-85.6	154.5	392.5	39.7	2.58	-1.81
160	B3L112	80	B3H211	transf.	-81.3	-71.9	108.6	160	72	0.09	9.51
170	B4L112	90	B4H211	transf.	-179.6	-30.2	182.1	250	74.2	0.16	15.84
110	B11112	100	B01112	linia	-65.7	-39.4	76.6	61	127.1	0.27	1.31
100	B01112	160	B3L112	linia	26.1	-10.7	28.2	122.9	22.9	0.15	-0.79
150	B15112	110	B11112	linia	-15.6	-21.3	26.4	122.9	21.5	0.1	-0.98
140	B14112	120	B12112	linia	-18	14.3	23	122.9	19.1	0.05	-0.64
120	B12112	170	B4L112	linia	-43.1	5.9	43.5	122.9	35.4	0.07	0.12
130	B13112	140	B14112	linia	22.1	29.1	36.5	122.9	29.8	0.12	-0.18
160	B3L112	130	B13112	No	57.2	43	71.6	122.9	58.3	0.17	0.9
170	B4L112	150	B15112	No	24.5	-6.6	25.3	122.9	20.6	0.03	-0.28

Tabela 6.9 Stan poszczególnych węzłów po obliczeniu rozplywu mocy

Numer węzła	Nazwa węzła	Napięcie znamionowe, kV	Napięcie rzeczywiste, kV	Kąt, (Deg)	Obciążenie mocą czynną, MW	Obciążenie mocą bierną, Mvar	Generacja mocy czynnej, MW	Generacja mocy biernej, MVar
10	B02211	220	239.998	0	0	0	266.17	83.19
20	B05211	220	243.001	6.35	14	8	210	24.34
30	B06211	220	242	1.76	30	20	320	94.54
40	B07211	220	242	3.24	15	9	150	44.3
50	B08211	220	227.895	-4.8	210	85	0	0
60	B09211	220	203.533	-19.17	440	180	0	0
70	B10211	220	210.641	-13.12	310	160	0	0
80	B3H211	220	235	-6.68	17	10	210	178.8
90	B4H211	220	235	-5.35	276	105	450	249.84
100	B01112	110	114.999	-8.9	18	9	110	38.97
110	B11112	110	113.251	-9.96	50	19	0	0
120	B12112	110	110.649	-10.89	25	9	0	0
130	B13112	110	113.851	-10.98	35	13	0	0
140	B14112	110	111.536	-11.64	40	15	0	0
150	B15112	110	110.763	-10.64	40	15	0	0
160	B3L112	110	115.376	-10.19	50	19	0	0
170	B4L112	110	110.639	-10.17	112	42.7	0	0

## 7 Optymalizacja systemów elektroenergetycznych

### 7.1 Uwagi wstępne

Historia optymalizacji w systemie elektroenergetycznym, zarówno na etapie sterowania jego pracą jak i na etapie planowania rozwoju jest prawie równie długa jak historia rozwiązywania zadania rozptywowego. Początkowo jednak jej istota polegała na poszukiwaniu takiego rozdziału wytwarzanej w systemie mocy na pracujące zespoły wytwórcze, aby sumaryczny koszt wytwarzania był minimalny. Problem ten wiązał się z minimalizacją funkcji celu, którą była suma kosztów wytwarzania i był określony jako zagadnienie ERO (Ekonomiczny Rozdział Obciążeń). Rozwiązanie zadania ERO było możliwe pod warunkiem znajomości charakterystyk kosztów poszczególnych źródeł. Charakterystyki te mają na ogół postać nieliniową. Oczywiście ograniczenie równościowe wynikało z bilansu mocy w systemie.

$$\sum_{i=1}^{N_G} P_{Gi} = P_L \quad (7.1)$$

Zadanie minimalizacji nieliniowej funkcji celu z ograniczeniem równościowym rozwiązuje się tworząc funkcję Lagrange'a, z mnożnikiem  $\lambda$ . Wartości mocy źródeł zapewniające minimum funkcji celu mogą zostać znalezione w prosty sposób dzięki właściwościom tej funkcji, nawet bez użycia skomplikowanego aparatu matematycznego i wsparcia komputerowego, po przyrównaniu do zera pochodnych cząstkowych funkcji Lagrange'a.

Rozwiązanie zadania ERO komplikuje się znacznie przy uwzględnianiu ograniczeń typu nierównościowego (minima techniczne i maksymalne wartości mocy źródeł)

$$P_{Gi \min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi \max} \quad (7.2)$$

oraz po rozszerzeniu bilansowego ograniczenia równościowego o straty przesyłowe całej sieci, do której przyłączone są źródła i odbiory

$$\sum_{i=1}^{N_G} P_{Gi} = P_L + \Delta P_S \quad (7.3)$$

Pomimo to, także i ten problem można rozwiązać (w sposób przybliżony) unikając wielokrotnego powtarzania obliczeń rozptylowych. Służą one tylko do wyznaczania wielkości pomocniczych – współczynników strat sieciowych.

Pełna optymalizacja (kosztowa lub inna) danego stanu pracy systemu elektroenergetycznego ma jednak miejsce dopiero wtedy, gdy uwzględnione zostaną w

sposób pełny warunki pracy sieci przesyłowej i związane z nimi ograniczenia. Nawiązując do wprowadzonych w rozdziale 6 wektorów – stanu ( $\mathbf{x}$  - napięcia węzłowe i ich kąty), sterowań ( $\mathbf{s}$  - moce czynne i bierne generowane w węzłach) oraz wymuszeń ( $\mathbf{w}$  - moce odbierane w węzłach) można zadanie optymalizacyjne (zwane w tym przypadku zadaniem OPF – *Optimal Power Flow*) sformułować w następujący sposób:

- funkcja celu – poszukiwany jest wektor sterowań  $\mathbf{s}$  zapewniający jej minimum; minimalizowane mogą być koszty definiowane w różny sposób, ale mogą być to także inne wielkości – w szczególności straty mocy;

$$F_c(\mathbf{x}, \mathbf{w}, \mathbf{s}) \rightarrow \min \quad (7.4)$$

- wektor ograniczeń równościowych zapewniający spełnienie bilansu mocy dla wszystkich węzłów sieci oraz utrzymanie na określonym poziomie bilansu wymiany mocy z zagranicą (warunek bilansu mocy z zagranicą sformułowany w postaci równościowej może być bardzo trudny do spełnienia, dlatego też rozpatrywany jest często jako warunek nierównościowy)

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{w}, \mathbf{s}) = \mathbf{0} \quad (7.5)$$

- wektor ograniczeń nierównościowych zapewniający utrzymanie wartości elementów wektora stanu oraz wektora sterowań w zakresie określonym przez wymagania techniczne, jak też wielkości będących funkcją elementów wektora stanu (prądów płynących poprzez gałęzie sieci) na poziomach mniejszych od obciążalności dopuszczalnej

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}, \mathbf{w}, \mathbf{s}) \geq \mathbf{0} \quad (7.6)$$

## 7.2 Postać funkcji celu

Jak już wspomniano w zadaniu optymalizacyjnym dotyczącym systemu elektroenergetycznego (OPF) funkcja celu, może, choć nie musi, dotyczyć minimalizacji kosztów wytwarzania z uwzględnieniem strat sieciowych. W praktyce obserwuje się wielorakie zastosowanie zadania OPF obejmujące m.in. wyznaczanie węzłowych cen rozliczeniowych na rynku bilansującym oraz stawek opłat przesyłowych za wykorzystanie sieci, planowanie wykorzystania rezerw mocy, wyznaczanie zdolności przesyłowych połączeń transgranicznych, planowanie rozwoju i modernizacji sieci, ocenę efektywności inwestycji sieciowych. W opublikowanych ostatnio pracach dotyczących planowania rozwoju SEE i określania jego zdolności przyłączeniowych wykorzystywano między innymi:



- kryterium minimalnych strat mocy związanych z przyłączeniem nowych źródeł [12],
- założenie o zerowych kosztach wytwarzania i nieograniczonej mocy wirtualnego generatora rozpatrywanego w węźle, dla którego określa się maksymalną moc możliwą do przyłączenia [54].

Poszukując, zgodnie z wymaganiami ustawy [105], metody wyznaczania możliwości przyłączeniowych SEE, stwierdzono, że planując rozwój systemu zakłada się w sposób niejako arbitralny budowę nowych strategicznych elektrowni. Można tu wymienić np. rozbudowę Elektrowni Opole, Elektrowni Kozienice czy budowę elektrowni jądrowej. Rozwój systemu przesyłowego planuje się niejako „pod te potrzeby”. Rzecz jasna inne inwestycje z zakresu wytwarzania, ale już o mniejszej skali mogą być także przyłączane do sieci przesyłowej. W szczególności chodzi o farmy wiatrowe i inne źródła energetyki odnawialnej. Operator może jednakże definiować niektóre węzły sieci jako „nierozwojowe” i wyłączać je ze zbioru węzłów z planowaną generacją. Zgodnie z dyrektywami UE (w szczególności [24]) możliwości przyłączeniowe dla tych jednostek powinny być maksymalizowane, przy zachowaniu przez jednostki klasyczne poziomów wytwarzania uznanych za nieprzekraczalne oraz przy spełnieniu wszystkich pozostałych ograniczeń sieciowych i systemowych zapewniających bezpieczną pracę SEE. Przy takim podejściu funkcję celu zadania OPF określa się następująco:

$$F_c(\mathbf{s}) = - \sum_{j=1}^{N_z} P_{Gj} \quad (7.7)$$

Jak widać funkcja celu zawiera w sobie proste sumowanie wybranych elementów wektora sterowań odpowiadających rozpatrywanym węzłom sieci (ich liczba jest określona jako  $N_z$ ), dla których możliwe jest przyłączanie nowych źródeł. Rzecz jasna elementami wektora sterowań pozostają moce wszystkich pracujących w nim źródeł (zarówno nowych jak też istniejących).

Możliwe są także inne podejścia polegające na takim doborze mocy jednostek przyłączanych do zdefiniowanego zbioru węzłów  $\{N_z\}$ , aby sumaryczny wskaźnik wykorzystania infrastruktury sieciowej osiągnął wartość maksymalną (lub wskaźnik niewykorzystania wartość minimalną). Przez wskaźnik wykorzystania infrastruktury rozumiemy sumę różnic pomiędzy dopuszczalnym prądem gałęzi sieci, a ich prądem rzeczywistym. W takim przypadku

$$F_c(\mathbf{x}, \mathbf{w}, \mathbf{s}) = \sum_{k,l \in \{B\}} |I_{kl\max} - I_{kl}(\mathbf{x}, \mathbf{w}, \mathbf{s})| \quad (7.8)$$

Jak widać w tym przypadku wektor sterowań (moce generatorów) jest „głęboko ukryty” w zależnościach pomiędzy jego elementami a elementami wektora stanu (napięcia i kąty w węzłach), które zachodzą na poziomie zadania rozprywowego i nie posiadają jawnego opisu matematycznego.

Należy pamiętać, że dla różnie sformułowanych funkcji celu, można uzyskać wektory sterowań znacząco różniące się od siebie. Decydujący głos należy jednak w tym przypadku do Operatora Sieci Przesyłowej.

### 7.3 Ograniczenia – szczegółowa postać wzorów

Szczegółowa postać ograniczeń równościowych i nierównościowych wynika w znacznej części z rozważań przeprowadzonych w rozdziale 6, dotyczących problematyki zadania rozprywowego.

Równania bilansowe, które muszą być spełnione dla każdego węzła sieci ( $i=1 \dots N$ ) (ograniczenia równościowe) mają następującą postać

$$P_{Gi} - P_{Li} - \sum_{j=1}^w \left[ U_i \cdot U_j \cdot Y_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j - \gamma_{ij}) \right] = 0 \quad (7.9)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Li} - \sum_{j=1}^w \left[ U_i \cdot U_j \cdot Y_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j - \gamma_{ij}) \right] = 0 \quad (7.10)$$

Równania zapewniające utrzymanie bilansu wymiany mocy z zagranicą na zadanym poziomie mają postać ograniczeń nierównościowych (dla  $\Delta P_B=0$  stają się restrykcyjnym ograniczeniem równościowym)

$$P_B + \Delta P_B - \sum_{k=1}^{N_G} \sum_{j=1}^{l_k} P_{kj} \geq 0 \quad (7.11)$$

$$\sum_{k=1}^{N_G} \sum_{j=1}^{l_k} P_{kj} - P_B + \Delta P_B \geq 0 \quad (7.12)$$

gdzie:

$l_k$  – liczba węzłów zagranicznych połączonych z węzłem  $k$  - tym

$N_G$  – liczba węzłów sieci określonych jako graniczne,

$P_B$  - zadany poziom bilansu wymiany zagranicznej,

$\Delta P_B$  - tolerancja utrzymania bilansu wymiany zagranicznej (plus/minus).

Przepływ mocy w gałęzi granicznej  $k,j$  wyznacza się ze wzoru

$$P_{kj} = \frac{U_k U_j}{Z_{kj}} \sin(\delta_k - \delta_j - \mu_{kj}) - \frac{U_k^2}{Z_{kj}} \sin \mu_{kj} \quad (7.13)$$

gdzie:

$Z_{kj}$  – impedancja gałęzi  $k,j$ ,

$$\mu_{kj} = \arctg \frac{R_{kj}}{X_{kj}}.$$

Warunki nierównościowe wynikające z ograniczeń technicznych systemu i jego elementów mają następującą postać:

- ograniczenia dla wartości napięć w węzłach sieci, dla każdego węzła wynikają z reguły z wartości jego napięcia znamionowego  $U_{nj}$ . (najczęściej  $U_{j\max} = 1,1U_{nj}$ ,  $U_{j\min} = 0,9U_{nj}$ )

$$\begin{aligned} U_{j\max} - U_j &\geq 0 \\ U_j - U_{j\max} &\geq 0 \end{aligned} \quad (7.14)$$

- ograniczenia dla elementów wektora sterującego, tj. mocy czynnych i biernych generowanych w węzłach, wynikają z mocy znamionowych generatorów przyłączonych do rozpatrywanego węzła i ich właściwości ruchowych odniesionych do mocy znamionowych [111]

$$\begin{aligned} P_{Gj\max} - P_{Gj} &\geq 0 \\ P_{Gj} - P_{Gj\max} &\geq 0 \end{aligned} \quad (7.15)$$

$$\begin{aligned} Q_{Gj\max} - Q_{Gj} &\geq 0 \\ Q_{Gj} - Q_{Gj\max} &\geq 0 \end{aligned} \quad (7.16)$$

- ograniczenia wynikające z możliwości przesyłowych elementów sieci (linii i transformatorów) wynikają z maksymalnej wartości prądu, która nie powoduje w tych elementach negatywnych skutków termicznych; dla transformatorów wartości te wynikają z mocy znamionowej, natomiast dla linii (w szczególności dla linii napowietrznych) ich oszacowanie może podlegać zmianom, wynikającym z uwzględniania warunków zewnętrznych (temperatury, wiatru, nasłonecznienia); minimalne zróżnicowanie obejmuje podział na obciążalność letnią i zimową

$$I_{kl\max} - I_{kl} \geq 0 \quad (7.17)$$

wskazany wyżej prąd płynący w gałęzi sieci od węzła  $k$  do węzła  $l$  wyznacza się ze wzoru

$$I_{kl} = \frac{\sqrt{U_k^2 + U_l^2 - 2U_k U_l \cos(\delta_k - \delta_l)}}{Z_{kl}} \quad (7.18).$$

#### 7.4 Uwzględnienie niezawodności systemu - zadania SCOPF

Dla SEE niezwykle ważna jest zdolność do niezawodnej realizacji funkcji wytwórczych i przesyłowych także w warunkach awaryjnych. W praktyce sprawdzanie, czy zdolność ta jest zachowana w stosunku do sieci systemu wykonuje się poprzez sprawdzenie spełnienia „zasady  $n-1$ ”. Liczba  $n$  oznacza liczbę gałęzi przyłączonych do rozpatrywanego węzła. Spełnienie „zasady  $n-1$ ” ma miejsce wtedy, gdy wyłączenie (pojedynczo) każdej z tych gałęzi nie doprowadzi do przekroczenia dopuszczalnych parametrów „napięciowo-prądowych” zarówno w tym węźle, jak i w całej sieci. Zasada musi być spełniona dla wszystkich węzłów sieci, z wyłączeniem rzecz jasna węzłów zasilanych promieniowo, dla których spełnione być nie może.

Do techniki sprawdzania „zasady  $n-1$ ” można podejść alternatywnie i po prostu wyznaczyć zbiór  $\{\mathbf{W}_F\}$  elementów sieci, które mają być wyłączone, a rozptyw w warunkach awaryjnych zostanie zweryfikowany pod kątem utrzymania parametrów rozptywowych (będących funkcjami elementów wektora stanu) w wymaganych zakresach.

Sformułowanie SCOPF (*Security Constrained Optimal Power Flow*) tłumaczy się – jako „optymalny rozptyw mocy z uwzględnieniem bezpieczeństwa”, albo dość opisowo i niezbyt dokładnie jako – „optymalny rozptyw mocy z uwzględnieniem zasady  $n-1$ ”.

Wobec konieczności zachowania przez sieć odpowiednich właściwości nie tylko w stanie podlegającym optymalizacji, ale także dla  $p=1 \dots F$  stanów awaryjnych ( $F$  jest liczbą elementów zbioru wyłączeń  $\{\mathbf{W}_F\}$ ), ogólna, zmodyfikowana postać zadania optymalizacyjnego może być zapisana jako

- funkcja celu (bez zmian)

$$\mathbf{F}_c(\mathbf{x}, \mathbf{w}, \mathbf{s}) \rightarrow \min \quad (7.19)$$

- wektory ograniczeń dla stanu podstawowego

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{w}, \mathbf{s}) = \mathbf{0} \quad (7.20)$$

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}, \mathbf{w}, \mathbf{s}) \geq \mathbf{0} \quad (7.21)$$

- wektory ograniczeń dla stanów awaryjnych opisanych za pomocą zbioru wyłączeń  $\{\mathbf{W}_F\}$

$$\mathbf{g}_p(\mathbf{x}, \mathbf{w}, \mathbf{s}) = \mathbf{0} \quad (7.22)$$

$$\mathbf{h}_p(\mathbf{x}, \mathbf{w}, \mathbf{s}) \geq \mathbf{0} \quad (7.23)$$

przy czym  $p=1 \dots F$ .

Wobec konieczności spełnienia warunków ograniczających (równościowych i nierównościowych) w stanach awaryjnych funkcja celu  $F_c(\mathbf{x}, \mathbf{w}, \mathbf{s})$  może osiągać minimum dla zupełnie innego wektora sterowań  $\hat{\mathbf{s}}$  niż bez ich uwzględniania. Ponieważ w praktyce do zbioru  $\{\mathbf{W}_F\}$  zalicza się większość gałęzi sieci SEE, nakłady obliczeniowe na rozwiązanie zadania SCOPF stają się wielokrotnie większe niż w przypadku zadania OPF. Tym bardziej złożony staje się problem wyboru metody i algorytmu obliczeń [7, 26, 64].

## 7.5 Metody rozwiązywania zadań OPF

Klasyczna metoda rozwiązywania zadań optymalizacyjnych, przy założeniu, że funkcja celu jest wypukła w dół i różniczkowalna oraz obszar ograniczeń równościowych i nierównościowych jest wypukły, wynika z twierdzenia Kuhna-Tuckera [8].

Zgodnie z tym twierdzeniem minimum warunkowe funkcji  $F_c(\mathbf{x}, \mathbf{w}, \mathbf{s})$  w obszarze ograniczeń równościowych i nierównościowych występuje w tym samym punkcie co punkt siodłowy funkcji Lagrange'a

$$L(\mathbf{s}, \mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}, \boldsymbol{\mu}) = F_c(\mathbf{s}, \mathbf{x}) + \sum_{i=1}^p \lambda_i g_i(\mathbf{s}, \mathbf{x}) + \sum_{j=1}^m \mu_j h_j(\mathbf{s}, \mathbf{x}) \quad (7.24)$$

przy czym

$$\mu_j = 0 \text{ gdy } h_j(\mathbf{s}, \mathbf{x}) > 0,$$

$$\mu_j < 0 \text{ gdy } h_j(\mathbf{s}, \mathbf{x}) = 0$$

gdzie :

$\lambda$  – p-elementowy wektor mnożników Lagrange’a,  $\mu$  - m-elementowy wektor mnożników Kuhna-Tuckera.

Według [56] dla zadań tak złożonych jak OPF, w przypadku rozległego systemu elektroenergetycznego, metoda ta jest nieskuteczna. Wybitni amerykańscy uczeni, a jednocześnie inżynierowie – praktycy Dommel i Tinney, zaproponowali w [23] włączenie do funkcji celu - ograniczeń nierównościowych w postaci kary za ich przekroczenie

$$\hat{F}_c(\mathbf{s}, \mathbf{x}) = F_c(\mathbf{s}, \mathbf{x}) + \sum_{j=1}^m r_j h_j^2(\mathbf{s}, \mathbf{x}) \quad (7.25)$$

gdzie:

$r_j$  – zmienna dwustanowa równa dużej wartości (w [56] testowano  $r=10^5$  lub  $r=10^6$ ) gdy nie jest spełnione ograniczenie nierównościowe i równa zero gdy ograniczenie jest spełnione.

Po przeprowadzonej modyfikacji funkcji celu stosuje się metodę funkcji Lagrange’a zastosowaną do zadania optymalizacyjnego z ograniczeniami równościowymi. Funkcja Lagrange’a ma w tym przypadku następującą postać

$$L(\mathbf{s}, \mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}, \boldsymbol{\mu}) = \hat{F}_c(\mathbf{s}, \mathbf{x}) + \boldsymbol{\lambda}' \mathbf{g}(\mathbf{s}, \mathbf{x}) \quad (7.26)$$

gdzie:

$\boldsymbol{\lambda}$  –wektor mnożników Lagrange’a.

Punkt odpowiadający minimum funkcji Lagrange’a otrzymuje się rozwiązując układ równań otrzymany z przyrównania do zera pierwszych pochodnych tej funkcji względem elementów wektorów  $\mathbf{s}, \mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}$  (wektora sterowań, wektora stanu i wektora mnożników Lagrange’a)

$$L_s = \frac{\partial \hat{F}_c}{\partial \mathbf{s}} + A_s^t \boldsymbol{\lambda} = 0 \quad \left| \quad L_s = \frac{\partial \hat{F}_c}{\partial \mathbf{s}} + \left[ \frac{\partial \mathbf{g}}{\partial \mathbf{s}} \right]^t \right. \quad (7.27)$$

$$L_x = \frac{\partial \hat{F}_c}{\partial \mathbf{x}} + A_x^t \boldsymbol{\lambda} = 0 \quad \left| \quad L_x = \frac{\partial \hat{F}_c}{\partial \mathbf{x}} + \left[ \frac{\partial \mathbf{g}}{\partial \mathbf{x}} \right]^t \boldsymbol{\lambda} \right. \quad (7.28)$$

$$L_\lambda = g(s, x) = 0 \quad \left| \quad L_\lambda = \mathbf{g}(\mathbf{s}, \mathbf{x}) = 0 \right. \quad (7.29)$$

Istota metody polega na wstępnym przyjęciu wartości wektora sterowań  $\mathbf{s}$  i rozwiązania równania (7.29), co jest de facto rozwiązaniem równania rozptywowego i pozwala na wyznaczenie wektora stanu  $\mathbf{x}$ . Następnie z równania (7.28) wyznacza się wartości elementów wektora mnożników Lagrange'a  $\lambda$ , a z równania (7.27) wyznacza się wektor zwany gradientem

$$L_s = \frac{\partial \hat{F}_c}{\partial \mathbf{s}} + \left[ \frac{\partial \mathbf{g}}{\partial \mathbf{s}} \right]^t \left[ \left( \frac{\partial \mathbf{g}}{\partial \mathbf{x}} \right)^t \right]^{-1} \frac{\partial \hat{F}_c}{\partial \mathbf{x}}$$

pozwalający na „wyprowadzenie” analizowanego systemu z obszaru ograniczeń i osiągnięcie przez funkcję celu wartości minimalnej przez zmianę wartości wektora sterowań

$$\mathbf{s}_k = \mathbf{s}_{k-1} - c \mathbf{L}_s \quad (7.30)$$

gdzie:

$c$  – długość kroku gradientowego.

Prostota (względna) metody Dommela i Tinney'a wynikająca z możliwości bezpośredniego, wielokrotnego wykorzystywania algorytmu rozptywowego bywa często okupiona trudnością z doбором współczynnika kary oraz brakiem zbieżności procesu iteracyjnego (7.30).

Metodą alternatywną w stosunku do zaproponowanej wyżej jest metoda funkcji kary, w której wprowadzoną już uprzednio ideę kary (w postaci stałego współczynnika) zastosowano do całkowitego wyeliminowania z rozwiązywanego zadania ograniczeń równościowych i nierównościowych. Funkcja ta ma postać

$$T(\mathbf{s}, \mathbf{r}) = F_c(\mathbf{s}, \mathbf{x}) + \sum_{i=1}^p r_i g_i^2(\mathbf{s}) + \sum_{j=1}^m r_j h_j^2(\mathbf{s}) \quad (7.31)$$

gdzie:

$r_i, r_j$  – parametry zwiększające wartość funkcji naruszanych ograniczeń. Według [91] funkcja kary powinna być tak dobrana, aby przy ustalonej wartości elementów wektora parametrów  $\mathbf{r}$  wyznaczony punkt minimum zmodyfikowanej funkcji celu można było przyjąć za przybliżenie punktu minimum funkcji  $F_c(\mathbf{s})$

przy spełnieniu obydwu rodzajów ograniczeń. Tym samym wyznaczenie punktu  $\hat{\mathbf{s}}$ , w którym funkcja celu osiąga minimum zostaje zastąpione ciągiem poszukiwań minimum funkcji  $T(\mathbf{s}, \mathbf{r}^{(k)})$  bez ograniczeń, gdzie  $\mathbf{r}^{(k)}$  jest wektorem parametrów zmiennych funkcji kary w  $k=1, 2, \dots$  zadaniu optymalizacyjnym.

Także i w tym przypadku obliczenia przebiegają iteracyjnie, przy wykorzystaniu gradientu funkcji kary  $\mathbf{G}(\mathbf{s}^{(k)})$  w  $k$ -tym kroku minimalizacji, czyli

$$\mathbf{s}^{k+1} = \mathbf{s}^k - c_k \mathbf{G}(\mathbf{s}^{(k)}) \quad (7.32)$$

gdzie:

$c_k$  – współczynnik długości kroku.

Jak podano w [56] możliwe jest wykorzystanie różnych algorytmów rozwiązania zadania optymalizacyjnego bez ograniczeń. Także i w tym przypadku wymiar zadania utrudnia uzyskanie efektu dobrej i pewnej zbieżności procesu obliczeniowego.

W celu uświadomienia sobie jak trudnym zadaniem jest stworzenie efektywnego narzędzia komputerowego do rozwiązywania problemu OPF warto wspomnieć, że w Polsce jedynie program prof. S. Ziemianka z Politechniki Warszawskiej spełniał kryteria stawiane profesjonalnym programom do analizy KSE. Program ten rozwiązywał zadanie nazywane przez Autora ERO-PQ i był nastawiony na optymalizację kosztów wytwarzania i strat sieciowych.

Pozostałe narzędzia stosowane w polskiej energetyce do rozwiązywania nieliniowego zadania OPF wchodziły w skład komercyjnych pakietów do analizy SEE i zostały opracowane w zagranicznych ośrodkach badawczych – DigSilent – [75], PowerWorld – [76], Power Spectrum Siemens [66], czy MathPower [65].

Trudności obliczeniowe, na które natrafili także pracownicy Katedry Sieci Elektrycznych i Zabezpieczeń Politechniki Lubelskiej, podejmując próby stworzenia odpowiedniego oprogramowania, skłoniły do poszukiwania kolejnych rozwiązań alternatywnych w zakresie rozwiązania zadania OPF.

## 7.6 Wykorzystanie programowania liniowego

Biorąc pod uwagę, że funkcja celu sformułowana w postaci (7.7) ma charakter liniowy oraz uwzględniając założenia związane z rozwiązaniem zadania rozptywowego metodą prądu stałego (p.6.2.3) można zauważyć, że

- ograniczenia równościowe zadania OPF nie muszą być brane pod uwagę, gdyż węzeł bilansujący zapewnia w każdym przypadku bilansowanie mocy pozostałych węzłów sieci i fakt rozwiązania zadania rozptywowego oznacza automatyczne spełnienie tych ograniczeń;



- ograniczenia napięciowe nierównościowe nie występują, ponieważ zakłada się dla wszystkich węzłów poziom napięcia znamionowego;
- ograniczenia prądowe nierównościowe mają postać liniową

$$I_{kl\max} - \frac{U_n}{X_{k-l}}(\delta_k - \delta_l) \geq 0 \quad (7.33)$$

Wobec liniowości funkcji celu oraz liniowości ograniczeń do rozwiązania zadania optymalizacyjnego mogą być wykorzystane metody programowania liniowego [45, 84], w tym także metoda simpleksów posiadająca bardzo bogate piśmiennictwo i biblioteki oprogramowania (m.in. Matlab, Excel).

## 7.7 Heurystyczne metody optymalizacji

Wobec stwierdzonych w ramach prowadzonych badań oraz potwierdzonych w wielu publikacjach trudności z szybkim uzyskaniem rozwiązania zadań typu OPF i SCOPF metodami zbliżonymi do klasycznych, skupiono uwagę na możliwości wykorzystania alternatywnej metody rozwiązywania problemów optymalizacji nieliniowej, której podstawą jest heurystyka.

Heurystyką (grec. *heurisko*) nazywa się sztukę rozwiązywania różnego rodzaju zadań, które nie mogą być rozwiązane metodami klasycznymi lub zastosowanie tych metod jest zbyt czasochłonne i pracochłonne. W niniejszym opracowaniu zastosowano algorytm pozwalający na uzyskanie minimum globalnego funkcji celu, czego nie zapewniają zawsze klasyczne, nieliniowe metody optymalizacyjne z ograniczeniami.

Metody heurystyczne nie wymagają znajomości postaci pochodnej funkcji celu, są odporne na nieciągłości tej funkcji oraz na „utknięcie” procesu obliczeniowego w lokalnym minimum. Natura rozpatrywanego zagadnienia (zadania rozpiływego) jest taka, że wyznaczanie elementów wektora stanu odbywa się poprzez czasochłonny proces iteracyjny. Co prawda funkcja celu ma postać sumy, więc jest funkcją łatwą do optymalizacji, to jednak jedna z grup ograniczeń – ograniczenia gałęziowe (dopuszczalna obciążalność prądowa linii oraz moc znamionowa transformatorów) – może być sprawdzona tylko na podstawie trudnego do wyznaczenia wektora stanu. W pewnym sensie (w trakcie obliczeń) ograniczenia te są niejawne i po włączeniu ich do funkcji celu (klasyczna metoda uwzględniania ograniczeń) tak naprawdę nie można powiedzieć, jaki kształt przyjmuje powstała w ten sposób nowa funkcja celu, która podlega minimalizacji.

## **7.8 Przykład - wyniki optymalizacji sieci CIGRE**

W rozdziale 6.4 przedstawiono wyniki obliczeń rozptywu mocy dla sieci testowej CIGRE. Wynika z nich, że przeciążeniu ulegają dwie linie (linia 21 łącząca węzły B01112 i B11112 oraz linia 11 łącząca węzły B06211 i B08211). Aby wyeliminować powstałe przekroczenia prądowe poddano analizowaną sieć optymalizacji. Jako funkcję celu przyjęto maksymalną sumę mocy w pracujących źródłach (oprócz źródła w węźle bilansującym). Wyniki rozptywu mocy po optymalizacji przedstawiono na rys. 7.1 oraz w tabeli 7.1 i tabeli 7.2.

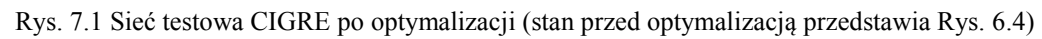


Tabela 7.1 Przepływy gałęziowe w sieci testowej CIGRE po optymalizacji

Nr węzła pocz.	Nazwa węzła pocz.	Numer węzła konv.	Nazwa węzła konc.	Typ gałęzi	Moc czynna od węzła pocz., MW	Moc bierna od węzła pocz., MVar	Moc pozorna od węzła pocz., MVA	Dopuszczalna obciążalność, MW	Stopień obciążenia, %	Straty mocy czynnej, MW	Straty mocy biernej, MVA
10	B02211	70	B10211	linia	150.3	90	175.2	392.5	44.6	3.13	6.09
10	B02211	80	B3H211	linia	-6	-8.5	10.4	392.5	9.6	0.04	-45.88
20	B05211	90	B4H211	linia	195.2	16.3	195.9	392.5	49.9	3.63	5.08
30	B06211	50	B08211	linia	183.6	93.8	206.2	196.2	105.1	2.66	3.63
30	B06211	90	B4H211	linia	106.4	-12.3	107.1	245.8	43.6	2.5	-29.9
40	B07211	50	B08211	linia	185	41.8	189.6	392.5	48.3	3.87	5.3
50	B08211	60	B09211	linia	152.1	41.6	157.7	245.8	64.1	5.63	8.34
60	B09211	80	B3H211	linia	-188	-84.9	206.3	245.8	91.5	5.67	29.2
90	B4H211	60	B09211	linia	109.2	51.6	120.8	245.8	49.8	3.72	-10.21
70	B10211	90	B4H211	linia	-162.8	-76.1	179.7	392.5	47.6	3.6	8.83
160	B3L112	80	B3H211	transf.	-133.7	-64.3	148.4	160	98.1	0.17	17.67
170	B4L112	90	B4H211	transf.	-193.6	-27.6	195.6	250	79.7	0.18	18.24
110	B11112	100	B01112	linia	-46.9	-41.8	62.8	61	104	0.18	0.71
100	B01112	160	B3L112	linia	-21.5	-2.6	21.7	122.9	17.7	0.09	-1.04
150	B15112	110	B11112	linia	3.2	-23.9	24.1	122.9	19.6	0.08	-1.1
140	B14112	120	B12112	linia	-13.2	14.6	19.7	122.9	16.5	0.04	-0.74
120	B12112	170	B4L112	linia	-38.3	6.4	38.8	122.9	31.6	0.06	0
130	B13112	140	B14112	linia	26.9	29.6	40	122.9	32.6	0.14	-0.02
160	B3L112	130	B13112	No	62.1	43.7	75.9	122.9	61.8	0.19	1.06
170	B4L112	150	B15112	No	43.3	-8.7	44.2	122.9	35.9	0.08	0.15

Tabela 7.2 Stan poszczególnych węzłów po optymalizacji

Numer węzła	Nazwa węzła	Napięcie znamionowe, kV	Napięcie rzeczywiste, kV	Kąt, (Deg)	Obciążenie mocą czynną, MW	Obciążenie mocą bierną, Mvar	Generacja mocy czynnej, MW	Generacja mocy biernej, MVar
10	B02211	220	1.0909	239.998	0	0	0	144.32
20	B05211	220	1.10455	243.001	11.19	14	8	209.25
30	B06211	220	1.1	242	9.83	30	20	320
40	B07211	220	1.1	242.001	15.48	15	9	199.99
50	B08211	220	1.03237	227.122	4.31	210	85	0
60	B09211	220	0.92325	203.116	-12.07	440	180	0
70	B10211	220	0.95848	210.865	-10.48	310	160	0
80	B3H211	220	1.06818	235	0.62	17	10	350.64
90	B4H211	220	1.06818	235	-0.45	276	105	449.97
100	B01112	110	1.04545	115	-6.13	18	9	43.5
110	B11112	110	1.02979	113.276	-6.84	50	19	0
120	B12112	110	1.00684	110.753	-6.29	25	9	0
130	B13112	110	1.0373	114.102	-6.03	35	13	0
140	B14112	110	1.01559	111.715	-6.86	40	15	0
150	B15112	110	1.00754	110.829	-6.48	40	15	0
160	B3L112	110	1.05146	115.66	-5.17	50	19	0
170	B4L112	110	1.00643	110.707	-5.65	112	42.7	0

## 8 System elektroenergetyczny w stanach zakłóceń

### 8.1 Wiadomości ogólne

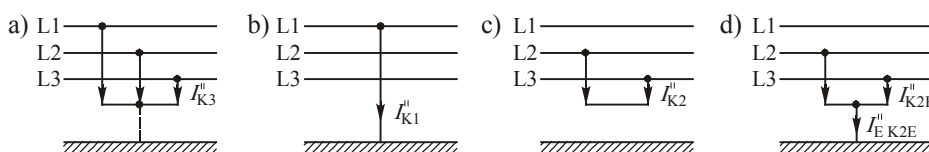
Projektując nowe urządzenia techniczne lub analizując przydatność urządzenia już eksploatowanego, nie można poprzestać na sprawdzeniu dostosowania jego parametrów do normalnych warunków pracy. Należy także sprawdzić zachowanie się bądź działanie tego urządzenia w warunkach nienormalnych, czyli wówczas, gdy wielkości lub parametry charakteryzujące pracę urządzenia osiągają wartości przekraczające graniczne warunki pracy normalnej. Stany takie określa się jako zakłócenia, awaryjne lub katastrofalne. W systemach elektroenergetycznych jednym z najczęściej występujących stanów zakłóceń są zwarcia, których analizie jest poświęcona ten rozdział.

Zwarcie nazywa się połączenie dwu lub więcej punktów systemu elektroenergetycznego nieprzewidziane w normalnym stanie pracy, przy czym napięcia zwieranych punktów w stanie normalnym mają różne wartości. Za punkt systemu uważa się również ziemię. Połączenie to może nastąpić poprzez łuk elektryczny lub przedmiot o małej impedancji.

Generalnie można stwierdzić, że dla systemu elektroenergetycznego zwarcie jest stanem nieustalonym. Stany nieustalone są oczywiście związane z zakłóceniami pracy SEE, ale mogą być też efektem zachodzących w nim procesów regulacyjnych. Idealny stan ustalony, odpowiadający opisywanym w rozdziale 6 zadaniom rozpięciowym w praktyce nigdy nie zachodzi. W związku z ciągłą zmianą obciążenia trwa ciągle dostosowywanie się źródeł wytwórczych do zmieniających się wartości elementów wektora wymuszeń (czyli mocy czynnych i biernych w węzłach odbiorczych). Te procesy zachodzą jednak wolno – ich zastępcze stałe czasowe są rzędu minut lub nawet godzin. Z drugiej strony w SEE zachodzą zjawiska falowe (czasy rzędu mikrosekund) związane z rozprzestrzenianiem się fal towarzyszących wyładowaniom atmosferycznym. Wolniejsze są stany nieustalone o charakterze elektromagnetycznym. Trwają od milisekund do dziesiątych części sekundy, a nawet dłużej, do sekundy. Zwarcia należałoby zakwalifikować właśnie do tej grupy stanów nieustalonych, ale takie podejście wymuszałoby stosowanie do opisu zjawisk i elementów systemu układów równań różniczkowych [9]. Skomplikowałoby to sposób prowadzenia obliczeń, które z powodu wielu zastosowań należą do grupy stosunkowo prostych zadań inżynierskich. Dlatego też stan zwarcia traktuje się w sposób szczególny, jako stan quasi – ustalony, czyli stan w którym do sieci zbud-

wanej z elementów liniowych przyłączone są źródła napięciowe reprezentujące siły elektromotoryczne (SEM) generatorów o niezmiennych wartościach – wyznaczone na podstawie analizy stanu ustalonego poprzedzającego zakłócenie.

Przy zwarcu symetrycznym wszystkie fazy symetrycznego systemu są jednakowo zaangażowane w zwarcie. W przypadku powszechnie stosowanego systemu 3-fazowego zwarcie symetryczne może być trójfazowe (rys. 8.1a) lub trójfazowe z udziałem ziemi (linia przerywana na rys. 8.1a). Zwarcia niesymetryczne (rys. 1.2b,c,d) to zwarcia jednofazowe, dwufazowe oraz dwufazowe z ziemią. W przypadku zwarć niesymetrycznych zwarcie nie są dotknięte wszystkie fazy. Fazę, która nie jest dotknięta zwarcie nazywa się fazą zdrową.



Rys. 8.1 Rodzaje zwarć: a) trójfazowe, b) jednofazowe, c) dwufazowe, d) dwufazowe z ziemią

Wymienione klasy zwarć nie są rozłączne tzn. dane zwarcie może należeć do dwu lub więcej klas. Przykładem może tu być zwarcie w linii WN dające się sklasyfikować jako: zewnętrzne, pojedyncze, wieloprądowe, doziemne, niesymetryczne, trwałe, bezimpedancyjne. Mówiąc o danym zwarcie zwykle nie ma potrzeby wymieniania jego możliwej przynależności do wszystkich możliwych klas. Zależy to od chęci uwypuklenia przynależności do jakiejś szczególnej cechy w kontekście danej wypowiedzi.

Przyczyny zwarć mogą być rozmaite. Można je podzielić na elektryczne i nieelektryczne. Do przyczyn elektrycznych można zaliczyć:

- przebiecia atmosferyczne,
- przebiecia łączeniowe,
- omyłki łączeniowe (np. przyłączenie napięcia do elementu celowo zwartego lub celowo uziemionego),
- długotrwałe przeciążenia ruchowe (maszyn, kabli i przewodów izolowanych) powodujące przegrzanie izolacji i jej przebicie.

Do przyczyn nieelektrycznych można zaliczyć:

- zawilgocenie izolacji,

- zniszczenie izolatorów,
- zbliżenia przewodów linii napowietrznych na skutek ich kołysania wywołanego wiatrem lub nagłym odpadnięciem sadzi,
- uszkodzenia mechaniczne (słupów, izolatorów, przewodów, kabli) wywołane robotami ziemnymi lub kataklizmami (powódź, pożar),
- wady fabryczne urządzeń,
- działanie zwierząt (duże ptaki lub gryzonie) bądź ludzi (celowe zarzucanie drutów zwierających przewody linii napowietrznych, niszczenie izolatorów, uszkodzanie kabli w celu pozyskania metali kolorowych),
- niefachowe obchodzenie się z urządzeniami elektrycznymi.

W liniach napowietrznych (mimo stosowania ochrony odgromowej) najczęstszą przyczyną zwarć są przebiecia atmosferyczne. Najczęściej występującymi zwarciami są zwarcia jednofazowe lub dwufazowe z ziemią powstające ze zwarcia jednofazowego w wyniku przeniesienia się łuku na drugą fazę.

Skutki zwarć mogą mieć znaczenie tylko lokalne (dla uszkodzonych elementów systemu) lub szersze dla obszaru systemu (z udziałem elementów sąsiadujących z elementem uszkodzonym) a nawet dla całego systemu. Do najważniejszych skutków zwarć można zaliczyć:

- Silne nagrzewanie dużym prądem zwarciovym, co przyspiesza starzenie izolacji maszyn elektrycznych i kabli, a w przypadku linii napowietrznych może być przyczyną powstawania nadmiernych zwisów przewodów (dla przykładu prąd zwarcia rzędu 63 kA na rezystancji  $1\Omega$  podczas zwarcia trwającego 0,1s wydziela energię około 400 MJ).
- Powstawanie dużych sił dynamicznych między częściami wiodącymi prądu zwarciovego, co może być przyczyną deformacji szynoprzewodów lub pęknięć izolatorów wsporczych (oddziaływanie dynamiczne prądu zwarciovego rzędu kilkudziesięciu kA na przewody znajdujące się w bliskiej od siebie odległości jest rzędu tysięcy niutonów).
- Niszczenie żelbetonowej konstrukcji słupów (w sieciach średnich napięć pracujących z izolowanym punktem neutralnym). W przypadku sieci SN pracujących z izolowanym punktem neutralnym zwarcia jednofazowe (doziemienia) nie powodują wprawdzie dużych prądów zwarcia lecz mogą doprowadzić do zniszczenia słupów żelbetonowych. Nawet nieduży prąd zwarciovym płynąc długo przez zbrojenie słupa powoduje kumulowanie się



ciepła i tak silny wzrost temperatury, że może dojść do wytopienia się zbrojenia, co bardzo osłabia konstrukcję słupa. W razie pojawienia się wichury tak uszkodzone słupy przewracają się na ziemię zrywając linię oraz powodując zwarcia wielofazowe.

- Powstawanie niebezpiecznych napięć między bliskimi punktami ziemi (napięcie krokowe) oraz napięć na częściach normalnie nie będących pod napięciem (napięcie dotykowe). Jest to szczególnie groźne w przypadku sieci z uziemionym punktem neutralnym. Dla przykładu jeśli w wyniku zwarcia na słupie linii WN przepływa do ziemi prąd 5 kA, a rezystancja układu uziomowego jest np.  $5\Omega$  (wartości spotykane w krajowej sieci WN), to spadek napięcia na uziemiu wyniesie ok. 25 kV. Wiąże się to oczywiście z dużym zagrożeniem porażeniowym ludzi i zwierząt przebywających w pobliżu słupa, o ile rozkład napięcia na uziemiu nie został właściwie ukształtowany poprzez jego konstrukcję.
- Powstawanie przepięć ziemnozwarciowych towarzyszących zwarciom łukowym, co jest szczególnie groźne w sieciach SN z izolowanym punktem neutralnym.
- Powstawanie zakłóceń elektromagnetycznych oddziałujących na urządzenia telekomunikacyjne.
- Możliwość zniszczenia wyłącznika przy wyłączaniu lub załączaniu na zwarcie (o ile wyłącznik nie został odpowiednio dobrany do warunków zwarciovych).
- Możliwość utraty stabilności systemu przez utratę synchronizmu generatorów bliskich miejsca zwarcia. Zwarcia w sieciach WN w pobliżu szyn elektrowni mogą spowodować utratę stabilności systemu. Spowodowane jest to faktem, że w trakcie zwarcia blokowany jest przepływ mocy czynnej z generatorów do systemu i moc mechaniczna ich turbin zostaje zużyta na rozpędzanie wirników. Przy dużych przyspieszeniach może to doprowadzić do wypadnięcia generatorów z synchronizmu. Zagadnienia te stanowią odrębną dziedzinę analizy stanów określonych jako elektromechaniczne stany nieustalone, trwające od dziesiątych części sekundy (zwarcie), aż do kilkunastu sekund podczas których masy wirujące (wirniki generatorów i turbin) stabilizują swój ruch po wytrąceniu z położenia równowagi [60].

Biorąc pod uwagę wymienione skutki zwarć, nie dziwi dążenie do zminimalizowania czasów trwania zwarć. Wykrywaniem zwarć zajmuje się elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa. W przypadku urządzeń małej mocy niskiego

oraz średniego napięcia zwarcia wyłączane są przez odpowiednio dobrane bezpieczniki. W przypadku urządzeń dużych mocy SN oraz sieci i urządzeń WN zwarcia wykrywane są przez zabezpieczenia, a uszkodzone elementy wyłączane przez wyłączniki.

Wylimitowanie z systemu elektroenergetycznego elementów objętych zwarciem, czy też znajdujących się blisko miejsca zwarcia, wiąże się z pozbawieniem zasilania części odbiorców, jak również ze zmianami w konfiguracji sieci, które czasami nie zapewniają stabilnej pracy całego systemu po wylimitowaniu zwarcia.

Aby elementy systemu (np. wyłączniki, szyny, przewody) nie ulegały zniszczeniu pod wpływem termicznego lub dynamicznego działania prądu zwarciovego muszą być odpowiednio zaprojektowane, a także przetestowane w laboratoriach posiadających odpowiednie stanowisko do prób zwarciovych. Fizycznym testom (próbom zwarciovym) poddaje się głównie aparaty elektryczne sprawdzając ich wytrzymałość cieplną i mechaniczną oraz zdolności łączeniowe.

Obliczenia zwarciove należą do grupy najczęściej wykonywanych obliczeń, do których zalicza się: rozpiwy mocy w systemie, analiza zwarc, badanie stabilności systemu. Obliczenia te powinny być znane wszystkim inżynierom zajmującym się analizą pracy systemu elektroenergetycznego.

Zwarcia wpływają na pracę urządzeń pierwotnych i wtórnych systemu elektroenergetycznego i z tego względu obliczenia zwarciove niezbędne są zarówno w trakcie projektowania jak i eksploatacji systemu. W szczególności wyniki obliczeń zwarciovych są potrzebne do takich czynności jak:

- dobór przyrządów (urządzeń) elektroenergetycznych ze względu na ich wytrzymałość zwarciową – mechaniczną i cieplną,
- projektowanie odpowiednich układów połączeń elektrycznych (konfiguracji) sieci z uwagi na spodziewane prądy zwarciove,
- projektowanie szyn zbiorczych w rozdzielniach,
- dobór przekrojów przewodów i żył kabli,
- wybór metod i specjalnych środków ograniczających prądy zwarciove (o ile okażą się niezbędne),
- dobór nastawień i analiza warunków pracy automatyki zabezpieczeniowej,
- projektowanie i analiza skuteczności systemu ochrony przeciwporażeniowej,

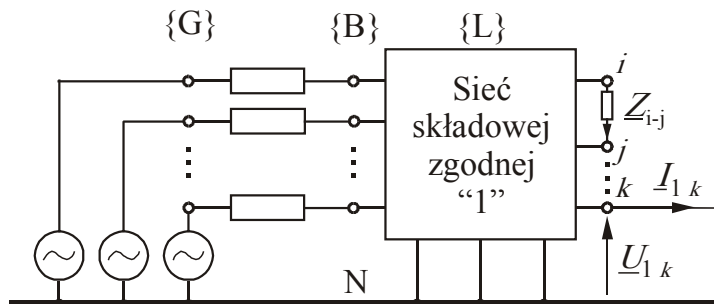
- określenie oddziaływania prądów zwarciovych na pracę urządzeń elektrycznych i elektronicznych.

Jak już stwierdzono, dokładny opis matematyczny zjawisk zachodzących przy zwarciach jest trudny i skomplikowany. Dlatego też zaprezentowane metody obliczeniowe związane z traktowaniem zwarcia jako stanu quasi – ustalonego znalazły szerokie zastosowanie w praktyce i są podstawą profesjonalnych pakietów programów komputerowych do analizy SEE.

## 8.2 Teoretyczne podstawy algorytmu wyznaczania prądów zwarcia

### 8.2.1 Zależności podstawowe

Wprowadzając założenie o symetrii fazowej elementów sieci, zarówno jej stan ustalony przedzakłóceniovym, jak i stan po wystąpieniu zakłócenia (zwarcia), mogą być opisane za pomocą równań węzłowych opisujących sieci składowych symetrycznych, pod warunkiem, że rozpatrywane zakłócenie (z reguły niesymetryczne) zostanie zamodelowane w sposób nie naruszający założenia o symetrii sieci.



Rys. 8.2 Sieć zastępcza dla składowej symetrycznej zgodnej – w stanie zwarcie w węźle k

Na rys. 8.2 przedstawiono model sieci elektroenergetycznej dla składowej zgodnej, z tym, że wyróżniono na nim gałęzie odpowiadające impedancjom generatorów. Zaciski generatorów tworzą zbiór  $\{B\}$  będący podzbiorem zbioru  $\{L\}$  oznaczającego wszystkie rzeczywiste węzły sieci. Oznaczając przez  $\{G\}$  zbiór węzłów fikcyjnych, do których przyłączone są podprzejściowe siły elektromotoryczne generatorów synchronicznych oraz zakładając, że odbiory zostały zamodelowane za pomocą admitancji, przedzakłóceniovym stan ustalony sieci składowej zgodnej może być opisany za pomocą następującego równania węzłowego (dla podkreślenia, że

chodzi o ustalony stan przedzakłócenia, zgodnie z przyjętą konwencją dodano górny indeks "o").

$$\begin{bmatrix} \underline{\mathbf{I}}_{1\text{ G}}^{\text{o}} \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{\mathbf{Y}}_{1\text{ GG}} & \underline{\mathbf{Y}}_{1\text{ GL}} \\ \underline{\mathbf{Y}}_{1\text{ LG}} & \underline{\mathbf{Y}}_{1\text{ LL}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{\mathbf{E}}_{1\text{ G}}^{\text{o}} \\ \underline{\mathbf{U}}_{1\text{ L}}^{\text{o}} \end{bmatrix} \quad (8.1)$$

Dla sieci składowej przeciwnej i zerowej, składowe przeciwna i zerowa zarówno sił elektromotorycznych jak i napięć oraz prądów są równe zeru:  $\underline{\mathbf{E}}_{2\text{ G}}^{\text{o}} = \underline{\mathbf{E}}_{0\text{ G}}^{\text{o}} = \mathbf{0}$ ,  $\underline{\mathbf{U}}_{2\text{ L}}^{\text{o}} = \underline{\mathbf{U}}_{0\text{ L}}^{\text{o}} = \mathbf{0}$ ,  $\underline{\mathbf{I}}_{2\text{ G}}^{\text{o}} = \underline{\mathbf{I}}_{0\text{ G}}^{\text{o}} = \mathbf{0}$ . Macierze admitancyjne węzłowe mogą jednak zostać zbudowane dla tych sieci, na podstawie wiedzy o modelowaniu elementów systemu elektroenergetycznego, a zatem formalnie mogą być zapisane analogiczne równania węzłowe

$$\begin{bmatrix} \underline{\mathbf{I}}_{2\text{ G}}^{\text{o}} \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{\mathbf{Y}}_{2\text{ GG}} & \underline{\mathbf{Y}}_{2\text{ GL}} \\ \underline{\mathbf{Y}}_{2\text{ LG}} & \underline{\mathbf{Y}}_{2\text{ LL}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{\mathbf{E}}_{2\text{ G}}^{\text{o}} \\ \underline{\mathbf{U}}_{2\text{ L}}^{\text{o}} \end{bmatrix} \quad (8.2)$$

oraz

$$\begin{bmatrix} \underline{\mathbf{I}}_{0\text{ G}}^{\text{o}} \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{\mathbf{Y}}_{0\text{ GG}} & \underline{\mathbf{Y}}_{0\text{ GL}} \\ \underline{\mathbf{Y}}_{0\text{ LG}} & \underline{\mathbf{Y}}_{0\text{ LL}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{\mathbf{E}}_{0\text{ G}}^{\text{o}} \\ \underline{\mathbf{U}}_{0\text{ L}}^{\text{o}} \end{bmatrix} \quad (8.3)$$

Przechodząc do analizy stanu zakłócenia, można stwierdzić, nie precyzując jeszcze w sposób szczegółowy, o jaki rodzaj zakłócenia chodzi, że jego odwzorowaniem są wektory prądów  $\underline{\mathbf{I}}_{1\text{ L}}$ ,  $\underline{\mathbf{I}}_{2\text{ L}}$ ,  $\underline{\mathbf{I}}_{0\text{ L}}$ , które powodują zmianę postaci równań (8.1), (8.2) i (8.3) na następującą:

sieć składowej zgodnej

$$\begin{bmatrix} \underline{\mathbf{I}}_{1\text{ G}} \\ \underline{\mathbf{I}}_{1\text{ L}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{\mathbf{Y}}_{1\text{ GG}} & \underline{\mathbf{Y}}_{1\text{ GL}} \\ \underline{\mathbf{Y}}_{1\text{ LG}} & \underline{\mathbf{Y}}_{1\text{ LL}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{\mathbf{E}}_{1\text{ G}} \\ \underline{\mathbf{U}}_{1\text{ L}} \end{bmatrix} \quad (8.4)$$

sieć składowej przeciwnej

$$\begin{bmatrix} \underline{\mathbf{0}} \\ \underline{\mathbf{I}}_{2\text{ L}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{\mathbf{Y}}_{2\text{ GG}} & \underline{\mathbf{Y}}_{2\text{ GL}} \\ \underline{\mathbf{Y}}_{2\text{ LG}} & \underline{\mathbf{Y}}_{2\text{ LL}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{\mathbf{0}} \\ \underline{\mathbf{U}}_{2\text{ L}} \end{bmatrix} \quad (8.5)$$

sieć składowej zerowej

$$\begin{bmatrix} \underline{\mathbf{0}} \\ \underline{\mathbf{I}}_{0\text{ L}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{\mathbf{Y}}_{0\text{ GG}} & \underline{\mathbf{Y}}_{0\text{ GL}} \\ \underline{\mathbf{Y}}_{0\text{ LG}} & \underline{\mathbf{Y}}_{0\text{ LL}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{\mathbf{0}} \\ \underline{\mathbf{U}}_{0\text{ L}} \end{bmatrix} \quad (8.6)$$

Z uwagi na fakt, że siła elektromotoryczna podprzejściowa generatorów nie ulega zmianie skokowo w momencie zwarcia, zachodzi zależność  $\underline{E}_{1G} = \underline{E}_{1G}^0$ .

Na podstawie drugiego z równań (8.4) można stwierdzić, że

$$\underline{U}_{1L} = -\underline{Y}_{1LL}^{-1} \underline{Y}_{1LG} \underline{E}_{1G}^0 + \underline{Y}_{1LL}^{-1} \underline{I}_{1L} \quad (8.7)$$

Z drugiej strony, z równania (8.1) wynika, że:

$$\underline{U}_{1L}^0 = -\underline{Y}_{1LL}^{-1} \underline{Y}_{1LG} \underline{E}_{1G}^0 \quad (8.8)$$

Ponieważ wektor napięć charakteryzujących stan przedzwarcia jest znany, wektory napięć węzłowych w stanie zwarcia opisane są za pomocą następujących równań:

$$\underline{U}_{1L} = \underline{U}_{1L}^0 + \underline{Z}_{1LL} \underline{I}_{1L} \quad (8.9)$$

$$\underline{U}_{2L} = \underline{Z}_{2LL} \underline{I}_{2L} \quad (8.10)$$

$$\underline{U}_{0L} = \underline{Z}_{0LL} \underline{I}_{0L} \quad (8.11)$$

gdzie

$$\underline{Z}_{1LL} = \underline{Y}_{1LL}^{-1}, \quad \underline{Z}_{2LL} = \underline{Y}_{2LL}^{-1}, \quad \underline{Z}_{0LL} = \underline{Y}_{0LL}^{-1} \quad (8.12)$$

Z uwagi na fakt, że w macierzach admitancyjnych  $\underline{Y}_{1LL}$ ,  $\underline{Y}_{2LL}$ ,  $\underline{Y}_{0LL}$  odwzorowane są połączenia od węzłów odpowiadających zaciskom generatorów (podzbiór {B}- rys. 8.2) do węzłów fikcyjnych tworzących podzbiór {G} oraz z uwagi na uwzględnienie elementów poprzecznych modeli sieci, macierze te mają charakter diagonalnie dominujący i w przypadkach sieci rzeczywistych nie spotyka się cechy osobliwości. Dlatego też macierz odwrotna (impedancyjna) jest zawsze określona. Należy również zauważyć, że sieć odpowiadająca macierzy  $\underline{Y}_{1LL}$  jest siecią, w której końce gałęzi modelujących impedancje generatorów można traktować jako zwarte z szyną odniesienia, co czyni ją identyczną z siecią pasywną wprowadzoną w twierdzeniu Thevenina. Dla sieci przeciwnej i zerowej spostrzeżenie to jest oczywiste, gdyż dla nich wartości sił elektromotorycznych wynoszą zero.

Macierze  $\underline{Z}_{1LL}$ ,  $\underline{Z}_{2LL}$ ,  $\underline{Z}_{0LL}$  nazywane są *impedancyjnymi macierzami zwarciovymi*.

Jeżeli termin *zakłócenia* ograniczy się do zwarć jednomiejscowych zlokalizowanych w węzle  $k$ , to zamiast wektorów prądów  $\underline{I}_{1L}$ ,  $\underline{I}_{2L}$ ,  $\underline{I}_{0L}$  można rozpatry-

wać wektory posiadające jako jedyny element niezerowy prądy  $\underline{I}_{1k}$ ,  $\underline{I}_{2k}$ ,  $\underline{I}_{0k}$ , skierowane, zgodnie z rys. 8.2 – od węzła”, czyli

$$\underline{\mathbf{I}}_{1L} = \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ -\underline{I}_{1k} \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix}; \quad \underline{\mathbf{I}}_{2L} = \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ -\underline{I}_{2k} \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix}; \quad \underline{\mathbf{I}}_{0L} = \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ -\underline{I}_{0k} \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (8.13)$$

Taki sposób modelowania zakłóceń zwarciovych odpowiada rozważaniom ogólnym. Koncentrując uwagę na węzłach  $i, j, k, l$  rozpatrywanej sieci, po podstawieniu do równań (8.12) zależności (8.13) otrzymuje się następujące równania

$$\begin{bmatrix} \vdots \\ \underline{U}_{1i} \\ \underline{U}_{1j} \\ \underline{U}_{1k} \\ \underline{U}_{1l} \\ \vdots \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \vdots \\ \underline{U}_{1i}^o \\ \underline{U}_{1j}^o \\ \underline{U}_{1k}^o \\ \underline{U}_{1l}^o \\ \vdots \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \cdots & \underline{Z}_{1ii} & \underline{Z}_{1ij} & \underline{Z}_{1ik} & \underline{Z}_{1il} & \cdots \\ \cdots & \underline{Z}_{1ji} & \underline{Z}_{1jj} & \underline{Z}_{1jk} & \underline{Z}_{1jl} & \cdots \\ \cdots & \underline{Z}_{1ki} & \underline{Z}_{1kj} & \underline{Z}_{1kk} & \underline{Z}_{1kl} & \cdots \\ \cdots & \underline{Z}_{1li} & \underline{Z}_{1lj} & \underline{Z}_{1lk} & \underline{Z}_{1ll} & \cdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ \underline{I}_{1k} \\ 0 \\ \vdots \end{bmatrix} \quad (8.14)$$

$$\begin{bmatrix} \vdots \\ \underline{U}_{2i} \\ \underline{U}_{2j} \\ \underline{U}_{2k} \\ \underline{U}_{2l} \\ \vdots \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \cdots & \underline{Z}_{2ii} & \underline{Z}_{2ij} & \underline{Z}_{2ik} & \underline{Z}_{2il} & \cdots \\ \cdots & \underline{Z}_{2ji} & \underline{Z}_{2jj} & \underline{Z}_{2jk} & \underline{Z}_{2jl} & \cdots \\ \cdots & \underline{Z}_{2ki} & \underline{Z}_{2kj} & \underline{Z}_{2kk} & \underline{Z}_{2kl} & \cdots \\ \cdots & \underline{Z}_{2li} & \underline{Z}_{2lj} & \underline{Z}_{2lk} & \underline{Z}_{2ll} & \cdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ \underline{I}_{2k} \\ 0 \\ \vdots \end{bmatrix} \quad (8.15)$$

$$\begin{bmatrix} \vdots \\ \underline{U}_{0i} \\ \underline{U}_{0j} \\ \underline{U}_{0k} \\ \underline{U}_{0l} \\ \vdots \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \cdots & \underline{Z}_{0ii} & \underline{Z}_{0ij} & \underline{Z}_{0ik} & \underline{Z}_{0il} & \cdots \\ \cdots & \underline{Z}_{0ji} & \underline{Z}_{0jj} & \underline{Z}_{0jk} & \underline{Z}_{0jl} & \cdots \\ \cdots & \underline{Z}_{0ki} & \underline{Z}_{0kj} & \underline{Z}_{0kk} & \underline{Z}_{0kl} & \cdots \\ \cdots & \underline{Z}_{0li} & \underline{Z}_{0lj} & \underline{Z}_{0lk} & \underline{Z}_{0ll} & \cdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ \underline{I}_{0k} \\ 0 \\ \vdots \end{bmatrix} \quad (8.16)$$

Jak łatwo zauważyć stanowią one uogólnienie równań opisujących modele jednowęzłowe dla sieci wielowęzłowych. Elementy diagonalne macierzy

( $\underline{Z}_{1\ ii}, \underline{Z}_{1\ jj}, \underline{Z}_{1\ kk}, \underline{Z}_{1\ ll}$ ) noszą nazwę impedancji własnych węzłów, odpowiednio  $i, j, k, l$ . (analogicznie dla składowej przeciwnej i zerowej). Zależności (8.14), (8.15) i (8.16) pozwalają wyznaczyć napięcia w dowolnych węzłach sieci jeśli tylko znane są składowe symetryczne prądu w miejscu zwarcia, czyli w węźle  $k$ .

## 8.2.2 Wyznaczanie prądów w miejscu zwarcia

Koncentrując uwagę wyłącznie na węźle  $k$ , na podstawie równań (8.14), (8.15) i (8.16) można zapisać następujące równania opisujące napięcia i prądy węzłowe:

$$\underline{U}_{1k} = \underline{U}_k^0 - \underline{Z}_{1\ kk} \underline{I}_{1k} \quad (8.17)$$

$$\underline{U}_{2k} = -\underline{Z}_{2\ kk} \underline{I}_{2k} \quad (8.18)$$

$$\underline{U}_{0k} = -\underline{Z}_{0\ kk} \underline{I}_{0k} \quad (8.19)$$

Równania te mają identyczną postać jak równania wyprowadzone dla sieci jednowęzłowych. Istnieje zatem pełna zgodność pomiędzy pojęciem impedancji własnej  $\underline{Z}_{1\ kk}$  węzła  $k$  oraz pojęciem impedancji Thevenina, a w świetle przeprowadzonych rozważań także z impedancją będącą odwrotnością admitancji uzyskanej w wyniku procesu redukcji macierzy  $\underline{Y}_{1\ LL}$ . Uwzględniając fakt, że analogiczne wnioski można wyciągnąć dla sieci składowej przeciwnej i zerowej, można zapisać następujące relacje równoważności

$$\underline{Z}_{1k} \Leftrightarrow \underline{Z}_{1kk} \Leftrightarrow \underline{Z}_1 \quad (8.20)$$

$$\underline{Z}_{2k} \Leftrightarrow \underline{Z}_{2kk} \Leftrightarrow \underline{Z}_2 \quad (8.21)$$

$$\underline{Z}_{0k} \Leftrightarrow \underline{Z}_{0kk} \Leftrightarrow \underline{Z}_0 \quad (8.22)$$

Niewielka różnica pomiędzy wartościami tych impedancji uzyskiwanymi w praktyce za pomocą różnych podejść („zwijanie” sieci, metody komputerowe, redukcja macierzy admitancyjnej) wynika z faktu, że w obliczeniach uproszczonych nie odwzorowuje się admitancji odbiorów - są one pomijane (poza silnikami indukcyjnymi dużej mocy modelowanymi jak generatory), a konsekwencje tego uproszczenia odwzorowuje współczynnik  $c$  ( $\underline{U}_k^0 = c \underline{U}_n / \sqrt{3}$ ).

Uzupełniając układ równań (8.17), (8.18) i (8.19) równaniami warunkowymi, można z łatwością wyznaczyć prądy składowych symetrycznych w miejscu zwar-

cia:  $\underline{I}_{1k}$ ,  $\underline{I}_{2k}$ ,  $\underline{I}_{0k}$  \*. Przykładowo, składowe symetryczne prądu w przypadku zwarcia fazy L1 z ziemią, w węźle  $k$  mogą być wyznaczone ze wzoru analogicznego do powszechnie znanych, czyli

$$\underline{I}_{1k} = \underline{I}_{2k} = \underline{I}_{0k} = \frac{\underline{U}_{1k}^o}{\underline{Z}_{1kk} + \underline{Z}_{2kk} + \underline{Z}_{0kk} + 3\underline{Z}_F} \quad (8.23)$$

Na uwagę zasługuje fakt, że impedancja zakłóceńowa  $\underline{Z}_F$  pozostaje poza macierzami opisującymi poszczególne sieci składowe, tak więc wyznaczone impedancje własne mogą być wykorzystane dla różnych rodzajów zwarć i dla różnych warunków, w których rozpatrywane jest zwarcie. Po wyznaczeniu składowych symetrycznych prądu w miejscu zwarcia (np. zastępując, można powrócić do równań (8.14), (8.15) i (8.16) i wyznaczyć napięcia we wszystkich węzłach sieci składowych, co w rozumieniu metody węzłowej stanowi pełną identyfikację ich stanu w warunkach zakłóceńowych.

Dla ułatwienia i sformalizowania procesu algorytmizacji obliczeń zwarcio-  
wych celowe jest ujednolicenie postaci formułowanych równań warunkowych, indywidualnie dla każdego rodzaju zwarcia. Można wykazać, że bez względu na rodzaj zwarcia równania te przyjmują następującą postać

$$\mathbf{A} \begin{bmatrix} \underline{U}_{0k} \\ \underline{U}_{1k} \\ \underline{U}_{2k} \end{bmatrix} + \mathbf{B} \begin{bmatrix} \underline{I}_{0k} \\ \underline{I}_{1k} \\ \underline{I}_{2k} \end{bmatrix} = 0 \quad (8.24)$$

przy czym:  $\mathbf{A}$  - macierz  $3 \times 3$  zawierająca elementy o wartości 1, -1, 0;  $\mathbf{B}$  - macierz  $3 \times 3$  zawierająca elementy o wartości 1, -1, 0, a dla zwarć za pośrednictwem impedancji także elementy  $\underline{Z}_F$ .

Równania (8.17), (8.18) i (8.19) można zapisać w postaci macierzowej w następujący sposób:

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_{0k} \\ \underline{U}_{1k} \\ \underline{U}_{2k} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \underline{U}_{1k}^o \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \underline{Z}_{0kk} & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_{1kk} & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_{2kk} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{I}_{0k} \\ \underline{I}_{1k} \\ \underline{I}_{2k} \end{bmatrix} \quad (8.25)$$

---

\* W celu uniknięcia kolizji z oznaczeniami elementów macierzy zrezygnowano z oznaczeń odpowiadających rodzajom zwarć (K1, K2, K3, K2E).



i rozwiązać je względem wektora prądów przy wykorzystaniu równania (8.24). W rezultacie otrzymuje się

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_{0k} \\ \underline{I}_{1k} \\ \underline{I}_{2k} \end{bmatrix} = \left( \mathbf{A} \begin{bmatrix} \underline{Z}_{0kk} & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_{1kk} & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_{2kk} \end{bmatrix} - \underline{\mathbf{B}} \right)^{-1} \mathbf{A} \begin{bmatrix} 0 \\ \underline{U}_{1k}^o \\ 0 \end{bmatrix} \quad (8.26)$$

Wyrażenie (8.26) stanowi sformalizowaną postać wzorów do wyznaczania prądów w miejscu zwarcia i może być w prosty sposób włączone do algorytmu obliczeń zwarciovych. Przy odpowiednim wyznaczeniu macierzy  $\mathbf{A}$  oraz  $\underline{\mathbf{B}}$ , mogą to być także zwarcia nietypowe. Należy jednak pamiętać, że dla zwarć bezimpedancyjnych ( $\underline{Z}_F = 0$ ) macierz występująca w wyrażeniu (8.26) może się okazać osobliwa, co wymaga wprowadzania impedancji  $\underline{Z}_F$  o wartościach tak małych aby zwarcie mogło być traktowane jako bezimpedancyjne, lecz z drugiej strony na tyle dużych aby było możliwe przeprowadzenie operacji inwersji.

### 8.2.3 Zastosowanie faktoryzacji macierzy admitancyjnej węzłowej

Metoda wykorzystująca w obliczeniach macierz admitancyjną węzłową stanowi bezpośrednie zastosowanie do obliczeń sieciowych matematycznej metody rozwiązywania układów równań liniowych o postaci

$$\mathbf{Ax} = \mathbf{b} \quad (8.27)$$

W zastosowaniach do sieci elektroenergetycznych macierz  $\mathbf{A}$  ma z reguły następujące właściwości: (1) wszystkie elementy diagonalne (dla  $i=1...n$ ) są różne od zera  $a_{ii} \neq 0$ , (2) macierz jest strukturalnie symetryczna i brak elementu pozadiagonalnego (dla  $i \neq j$ ) oznacza  $a_{ij} = a_{ji} = 0$  zaś przy istnieniu elementu zachodzi  $a_{ij} \neq 0$  oraz  $a_{ji} \neq 0$  choć elementy te nie muszą być jednakowe.

Najczęściej spotykanym w elektroenergetyce równaniem typu (8.27) jest równanie związane z analizą sieci elektroenergetycznej metodą potencjałów węzłowych, o postaci

$$\mathbf{YU} = \mathbf{I} \quad (8.28)$$

w którym macierz admitancyjna węzłowa bardzo często spełnia dodatkowo warunek symetrii  $y_{ij} = y_{ji}$  dla  $i, j=1...n$  oraz  $i \neq j$ .

W komputerowej analizie zwarć zasadnicze znaczenie ma dostęp do elementów macierzy impedancyjnej węzłowej. W przypadku zwarcia w węźle  $k$ , zgodnie z wzorami (8.14), (8.15) i (8.16), wyznaczenie  $k$ -tej kolumny tej macierzy (oznaczenie  $Z_{\bullet k}^{(1)}$  — analogicznie dla składowej przeciwnej i zerowej pozwala na wyznaczenie zarówno prądów w miejscu zwarcia jak też rozplywu tego prądu w dowolnie wybranej gałęzi sieci.

Wyznaczenie  $k$ -tej kolumny oznacza w rzeczywistości rozwiązanie równania liniowego typu (16) o postaci (pominięto indeks identyfikujący składową symetryczną bowiem rozważania mają charakter ogólny)

$$\mathbf{Y} \mathbf{Z}_{\bullet k} = \mathbf{1}_k \quad (8.29)$$

gdzie  $\mathbf{1}_k$  oznacza wektor zawierający elementy o wartości zero, oprócz jedynki na pozycji  $k$ .

Zmiana lokalizacji miejsca zwarcia (co ma z reguły miejsce w trakcie prac obliczeniowych) wiąże się z koniecznością ponownego rozwiązania układu typu (8.29). Tym samym posiadając narzędzie obliczeniowe do szybkiego, wielokrotnego rozwiązywania układu równań liniowych można efektywnie rozwiązać problem obliczeń zwarciovych w rozległej sieci wielowęzłowej. Podstawą do skonstruowania takiego narzędzia jest zaprezentowana poniżej metoda faktoryzacji macierzy współczynników równania liniowego.

### 8.2.4 Podstawy metody faktoryzacji

Termin „faktoryzacja”, pochodzący od angielskiego słowa *factorisation* oznacza rozkład na czynniki (faktory). W metodach rozwiązywania układów równań liniowych najpopularniejszym rozkładem jest rozkład macierzy współczynników  $\mathbf{A}$  na dwie macierze  $\mathbf{L}$ ,  $\mathbf{U}$  tak, że spełniona jest zależność

$$\mathbf{A} = \mathbf{L}\mathbf{U} \quad (8.30)$$

Macierze  $\mathbf{L}$ ,  $\mathbf{U}$  noszą nazwę macierzy trójkątnych -  $\mathbf{L}$  - dolnej, a  $\mathbf{U}$  - górnej. Nazwy wynikają z charakterystycznej struktury tych macierzy – w pierwszej z nich wszystkie elementy powyżej głównej przekątnej mają wartości zerowe, a drugiej, wszystkie elementy poniżej głównej przekątnej są zerowe.

Biorąc pod uwagę (8.30) podstawowe równanie (8.28) przybiera postać

$$\mathbf{L}\mathbf{U} \mathbf{x} = \mathbf{b} \quad (8.31)$$

Równanie to można rozwiązać w dwóch etapach definiując wektor pomocniczy  $\mathbf{y} = \mathbf{U}\mathbf{x}$ . W pierwszym etapie rozwiązywaniu podlega równanie

$$\mathbf{L}\mathbf{y} = \mathbf{b} \quad (8.32)$$

a w drugim

$$\mathbf{U}\mathbf{x} = \mathbf{y} \quad (8.33)$$

Zaletą metody wynika z specyficznej struktury macierzy trójkątnych. Zarówno w przypadku (8.32) jak i (8.33) nie dokonuje się inwersji macierzy, tylko ciąg podstawień. Pokazano to poniżej na przykładzie układu 3 równań liniowych.

### 8.2.5 Technika macierzy rzadkich

O atrakcyjności metody faktoryzacji decyduje fakt, że zwarciove macierze admitancyjne  $\mathbf{Y}_1, \mathbf{Y}_2, \mathbf{Y}_0$  są tzw. *macierzami rzadkimi*, tzn. macierzami zawierającymi ponad 95% elementów zerowych (dotyczy to oczywiście macierzy wysokiego stopnia). Znając ogólne zasady budowy macierzy admitancyjnych, łatwo znaleźć uzasadnienie tego faktu — elementy niezerowe występują poza główną przekątną tylko tam, gdzie wynika to z istnienia połączenia pomiędzy węzłami. *Technika macierzy rzadkich* to ogólne określenie algorytmów i metod numerycznych stosowanych w operowaniu takimi macierzami. Jest to dziedzina ciągle rozwijająca się i wciąż doskonała. Pomimo niezbyt skomplikowanej postaci wzorów, które opisują zasadnicze operacje procesu faktoryzacji i wyznaczania wektora rozwiązań, jak również pomimo prostoty kryterium redukcji quasi-optymalnej, realizacja tego algorytmu przy zastosowaniu macierzy rzadkich, nie jest operacją trywialną.

Należy bowiem mieć na uwadze fakt, że macierz współczynników o strukturze rzadkiej nie jest przechowywana w pamięci komputera w klasycznej postaci tablicowej, chodzi bowiem o to, aby operować wyłącznie na jej elementach niezerowych. Konieczne jest zatem rozwiązanie dwóch problemów:

- pierwszy, to sposób zapisu macierzy współczynników oraz faktorów w pamięci komputera, gwarantujący identyfikację elementu (do którego wiersza i kolumny należy), przy zapewnieniu dużej szybkości dostępu do elementu;
- drugi, to opracowanie algorytmów faktoryzacji oraz podstawień prostego i odwrotnego dla wybranego sposobu zapisu struktur rzadkich.

### 8.2.6 Lokalizacja macierzy rzadkich w pamięci komputera

Charakterystyczną cechą macierzy admitancyjnych, będących modelami sieci systemowych, jest ich rzadka struktura - w typowych przypadkach przy 100 węzłach liczba elementów niezerowych wynosi ok. 5%, a gdy liczba ta przekracza 1000 stopień wypełnienia maleje do 0,5%. Od wielu lat rozwijane są metody i algorytmy zwane w literaturze techniką macierzy rzadkich. Już w 1977 r. podano bibliografię tego zagadnienia. Ukazało się też szeregi pozycji książkowych zajmujących się tematyką "wielkich systemów o strukturze rzadkiej". W sieci Internet programy wyszukujące na zapytanie "*sparse matrices*" udostępniają blisko 400 zróżnicowanych pozycji (bibliografia, ośrodki badawcze, firmy komercyjne, oprogramowanie). Pomimo upływu lat problematyka ta jest stale rozwijana.

Generalnie rzecz biorąc wszystkie rozwiązania praktyczne związane z zapisem macierzy o strukturze rzadkiej w pamięci operacyjnej komputera sprowadzają się do zapisu tylko elementów niezerowych. Problem polega na tym, aby taki zapis nie utrudniał dostępu do konkretnych elementów macierzy, który nie następuje już tak trywialnie jak przy zapisie klasycznym tj. przez podanie indeksów tablicy dwuwymiarowej. Najbardziej rozpowszechnione są tu wszelkiego rodzaju struktury listowe, przy czym mogą to być zarówno struktury dynamiczne (adresujące poszczególne elementy za pomocą tzw. pointer'ów czyli wskazania adresu w pamięci operacyjnej), jak i statyczne (wykorzystujące tablice z indeksami). Przykładowymi strukturami wykorzystującymi takie tablice z indeksami wskazującymi rzeczywiste położenie elementów niezerowych są formaty zapisu opracowane przez Gustavsona oraz Curtisa-Reida. Oba te formaty bazują na jednej, dużej tablicy jednowymiarowej zawierającej elementy niezerowe oraz tablicach pomocniczych umożliwiających dostęp do konkretnego elementu. Z rozwiązań polskich na uwagę zasługuje format opracowany przez Cichego (tzw. dynamiczna struktura listowa) oraz Zduna .

Ceną, którą trzeba zapłacić za operowanie wyłącznie elementami niezerowymi macierzy współczynników jest utrata prostoty zapisu algorytmów obliczeniowych. Zarówno proces faktoryzacji jak również podstawienia proste i odwrotne, mają w klasycznym zapisie tablicowym czytelną i zrozumiałą postać. W przypadku różnych standardów zapisu macierzy o strukturze rzadkiej nie ma analogicznych standardów w zakresie zapisu algorytmów. Programiści są w tym przypadku zdani na własne siły, aby konkretny algorytm dostosować do sposobu zapisu macierzy rzadkiej.

Wyznaczanie wektora rozwiązań może zostać jeszcze bardziej przyspieszone, jeśli zastosuje się wprowadzoną w połowie lat osiemdziesiątych *technikę wektorów rzadkich*. Jej istota polega na tym, że w operacjach określonych za pomocą wzorów (8.17), (8.18), (8.19), (8.20), (8.21) i (8.22) nie wykonuje się wszystkich mnożeń

tworzących sekwencje podstawienia prostego i odwrotnego. Okazało się bowiem, że znając cel obliczeń (tylko prąd zwarcia w węźle, prąd zwarcia w węźle i prądy w przyłączonych do niego gałęziach, prąd zwarcia w wybranej gałęzi przy zwarcu w oddalonym od niej węźle itp.) można przewidzieć niezbędną do wykonania liczbę mnożeń. Wiąże się ona z liczbą węzłów tworzących *ścieżki faktoryzacji*, i dla przypadków badanych w ramach badań sieci krajowej, nawet dla sieci liczących ponad 2000 węzłów, nie przekracza 100. Zmodyfikowane operacje podstawień (8.32) i (8.33) noszą odpowiednio nazwy FFS (*Fast Forward Substitution – szybkie podstawienie proste*) oraz FBS (*Fast Backward Substitution – szybkie podstawienie odwrotne*).

Inne udoskonalenie techniki macierzy rzadkich to technika *szybkiej refaktoryzacji częściowej*. Polega ona na tym, aby w przypadku zmiany admitancji gałęzi, lub nawet niewielkiej zmiany struktury sieci, nie przeprowadzać procesu faktoryzacji od początku. Również i w tej operacji wykorzystanie pojęcia ścieżek faktoryzacji ogranicza liczbę niezbędnych działań modyfikujących zawartość faktorów. Metoda refaktoryzacji konkuruje skutecznie z *metodą kompensacji*, w której zmiany struktury sieci modelowane są poprzez wprowadzenie wektora pomocniczych prądów węzłowych.

### **8.3 Program komputerowy SCC Industrial – wyniki obliczeń zwarciovych dla sieci testowej CIGRE**

#### **8.3.1 Opis programu**

Program komputerowy SCC Industrial powstał w Katedrze Sieci i Zabezpieczeń Politechniki Lubelskiej, w środowisku programistycznym Delphi i pracuje pod kontrolą systemu operacyjnego Windows (XP, Vista, Windows 7). Jego wymagania sprzętowe określone są jednoznacznie przez wykorzystywany system operacyjny. Typowy komputer spełniający wymagania systemów operacyjnych z rodziny Windows będzie spełniał wymagania programu SCC Industrial i będzie mógł być wykorzystywany do analizy nawet bardzo rozbudowanych modeli.

Zasady pracy z programem są analogiczne do tych obowiązujących dla wszystkich typowych aplikacji pracujących w środowisku Windows. Program udostępnia standardowy interfejs użytkownika z menu głównym, paskami narzędzi, oknami dialogowymi oraz systemem pomocy kontekstowej.

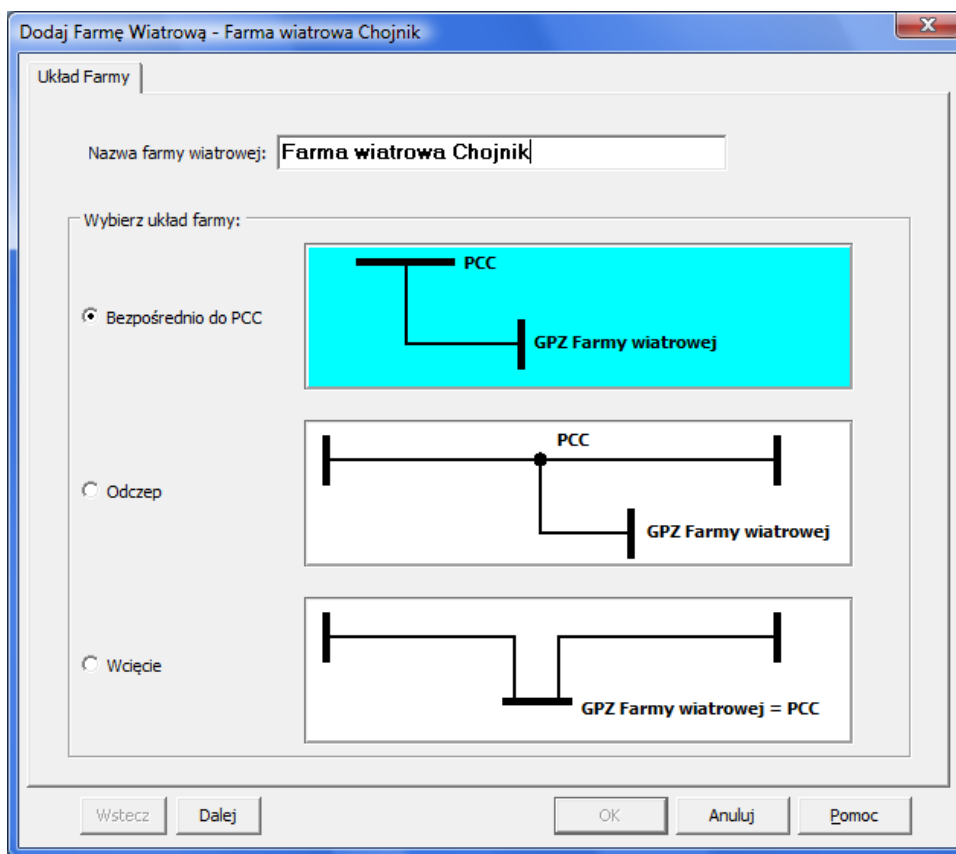
Struktura danych wejściowych programu SCC Industrial została opisana w rozdziale 6.3. Z uwagi na fakt, że struktura ta przechowywana jest w plikach tekstowych, może ona być utworzona (bądź zmodyfikowana) w dowolnym edytorze

akceptującym taki typ plików (WORDPAD, NOTEPAD, dowolny edytor tekstowy). Zalecane jest jednak korzystanie z edytora wbudowanego w program SCC Industrial lub z opcji eksportu danych dostępnej w bazie danych sieciowych.

Program SCC Industrial został wyposażony w bogate możliwości edycyjne. Dostępne w programie formularze edycyjne umożliwiają wprowadzenie kompletu parametrów opisujących modele poszczególnych elementów systemu elektroenergetycznego - rys. 8.3.

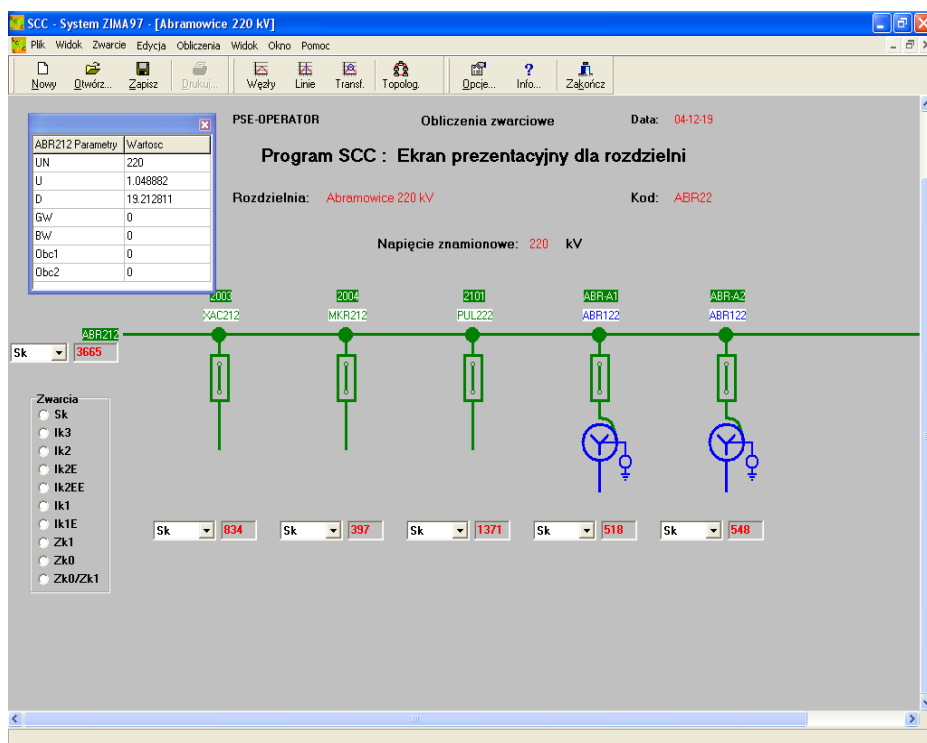
Rys. 8.3. Formularz edycyjny do edycji węzłów i skojarzonych z nimi źródeł mocy zwarciowej

Z uwagi na popularność obliczeń związanych z ekspertyzami przyłączeniowymi farm wiatrowych w programie udostępniono kreator, którego zadaniem jest ułatwienie modelowania źródeł odpowiadających farmom wiatrowym - rys. 8.4.



Rys. 8.4. Okno kreatora farm wiatrowych

Umożliwiono również modyfikację topologii sieci na bazie schematu rozdzielni wyświetlanego na ekranie komputera. Schemat udostępnia funkcję zmiany stanu łączników, funkcję zmiany układu rozdzielni (układ systemowy i sekcyjny) a także bardziej skomplikowane funkcje takie jak mostkowanie linii czy wyłączenia jednostronne. Na bazie schematu można także prowadzić obliczenia i wyświetlać ich wyniki. Możliwa jest również edycja parametrów poszczególnych elementów także w oparciu o wyświetlany schemat - rys. 8.5.



Rys. 8.5. Schemat rozdzielni i prezentacja wyników obliczeń zwarciovych

Najważniejsze jednak, z punktu widzenia istoty działania programu SCC Industrial, są opcje obliczeniowe, którymi dysponuje.

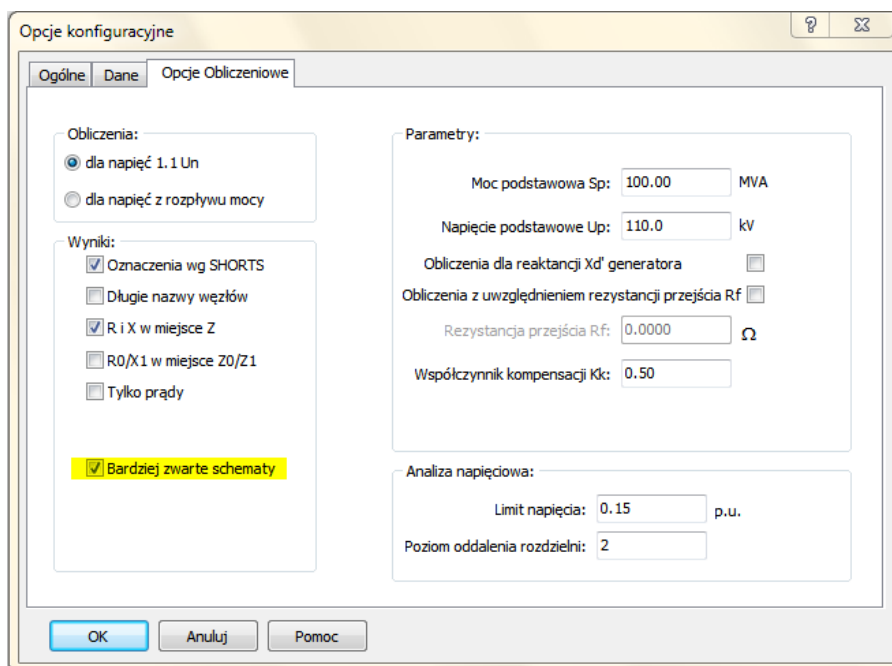
Wszystkie funkcje obliczeniowe programu SCC Industrial zgrupowane są w **Menu Głównym** – pozycja **Obliczenia**. W obecnej wersji programu dostępne są tutaj następujące funkcje:

- **Opcje obliczeniowe:** funkcja umożliwiająca ustawienie opcji konfiguracyjnych sterujących procesem obliczeń,
- **Wykonaj dla Węzłów:** funkcja wykonuje obliczenia dla węzłów analizowanej sieci; wyniki otrzymuje się w postaci tzw. tablicy rozptyłów pierwszego rzędu,
- **Wykonaj dla Linii:** funkcja wykonuje obliczenia dla linii analizowanej sieci; jest to tzw. opcja obliczeń dla potrzeb nastawień zabezpieczeń,
- **Wykonaj dla Transformatorów:** funkcja wykonuje obliczenia dla transformatorów analizowanej sieci; jest to tzw. opcja obliczeń dla potrzeb nastawień zabezpieczeń,



- **Obrazy fazowe prądów:** opcja grupuje funkcje prezentujące wyniki obliczeń zwarciovych w postaci ekranów na bazie schematów sieci i poszczególnych jej elementów.

W obecnej wersji programu dostępnych jest kilka opcji konfiguracyjnych sterujących procesem obliczeń. Można je zmieniać przy pomocy okna dialogowego, które otwiera się po wywołaniu polecenia Obliczenia | Opcje obliczeniowe z menu głównego programu SCC Wind. Okno konfiguracyjne zaprezentowano na rysunku poniżej.



Rys. 8.6. Okno konfiguracyjne z opcjami obliczeniowymi

Pierwsza grupa opcji dotyczy sposobu prowadzenia obliczeń. Mogą być one przeprowadzane zgodnie z normą na poziomie napięcia 1.1 Un, lub z wykorzystaniem wartości napięć z rozplywu mocy (konieczne jest wówczas dysponowaniem modelu z policzonym rozplywem). Wybór tej opcji decyduje także o sposobie modelowania poszczególnych elementów systemu (uwzględnianie bądź nie pojemności doziemnych linii itp.).

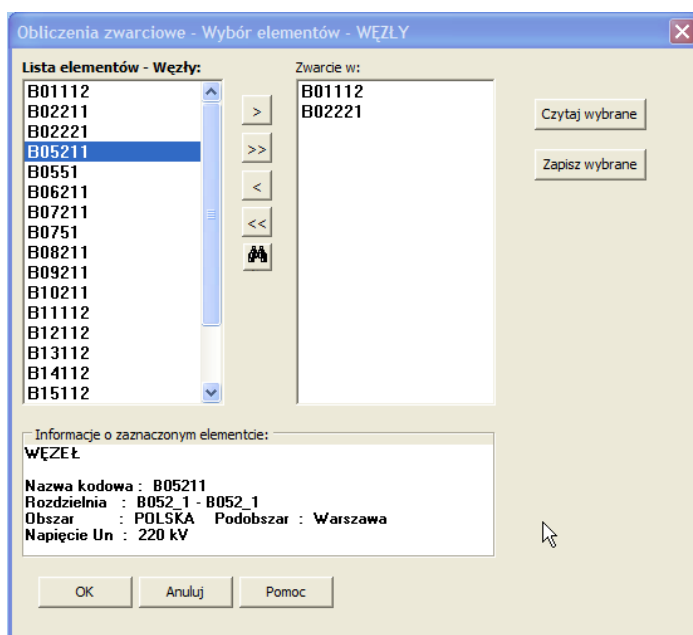
Wybranie opcji „Oznaczenia wg SHORTS” decyduje o sposobie oznaczania wyliczonych wielkości zwarciovych w oknach prezentujących wyniki obliczeń.

Inne opcje dostępne w tej grupie decydują o sposobie prezentacji wyników. Ich znaczenie jest intuicyjne i zgodne z opisem.

W grupie parametrów obliczeniowych pierwsze dwa parametry, moc podstawowa  $S_p$  i napięcie podstawowe  $U_p$  są wykorzystywane na etapie budowy modelu numerycznego analizowanej sieci, a także przy wyprowadzaniu wyników obliczeń. Program SCC Industrial wykonuje obliczenia na jednostkach względnych stąd obecność tych parametrów niezbędna jest do przeliczenia wielkości wyrażonych w jednostkach mianowanych na jednostki względne i odwrotnie.

Domyślnie program w trakcie obliczeń zakłada, że wszystkie zwarcia mają charakter bezpośredni. Można jednak w opcjach konfiguracyjnych ustalić, że zwarcia będą jednak miały charakter pośredni, przez rezystancję przejścia. Uaktywnienie tej opcji umożliwia ustawienie parametru ustalającego wartość tej rezystancji.

Ostatni parametr konfiguracyjny dotyczy wartości współczynnika kompensacji  $K_k$ .

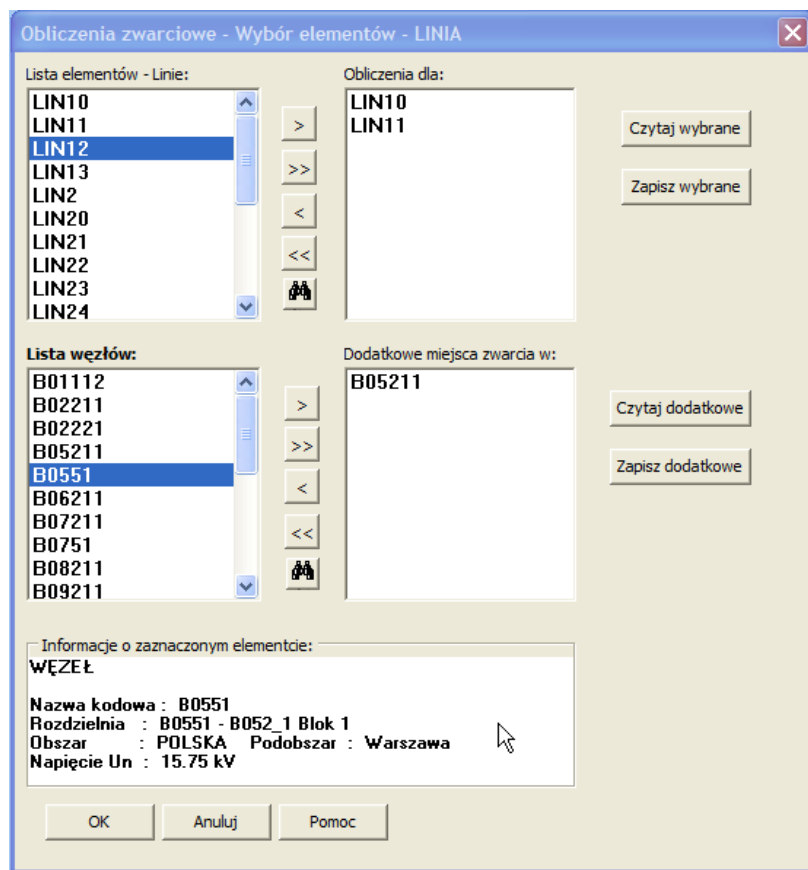


Rys. 8.7. Okno wyboru węzłów podlegających obliczeniom

Grupa opcji dotycząca Analizy napięciowej dotyczy farm wiatrowych. W trakcie obliczeń program bada wartości napięć w okolicach miejsca zwarcia (poziom oddalenia rozdzielni) i wskazuje te węzły, w których napięcia te spadną poniżej limitu (Limit napięcia). Parametr ten wykorzystywany jest również wtedy, gdy źród-

dła mocy zwarciowej reprezentowane przez farmy wiatrowe traktowane są jak źródła prądowe.

Właściwe obliczenia zwarciowe można wykonać przy pomocy wywołań funkcji **Wykonaj** zgrupowanych w menu **Obliczenia**. Są one również dostępne na pasku narzędziowym. Wywołanie każdej z funkcji Wykonaj związane jest z wyświetleniem okna dialogowego, przy pomocy którego użytkownik może dokonać wyboru elementów (węzłów, linii i transformatorów), dla których przeprowadzane będą obliczenia - rys. 8.7 i rys. 8.8.



Rys. 8.8. Okno wyboru linii podlegających obliczeniom

Okno wyboru składa się z dwóch list (w przypadku wyboru linii i transformatorów z czterech list). Pierwsza prezentuje zbiór wszystkich elementów sieci (węzłów, linii lub transformatorów), spośród których użytkownik może wybrać te podlegające obliczeniom, druga zbiór elementów już wybranych do obliczeń. W obli-

zeniach przekąźnikowych (dla linii i transformatorów) możliwe jest zadeklarowanie dodatkowych miejsc zwarcia. Odbywa się to przy pomocy dodatkowych list prezentujących wszystkie węzły dostępne w modelu, oraz te już wybrane. Okno udostępnia prosty mechanizm wyszukiwania elementów na liście. Wystarczy wprowadzać (dość szybko) kolejne znaki odpowiadające nazwie poszukiwanego elementu, a program sam wybierze element pasujący do wprowadzonej maski. Oprócz tego dostępny jest także przycisk (oznaczony ikoną w kształcie lornetki), który uruchamia bardziej wyrafinowany mechanizm wyszukiwania umożliwiający użytkownikowi zdefiniowanie wzorca wyszukiwania. Przyciski umieszczone pomiędzy listami umożliwiają przenoszenie elementów pomiędzy nimi. Kierunki strzałek umieszczonych na przyciskach jednoznacznie wskazują ich działanie. Podwójne kliknięcie myszą oraz naciśnięcie klawisza ENTER przy zaznaczonym elemencie na liście jest interpretowane jako chęć przeniesienia go na listę sąsiednią.

Po wybraniu elementów, dla których wykonane mają być obliczenia, program przystępuje do właściwych obliczeń. W celu zaprezentowania ich wyników wyświetlane jest specjalne okno pokazane na rysunku poniżej.

Węzły - Wyniki obliczeń zwarciovych

Program SCC : Tablica rozpiływów I-go rzędu

Zmodyfikowany system testowy CIGRE 7G

Data: 23-06-2005 13:51:01

NWE	NWL	Sk [MVA]	Ik3 [A]	Ik2 [A]	Ik1 [A]	Ik1E [A]	Zk1 [Ω]	Zk0 [Ω]	Zk0/Zk1 [-]
Zwarcie w węźle : <b>B01112</b> Un = <b>110.00</b> kV									
B01-G1	Generator	1246	6538	5662	7465	7465	10.68	6.71	0.63
LIN20	B3L112	476	2498	2164	2432	1594	27.96	31.41	
LIN21	B11112	382	2003	1735	1942	1251	34.87	40.01	
Zwarcie w węźle : <b>B02211</b> Un = <b>220.00</b> kV									
B02-G1	Generator	1839	4827	4181	5748	5748	28.94	15.03	0.52
LIN13	B10211	1060	2781	2408	3904	5090	50.24	16.97	
LIN4	B3H211	355	932	808	835	286	149.84	102.25	
		425	1115	965	1010	376	125.36	229.89	
Zwarcie w węźle : <b>B05211</b> Un = <b>220.00</b> kV									
B05-T1	B0551	1269	3331	2885	3808	3808	41.94	26.20	0.62
		606	1591	1377	2267	3164	87.84	31.54	

Buttons: Zamknij, Pomoc, Zapisz wyniki..., Drukuj wyniki..., Oznacz. SHORTS

Rys. 8.9. Okno prezentujące wyniki obliczeń dla węzłów

Budowa wszystkich okien prezentujących wyniki obliczeń jest analogiczna. Większą ich część stanowi pole edycyjne, gdzie pojawiają się wartości parametrów zwarciovych i informacje o tym, jakich elementów sieci one dotyczą. Prawą część

okna zajmuje panel z przyciskami, które umożliwiają zrealizowanie dodatkowych funkcji na zbiorze wyników obliczeń. Przycisk [Zamknij] zamyka okno wyników natomiast przycisk [Pomoc] wywołuje okno z kontekstową pomocą. Przyciski [Zapisz wyniki] i [Drukuj wyniki] umożliwiają zapamiętanie aktualnych wyników odpowiednio w pliku dyskowym lub na papierze.

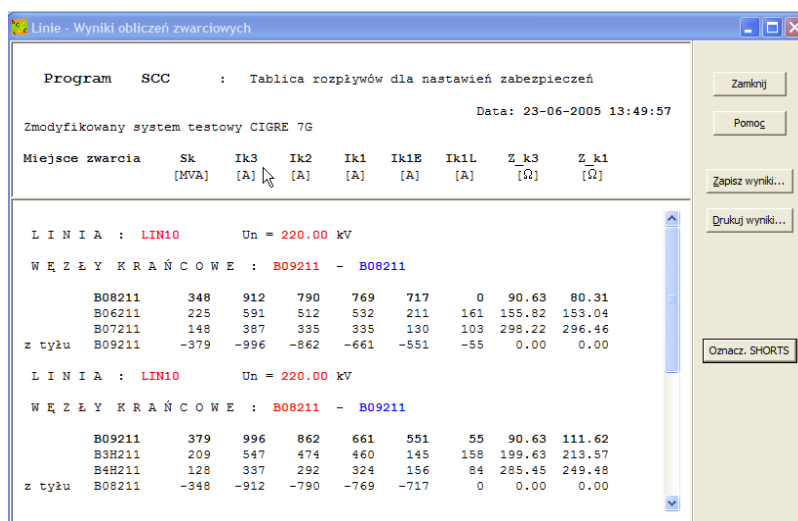
W programie SCC Industrial zastosowano oznaczania poszczególnych wielkości zwarciovych zgodne z zaleceniami normy IEC (istnieje możliwość powrotu do oznaczeń znanych z wcześniejszych programów zwarciovych opracowanych przez autorów programu SCC Industrial – przycisk [Oznacz. SHORTS] lub opcje konfiguracyjne programu). Na rys. 8.9 znaczenie poszczególnych parametrów jest następujące:

- NWE : nazwa udziału,
- NWL : udział od węzła,
- Sk : moc zwarciova,
- Ik3 : prąd zwarcia trójfazowego,
- Ik2 : prąd zwarcia dwufazowego,
- Ik1 : prąd zwarcia jednofazowego z ziemią,
- Ik1E : potrójna składowa zerowa prądu zwarcia jednofazowego z ziemią,
- Zk1 : impedancja zwarciova dla składowej zgodnej,
- Zk0 : impedancja zwarciova dla składowej zerowej,
- Zk0/Zk1 : stosunek impedancji zerowej do zgodnej.

W przypadku obliczeń dla linii i transformatorów - rys. 8.10 – pojawiają się kolejne parametry:

- Ik1L : prąd wyrównawczy,
- Z\_k3 : impedancja widziana przez przełącznik przy zwarcu 3-fazowym,
- Z\_k1 : impedancja widziana przez przełącznik przy zwarcu 1-fazowym.

Opisane powyżej okna są oknami typu MDI (*Multi Document Interface*), tak więc można otwierać wiele alternatywnych okien prezentujących wyniki dla różnych grup elementów. W zależności od potrzeb można potem te wyniki drukować, bądź zapisywać w plikach dyskowych.



Rys. 8.10. Okno prezentujące wyniki obliczeń dla linii

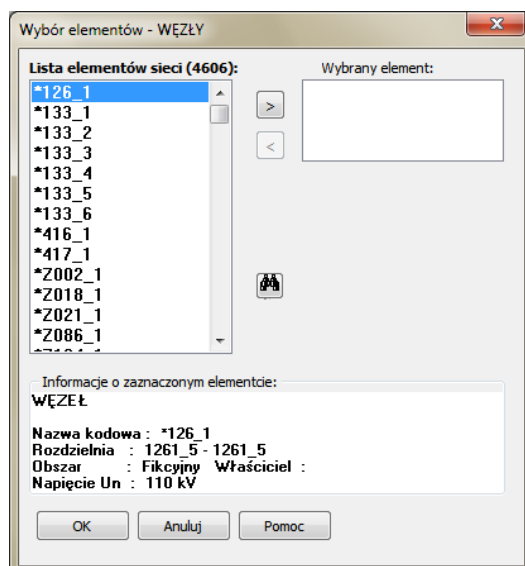
W obecnej wersji programu SCC Industrial wprowadzono dodatkową opcję obliczeniową, która uwzględnia dokładne modelowanie farm wiatrowych jako źródeł prądowych. Opcja ta dostępna jest z poziomu menu głównego programu: **Obliczenia | Wykonaj dla Węzłów – Obliczenia dokładne dla farm wiatrowych**.

Wybranie tej opcji otwiera okno dialogowe, przy pomocy którego typuje się miejsce zwarcia – rys. 8.11. Można wybrać tylko jeden węzeł analizowanej sieci.

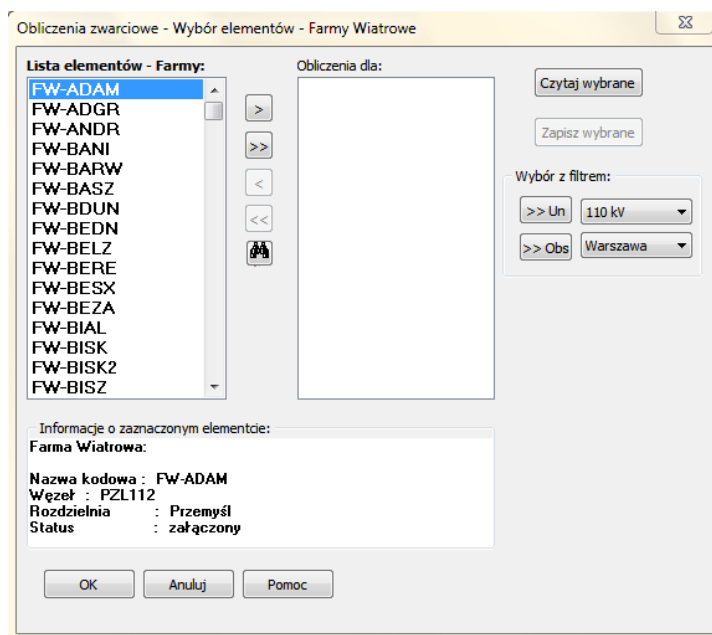
Zatwierdzenie wyboru przyciskiem [OK] otwiera kolejne okno dialogowe, przy pomocy którego możliwe jest wytypowanie farm wiatrowych, które będą modelowane dokładnie i traktowane jako źródła prądowe - rys. 8.12.

Program wstępnie wybiera farmy przyłączone do wybranego węzła (o ile takowe istnieją), a także farmy zainstalowane w węzłach sąsiednich. O zakresie poszukiwań decyduje parametr ustawiany w opcjach konfiguracyjnych programu (zakładka Opcje Obliczeniowe, sekcja Analiza napięciowa, parametr Poziom oddalenia rozdzielnii).

Dodatkowo możliwy jest wybór kolejnych, pojedynczych farm, grup farm lub wszystkich farm dostępnych w modelu. Podczas wyboru można stosować wyszukiwanie farm według nazw, poziomów napięcia oraz innych kryteriów, można także stosować filtry napięciowe i obszarowe. Wybraną grupę farm można zapisać w pliku dyskowym do ponownego wykorzystania.

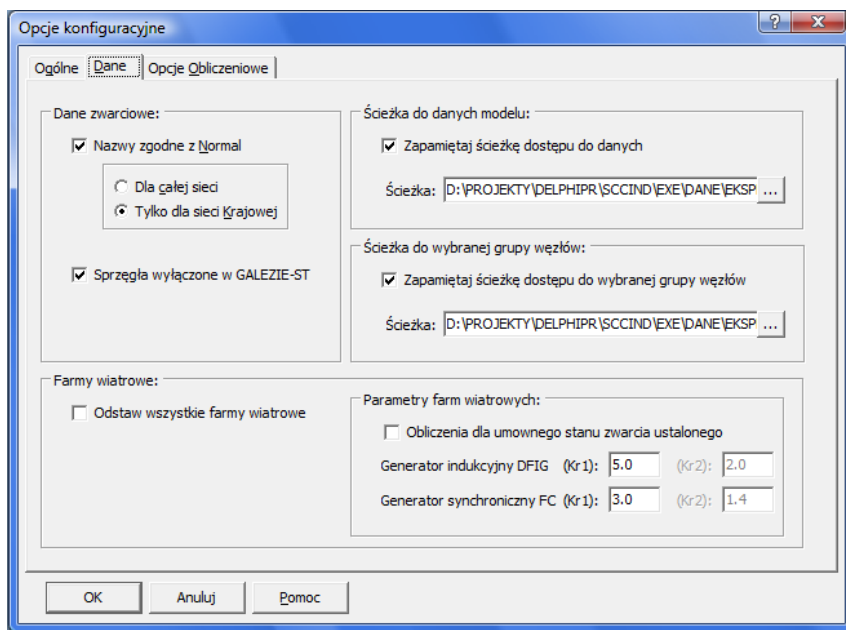


Rys. 8.11 Wybór miejsca zwarcia w opcji obliczeń zwarciovych z dokładnym modelowaniem farm wiatrowych



Rys. 8.12 Okno dialogowe umożliwiające wytypowanie farm wiatrowych modelowanych dokładnie w obliczeniach zwarciovych

Dalsze obliczenia prowadzone są automatycznie, a wyniki obliczeń prezentowane są w standardowym oknie prezentacji wyników.



Rys. 8.13. Okno konfiguracyjne z opcjami dotyczącymi danych

Na rysunku powyżej zaprezentowano okno konfiguracyjne programu z opcjami dotyczącymi danych modelu sieci. Okno to podzielone zostało na cztery części:

- **Dane zwarciove** – grupuje ogólne opcje dotyczące danych obsługiwanych przez program. Użytkownik może tutaj poinformować program, czy aktualny model sieci korzysta z konwencji nazywania elementów zgodnej z systemem Normal, a także zdecydować, czy informacje o sprzęgłach wyłączonych mają trafić do sekcji WEZLY-RS, czy też do sekcji GALEZIE-ST głównego pliku rozplwywowego w formacie SCC/KDM (patrz rozdział 6.3),
- **Ścieżka do danych modelu** – ta grupa opcji umożliwia zapamiętanie przez program ścieżki dostępu do ostatnio analizowanych danych,
- **Ścieżka do wybranej grupy węzłów** – ta grupa opcji umożliwia zapamiętanie przez program lokalizacji pliku (plik GBU) z wybraną listą węzłów poddawanych analizie zwarciovej,
- **Farmy wiatrowe** – jest to grupa opcji dotyczących obsługi farm wiatrowych. Opcje te umożliwiają odstawienie wszystkich farm wiatrowych (źró-



deł typu F) z modelu, oraz zdefiniowanie podstawowych parametrów wykorzystywanych przez program w trakcie obliczeń, a dotyczących farm wiatrowych. Program w obecnej wersji umożliwia zamodelowanie i poddanie analizie dwóch typów farm wiatrowych (wyposażonych w siłownię typu DFIG – indukcyjne, oraz FC – synchroniczne). W zależności od wyboru typu siłowni program przypisuje im różne wartości tzw. współczynnika rozruchu ( $K_r$ ). Wartości tego współczynnika zależą także od czasu analizy. Jeżeli zakładamy, że interesuje nas stan podprzejściowy wybierane są większe wartości współczynników  $K_r$ . Dla ustalonego stanu zwarcia wybierane są wartości mniejsze. Oczywiście wszystkie te wartości podlegają edycji w zależności od wybranych opcji programu.

### **8.3.2 Przykładowe wyniki obliczeń zwarciovych**

Obliczenia wykonano dla sieci testowej CIGRE. Poniżej zamieszczono przykładowe wyniki obliczeń zwarciovych dla dwóch opcji obliczeniowych oferowanych przez program SCC Industrial: obliczenia dla węzłów (tzw. tablica rozplywów pierwszego rzędu) oraz obliczenia dla linii (tzw. obliczenia dla nastawień zabezpieczeń).

**Program SCC Industrial:** Tablica rozptywów I-go rzędu

Data: **19-11-2010**

Zmodyfikowany system testowy CIGRE 7G

NWE	NWP	Szw [MVA]	3F [A]	2F [A]	1F [A]	3I0 [A]	Z1 [Ω]	Z0 [Ω]	Z0/Z1 [-]
Zwarcie w węźle : <b>B01112</b>			Un = <b>110.00</b> kV						
	<b>B01112</b>	<b>1246</b>	<b>6539</b>	<b>5663</b>	<b>7643</b>	<b>7643</b>	<b>10.68</b>	<b>6.05</b>	<b>0.57</b>
B01-G1	Generator	390	2045	1771	3024	4291	34.16	10.79	
LIN20	B3L112	476	2501	2166	2444	1492	27.93	31.03	
LIN21	B11112	382	2005	1736	2191	1885	34.84	24.55	
Zwarcie w węźle : <b>B02211</b>			Un = <b>220.00</b> kV						
	<b>B02211</b>	<b>1840</b>	<b>4829</b>	<b>4182</b>	<b>5751</b>	<b>5751</b>	<b>28.93</b>	<b>15.02</b>	<b>0.52</b>
B02-G1	Generator	1061	2784	2411	3910	5097	50.18	16.94	
LIN13	B10211	356	933	808	836	286	149.75	302.13	
LIN4	B3H211	425	1115	966	1010	376	125.30	229.50	
Zwarcie w węźle : <b>B05211</b>			Un = <b>220.00</b> kV						
	<b>B05211</b>	<b>1270</b>	<b>3333</b>	<b>2886</b>	<b>3809</b>	<b>3809</b>	<b>41.92</b>	<b>26.20</b>	<b>0.63</b>
B05-T1	B0551	607	1592	1379	2268	3165	87.75	31.54	
LIN8	B4H211	664	1742	1509	1543	647	80.21	154.27	

**Program SCC Industrial:** Tablica rozptylów I-go rzędu

Data: **19-11-2010**

Zmodyfikowany system testowy CIGRE 7G

<b>NWE</b>	<b>NWP</b>	<b>Szw</b> [MVA]	<b>3F</b> [A]	<b>2F</b> [A]	<b>1F</b> [A]	<b>3I0</b> [A]	<b>Z1</b> [Ω]	<b>Z0</b> [Ω]	<b>Z0/Z1</b> [-]
Zwarcie w węźle : <b>B0551</b> Un = <b>15.75</b> kV									
	<b>B0551</b>	<b>1819</b>	<b>66685</b>	<b>57751</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0.15</b>	<b>1000.00</b>	<b>100.00</b>
B05-G1	Generator	1271	46583	40342	0	0	0.21	1000.00	
B05-T1	B05211	549	20135	17437	0	0	0.50	1000.00	
Zwarcie w węźle : <b>B06211</b> Un = <b>220.00</b> kV									
	<b>B06211</b>	<b>2245</b>	<b>5891</b>	<b>5102</b>	<b>6897</b>	<b>6897</b>	<b>23.72</b>	<b>13.34</b>	<b>0.56</b>
B06-G1	Generator	1349	3541	3067	4783	6059	39.46	15.19	
LIN11	B08211	474	1244	1078	1135	493	112.29	186.59	
LIN7	B4H211	424	1112	963	986	356	125.61	258.75	
Zwarcie w węźle : <b>B07211</b> Un = <b>220.00</b> kV									
	<b>B07211</b>	<b>1071</b>	<b>2810</b>	<b>2433</b>	<b>3176</b>	<b>3176</b>	<b>49.73</b>	<b>32.52</b>	<b>0.65</b>
B07-T1	B0751	559	1466	1270	2007	2706	95.30	38.17	
LIN12	B08211	513	1345	1165	1171	473	103.88	218.34	

**Program SCC Industrial:** Tablica rozptyłów dla nastawień zabezpieczeń

Data: **19-11-2010**

Zmodyfikowany system testowy CIGRE 7G

Miejsce zwarcia	Szw	3F	2F	1F	3I0	IW	Z2P	Z1P
	[MVA]	[A]	[A]	[A]	[A]	[A]	[Ω]	[Ω]

L I N I A : **LIN10** Un = **220.00** kV

W Ę Z Ł Y K R A Ń C O W E : **B09211** - **B08211**

	<b>B08211</b>	<b>348</b>	<b>913</b>	<b>791</b>	<b>770</b>	<b>718</b>	<b>0</b>	<b>90.63</b>	<b>80.31</b>
	B06211	225	592	512	532	211	-161	155.82	153.06
	B07211	148	387	336	335	130	-103	298.25	296.48
z tyłu	B09211	-380	-997	-863	-662	-551	55	0.00	0.00

L I N I A : **LIN10** Un = **220.00** kV

W Ę Z Ł Y K R A Ń C O W E : **B08211** - **B09211**

	<b>B09211</b>	<b>380</b>	<b>997</b>	<b>863</b>	<b>662</b>	<b>551</b>	<b>-55</b>	<b>90.63</b>	<b>111.61</b>
	B3H211	209	548	474	461	144	-159	199.65	213.70
	B4H211	129	338	292	324	155	-85	285.44	249.77
z tyłu	B08211	-348	-913	-791	-770	-718	0	0.00	0.00

**Program SCC Industrial:** Tablica rozptyłów dla nastawień zabezpieczeń

Data: **19-11-2010**

Zmodyfikowany system testowy CIGRE 7G

Miejsce zwarcia	Szw	3F	2F	1F	3I0	IW	Z2P	Z1P
	[MVA]	[A]	[A]	[A]	[A]	[A]	[Ω]	[Ω]

L I N I A : **LIN11** Un = **220.00** kV

W Ę Z Ł Y K R A Ń C O W E : **B08211** - **B06211**

	<b>B06211</b>	<b>474</b>	<b>1244</b>	<b>1078</b>	<b>1135</b>	<b>493</b>	<b>-322</b>	<b>31.00</b>	<b>31.12</b>
	B4H211	-22	-57	-50	-76	-88	0	-1000.00	-839.25
z tyłu	B08211	-860	-2257	-1954	-1945	-1900	0	0.00	0.00

L I N I A : **LIN11** Un = **220.00** kV

W Ę Z Ł Y K R A Ń C O W E : **B06211** - **B08211**

	<b>B08211</b>	<b>860</b>	<b>2257</b>	<b>1954</b>	<b>1945</b>	<b>1900</b>	<b>0</b>	<b>31.00</b>	<b>31.16</b>
	B09211	258	678	587	448	369	0	164.30	196.55
	B07211	365	958	829	836	343	-247	114.98	114.94
z tyłu	B06211	-474	-1244	-1078	-1135	-493	322	0.00	0.00

## Literatura

1. ABB, 630 series, DNP3 Communication Protocol Manual, Dokumentacja techniczna.
2. ABB, ETL600, Uniwersalny terminal cyfrowy ETN, Dokumentacja techniczna.
3. ABB, Industrial for Utility Communications, Communicate Power Line Carrier ETL500, Dokumentacja techniczna.
4. ABB, REC 523, DNP 3.0, Remote Communication Protocol, Dokumentacja techniczna.
5. ABB, Światłowodowy system telekomunikacyjny FOX 515, Dokumentacja techniczna.
6. Adamek S.: Optymalna regulacja napięcia w sieciach rozdzielczych z generacją rozproszoną. Rozprawa doktorska. Politechnika Lubelska 2010.
7. Alsac O., Stott B.: Optimal load flow with steady-state security. IEEE Trans. Power App. Syst., vol. PAS-93, no. 3, pp. 745751, 1974.
8. Amborski K.: Podstawy metod optymalizacji. Wydawnictwo Politechniki Warszawskiej. Warszawa 2009.
9. Bernas S., Ciok Z.: Modele matematyczne systemu elektroenergetycznego. WNT, Warszawa 1977.
10. Bolkowski S.: Teoria obwodów elektrycznych. WNT. Warszawa 2009.
11. Breyer R., Riley S.: Switched, Fast i Gigabit Ethernet. Gliwice, Helion 2000.
12. Buchta F., Jaroń M., Morkisz J., Gąszczak B.: O potencjale technicznym przyłączenia elektrowni wiatrowych do krajowego systemu elektroenergetycznego. Rynek Energii, Nr II (IV) – 2010, str. 1-6.
13. Budzyński Z., Glinka T.: Generatory w elektrowniach wiatrowych Europy. Wiadomości Elektrotechniczne nr 4/2002, str. 136-140.
14. Capstone Turbine Corporation – wiadomości internetowe o produktach: [www.capstoneturbine.com](http://www.capstoneturbine.com) i [www.microturbine.com](http://www.microturbine.com).
15. Chmielnik T.: Technologie energetyczne. WNT, Warszawa 2008.
16. Cieślak M., Małecki R.: Analizy techniczne ekonomiczne – finansowe wyboru i eksploatacji wybranych rozwiązań technicznych elektrowni wodnych i MEW z wykorzystaniem specjalistycznego oprogramowania komputerowego. Materiały VI Konferencji Naukowo – Technicznej EWSE'02. Ciechocinek, 2002.
17. Clarke G., Reynders D.: Practical Modern SCADA Protocols: DNP3, 60870.5 and Related Systems, Newnes, 2004,
18. Cleveland, F.M.: IEC 61850-7-420 communications standard for distributed energy resources (DER). Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE, Volume , Issue , 20-24 July 2008 Page(s):1 – 4
19. Curtis K.: A DNP3 Protocol Primer, DNP Users Group, 2000.

20. Dawidziuk P.: Monitorowanie przebiegu transmisji danych. Praca magisterska, Politechnika Lubelska 2009.
21. Dokumentacja techniczna – ruchowa regulatora UTXvRNT2 firmy COMPUTERS & CONTROL, <http://www.candc.pl>.
22. Dolny R. i inni: Instrukcja eksploatacji układów regulacji napięcia transformatorów. SEP Oddz. Wrocław 1984.
23. Dommel H.W., Tinney W.F.: Optimal power flow solution. IEEE Trans. On PAS. October 1968, s. 1866-1876.
24. Dyrektywa UE 29/WE/2009.
25. Europejska Platforma Technologii Sieci Elektroenergetycznych Przyszłości <http://www.smartgrids.eu/>
26. Fu Y., Shahidepour S.M., Li Z.: AC contingency dispatch based on security-constrained unit commitment. IEEE Trans on Power Systems Vol 21, I 2, May 2006 PP: 897-908.
27. Gilbert J.R., Moler C., Schreiber R.: Sparse Matrices in Matlab: Design and Implementation. SIAM Journal on Matrix Analysis and Applications 13, 1992, pp. 333-356.
28. Glover J.D., Sarma M.: Power System Analysis and Design, PWS Publishing Company, 1999.
29. Głuszek A., Paprocki R.: Powstają rynki dla wytwarzania rozproszonego – punkt widzenia EPRI (2). Biuletyn Miesięczny PSE SA Nr 10/1999.
30. Gotfryd M.: Podstawy telekomunikacji. Rzeszów OWPR 2005.
31. Grid connection of Wind Farms. Materiały duńsko - polskiego seminarium EWiSEE'01 organizowanego przez Wydział Elektryczny Politechniki Gdańskiej. Gdańsk 2001.
32. IEC 61400-25-1, Wind turbines – Part 25-1: Communications for monitoring and control of wind power plants – Overall description of principles and models. 2006.
33. IEC 61850, Communication Networks and Systems in Substations.
34. IEC 61850, Part 7-420 DER Logical Nodes, Communications Systems for Distributed Energy Resources (DER), Final Draft International Standard (FDIS), August, 2007.
35. IEC 61850-7- 410, Communication networks and systems for power utility automation - Part 7- 410: Hydroelectric power plants - Communication for monitoring and control. 2007.
36. IEEE Std C37.111-1999, Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems. 1999.
37. Industrial and Commercial Power Systems Analysis. IEEE brown BOOK.
38. Informacja IEEE o sieciach inteligentnych <http://www.ieee-smartgridworld.org/>
39. Izydorczyk J., Płonka G., Tyma G.: Teoria sygnałów. Gliwice, Helion 1999.
40. Jakubiak A. Radomski D.: Sygnały i systemy. Materiały pomocnicze do ćwiczeń. Warszawa OWPW 2004.

41. Janowski T., Stryczewska H. D., Wac-Włodarczyk A.: Technologie nadprzewodnikowe i plazmowe w energetyce. Lubelskie Towarzystwo Naukowe. Lublin, 2009.
42. Jenkins N., i inni: Embedded generation. IEE, London 2000.
43. Jędrychowski R., Kacejko P.: MATLAB package applied to analyze real-time fault signals, „Computer Applications in Electrical Engineering”, Poznań University of Technology, Institute of Electrical Engineering and Electronics, Poznań 2009, ISBN 978-83-61311-42-3, ss. 248-260.
44. Jędrychowski R.: „Ewolucja systemów sterowania i nadzoru do rozwiązań opartych na strukturze otwartej”, Rynek Energii nr 1(74) - 2008, str. 23-26.
45. Judin D.B., Golsztejn E.G.: Metody programowania liniowego, Wydawnictwo Naukowo-techniczne, Warszawa 1964 r.
46. Kacejko P., Adamek S., Pijarski P.: Ocena oddziaływania generacji rozproszonej na statyczne wskaźniki jakości napięcia w terenowych sieciach rozdzielczych XIV Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne problemy w elektroenergetyce”, Jurata 2009
47. Kacejko P., Adamek S., Wydra M.: Optimal voltage control in distribution networks with dispersed generation. Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), 2010 IEEE PES
48. Kacejko P., Machowski J.: Zwarcia w sieciach elektroenergetycznych. Warszawa 1993. WNT
49. Kacejko P., Wancierz M., Jędrychowski R, Miller P.: Opracowanie zasad realizacji nastawień zabezpieczeń i ich archiwizacji. Raport dla PSE - Operator, Warszawa 2007.
50. Kacejko P.: Generacja rozproszona w systemie elektroenergetycznym. Wydawnictwo Politechniki Lubelskiej, Lublin 2004
51. Killen H.: Transmisja cyfrowa w systemach światłowodowych i satelitarnych. Warszawa, WKŁ 1992 r.
52. Kincaid D., Cheney W.: Analiza numeryczna. WNT. Warszawa 2006.
53. Kishnievsky Y., Zelinger Z.: Comming Clean with Fuel Cells, IEEE Power and Energy, November/December 2003
54. Korab R.: Zdolności przyłączeniowe krajowej sieci 400 i 220 kV. Rynek Energii, Nr 2 (87), 2010, str. 66-71.
55. Kowalik R., Pawlicki C.: Podstawy teletechniki dla elektryków. Warszawa OWPW 2006.
56. Kremens Z., Sobierajski M.: Analiza systemów elektroenergetycznych. Warszawa 1996.
57. Lathi B. P.: Systemy telekomunikacyjne. Warszawa WNT 1972.
58. Laudyn D., Pawlik M., Strzelczyk F.: Elektrownie. WNT, Warszawa 1990.
59. Lewandowski M.: Proekologiczne źródła energii odnawialnej. WNT, Warszawa 2002.
60. Machowski J.: Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego. Oficyna Wyd. Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2007.
61. Malko J.: Sieci inteligentne – zasady i technologie. Rynek Energii 3/2009.



62. Małe elektrownie wodne – MEW <http://cire.pl/zielonaenergia/wodna.html>.
63. Martin G.: Renewable Energy Gets the Green Light in Chicago, IEEE Power and Energy, November/December 2003.
64. Martinez-Crespo J., Usaola J., Fernandez J.L.: Security-constrained optima generation scheduling In large-scale Power system. IEEE Trans on Power Systems Vol 21, I 1, Feb. 2006 Page(s): 321-332.
65. Materiały do pakietu A MATLAB Power System Simulation Package <http://www.pserc.cornell.edu/matpower/>.
66. Materiały firmy PSE Operator <http://www.pse-operator.pl/>.
67. Materiały informacyjne firmy Elkomtech <http://www.elkomtech.com.pl/>
68. Materiały informacyjne firmy Ferox Energy Systems. [www.ferox.pl](http://www.ferox.pl)
69. Materiały informacyjne przedsiębiorstwa Foster Wheeler <http://www.fwc.com>
70. Materiały konferencji: Krajowa Agencja Poszanowania Energii IX Ogólnopolskie Forum OZE, 2003.
71. Matlab – High Performance Numeric Computation and Visualization, Reference Guide, The Math Works Inc., USA 1993.
72. Mielczarek W.: Szeregowe interfejsy cyfrowe. Gliwice, Helion 1993 r.
73. Momoh James A.: Electric Power distribution, automation, protection and control. CRC Press, New York 2008.
74. Nowicki K., Woźniak J.: Przewodowe i bezprzewodowe sieci LAN. Warszawa OWPW 2002.
75. Opis pakietu DIGSILENT PowerFactory <http://www.digsilent.de>.
76. Opis pakietu PowerWorld Simulator <http://www.powerworld.com>.
77. Paska J.: Wytwarzanie energii elektrycznej. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2005.
78. Pawlik M., Strzelczyk F.: Elektrownie. WNT, Warszawa 2009.
79. Producent rozwiązań do wykorzystania energii słonecznej <http://us.sunpowercorp.com/>
80. PSE-Operator: Standard budowy Systemu Sterowania i Nadzoru (SSiN) w stacjach elektroenergetycznych WN, Warszawa 2006 r.
81. PSE-Operator: Standardowa specyfikacja funkcjonalna dla cyfrowych urządzeń stacyjnych ETN i filtrów liniowych, Warszawa 2006 r.
82. PSE-Operator: Standardowe wymagania funkcjonalne dla systemów telekomunikacyjnych obiektów stacyjnych PSE-Operator S.A., Warszawa 2006 r.
83. Ralston A.: Wstęp do analizy numerycznej. PWN, Warszawa 1983
84. Rogalska D. Programowanie liniowe. Algorytmy i zadania. Wydawnictwo Uniwersytetu Łódzkiego 1999.
85. Rojewski W., Sobierajski M. i inni: Problemy napięciowe w terenowej sieci średniego napięcia z lokalną elektrociepłownią. XI Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne problemy w elektroenergetyce”, Jurata 2003
86. Rosołowski E.: Cyfrowe przetwarzanie sygnałów w automatyce elektroenergetycznej. Akademicka Oficyna Wydawnicza EXIT. Warszawa 2002.

87. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 15 grudnia 2000 r. w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a także ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz zakresu tego obowiązku (Dz.U. Nr 122, poz. 1336)
88. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Dz. U. z 2007 roku, nr 93 poz. 623 z późniejszymi zmianami.
89. Sadat H.: *Power System Analysis*, McGraw-Hill, 1999.
90. Savulescu S.: *Real-time stability assessment in modern power system control centers*. New Jersey, John Wiley & Sons, 2009.
91. Seidler J., Badach A., Molisz W.: *Metody rozwiązywania zadań optymalizacji*. WNT, Warszawa 1980.
92. Siemens - sieci inteligentne <http://www.energy.siemens.com/>
93. Skorek J., Kalina J.: *Gazowe układy kogeneracyjne*. WNT, Warszawa 2005.
94. Skorek J., Kalina J.: *Mikrokogeneracja – techniczne i ekonomiczne aspekty budowy skojarzonych układów energetycznych*. Biuletyn miesięczny PSE S.A. 2000. Nr 8.
95. Slootweg J.G, Kling W.L.: *Is the Answer Blowing in the Wind*. IEEE Power and Energy, Volume 1, November/December 2003.
96. Smyczek J.: *Systemy transmisji informacji*. Koszalin WUPK 2004.
97. Sokolik W., Jakubczak P.: *Poprawa efektywności przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej za pomocą niskostratnych przewodów o małych zwisach (materiały APE 2009)*
98. Sowiński J.: *Inwestowanie w źródła wytwarzania energii elektrycznej w warunkach rynkowych*. Wyd. Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa 2008.
99. Szafran J., Wiszniewski A.: *Algorytmy pomiarowe i decyzyjne cyfrowej automatyki elektroenergetycznej*. Warszawa WNT 2001.
100. Tinney W.F., Hart C. E.: *Power Flow Solution by Newton's Method*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-86, pp. 1444-1460, Nov. 1967.
101. Tomsovic K.: *Issues of Reliability and Security in Distributed Autonomous Power Systems*. Proceedings of the Workshop on Intelligent Distributed Autonomous Power Systems, Japan, July 1998.
102. Ungrad H., Winkler W., Wiszniewski A.: *Protection techniques in electrical energy systems*. New York 1995, Marcel Dekker, INC.
103. *Ustawa Prawo energetyczne ze zmianami (stan prawny na 2 kwietnia 2004 r., Dz. U. nr 91/2004 poz. 875)*.
104. *USTAWA z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne Dz. U. z 2006 r. nr 89 poz. 625 z późniejszymi zmianami*.
105. *Ustawa z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. nr 21/2010 poz.104)*.

106. Wiszniewski A.: Algorytmy pomiarów cyfrowych w automatyce elektroenergetycznej. Warszawa WNT 1990.
107. Wiśniewski T.: Wpływ odchylenia napięcia zasilającego na zmianę kosztów eksploatacyjnych elektrycznych odbiorników w miejskich gospodarstwach domowych. Przegląd Elektrotechniczny, Nr 12, 1970.
108. Wojnar A.: Teoria sygnału. Warszawa WNT 1994.
109. Woliński K.: Elektrownie wiatrowe, Wiadomości Elektrotechniczne nr 4/2002,
110. Wójcik W.: Optoelectronic Diagnostics of Combustion Processes, Wyd. Komitetu Inżynierii Środowiska PAN, Lublin 2008 r.
111. Zajczyk R.: Modele matematyczne systemu elektroenergetycznego do badania elektromechanicznych stanów nieustalonych i procesów regulacyjnych. Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, 2003 r.
112. Zdun Z.: Algorytmy podstawowych obliczeń systemów elektroenergetycznych. Wydawnictwo Politechniki Warszawskiej, Warszawa 1979.
113. Zuyi Li: Natural gas for generation a solution or a problem? IEEE Power & Energy. Vol. 3 Nr 4 July/August 2005
114. Żydanowicz J.: Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa. WNT , Warszawa 1979.