



KAPITAŁ LUDZKI
NARODOWA STRATEGIA SPÓJNOŚCI

UNIA EUROPEJSKA
EUROPEJSKI
FUNDUSZ SPOŁECZNY



Projekt „NEW-TECH Program rozwoju praktycznych kompetencji nauczycieli zawodów branż nowych technologii” jest współfinansowany przez Unię Europejską w ramach środków Europejskiego Funduszu Społecznego

„Elektroenergetyka. Wybrane zagadnienia: ” MATERIAŁY SZKOLENIOWE Człowiek – najlepsza inwestycja

www.kapitalludzki.gov.pl

Podręcznik jest współfinansowany ze środków Unii Europejskiej w ramach Europejskiego Funduszu Społecznego.

Podręcznik jest dystrybuowany bezpłatnie.

www.newtech.eduportal.pl

Gdynia 2013



Projekt realizowany przez COMBIDATA Poland sp. z o.o. w ramach umowy o dofinansowanie projektu w ramach Programu Operacyjnego Kapitał Ludzki 2007-2013, Priorytetu III „Wysoka jakość systemu oświaty”, Działanie 3.4 „Otwartość systemu edukacji w kontekście uczenia się przez całe życie”, Poddziałanie: 3.4.3 „Upowszechnienie uczenia się przez całe życie - projekty konkursowe”.

Spis Treści	
Polski system elektroenergetyczny. Wprowadzenie	3
1. Analiza aktualnego stanu krajowego systemu elektroenergetycznego	3
1.1. Źródła energetyczne. Obiegi termodynamiczne. Wskaźniki eksploatacyjne elektrowni oraz sposoby zwiększania sprawności elektrowni ciepłych.	4
1.2. Moc zainstalowana. Przegląd podstawowych działających w Polsce jednostek wytwórczych	8
Największe elektrownie ciepłe w Polsce oraz ich podstawowe dane techniczne:	11
Elektrownie wodne w Polsce	12
1.3. Elektrotechniczne wskaźniki produkcji energii elektrycznej	14
1.4. Sieć elektroenergetyczna	18
1.5. Zużycie, straty oraz zapotrzebowanie na energię	23
2. Energia elektryczna ze źródeł odnawialnych w Polsce trochę inaczej	24
3. Planowany rozwój krajowego systemu elektroenergetycznego w świetle założeń resortowych	26
3.1. Wytwarzanie energii elektrycznej	26
3.2. Rozwój sieci elektroenergetycznych	33
3.2.1. Plan rozwoju na lata 2012 – 2016.	33
3.2.2. Plan rozwoju po roku 2016	36
3.3. Połączenia transgraniczne.	37
4. Trochę informacji o energetyce jądrowej	38
5. Trochę informacji o sieciach inteligentnych	42
Bibliografia	44
Załączniki: Instrukcję laboratoryjne	
Synchronizacja generatorów	45
Rozdział mocy czynnej	48
Regulator DECS	51
Zabezpieczenia prądnic	55

Polski system elektroenergetyczny. Wprowadzenie

Polska z średnio rozwiniętym przemysłem i potencjałem ludnościowym na poziomie 38 mln mieszkańców, należy do grupy krajów średnio rozwiniętych w Europie, co oznacza stosunkowo duże zapotrzebowanie na energię w różnych postaciach. Powoduje to, że część surowców energetycznych importujemy z zagranicy. W chwili obecnej istniejący polski sektor energetyczny stoi przed dużym wyzwaniem. Rosnący w dużym tempie popyt musi zostać zaspokojony, podczas gdy większość aktywów służących do scentralizowanej produkcji ciepła i energii elektrycznej wymaga modernizacji. Jednocześnie wprowadzane są nowe przepisy globalne oraz unijne, mające na celu ograniczenie zmian klimatu oraz zabezpieczenie dostaw energii. To ogromne wyzwanie stwarza prawdziwą szansę na wykreowanie nowego zrównoważonego sektora energetycznego dla następnych pokoleń. Przy opracowywaniu koncepcji rozwoju sektora energetyki należy zwrócić uwagę na komplementarność strategii rozwoju, która powinna obejmować oszczędności energii pierwotnej, rozwój Odnawialnych Źródeł Energii i źródeł kogeneracyjnych¹, promocję energii nuklearnej i technologii czystego spalania węgla z technologią wychwyty sekwestracji CO₂.

1. Analiza aktualnego stanu krajowego systemu elektroenergetycznego

Krajowy System Elektroenergetyczny zbudowany jest z urządzeń służących do wytwarzania, przesyłu i rozdziału energii elektrycznej. System jest ze sobą połączony funkcjonalnie w celu realizacji procesu ciągłej i nieprzerwanej dostawy energii do odbiorców. Cechą charakterystyczną dla systemu elektroenergetycznego jest to, że w każdej chwili musi być zachowana równość mocy wytwarzanych i mocy odbieranych, oraz energia elektryczna nie może być magazynowana (wyjątki: baterie akumulatorów i zamiana energii elektrycznej na energię potencjalną wody w elektrowniach szczytowo-pompowych).

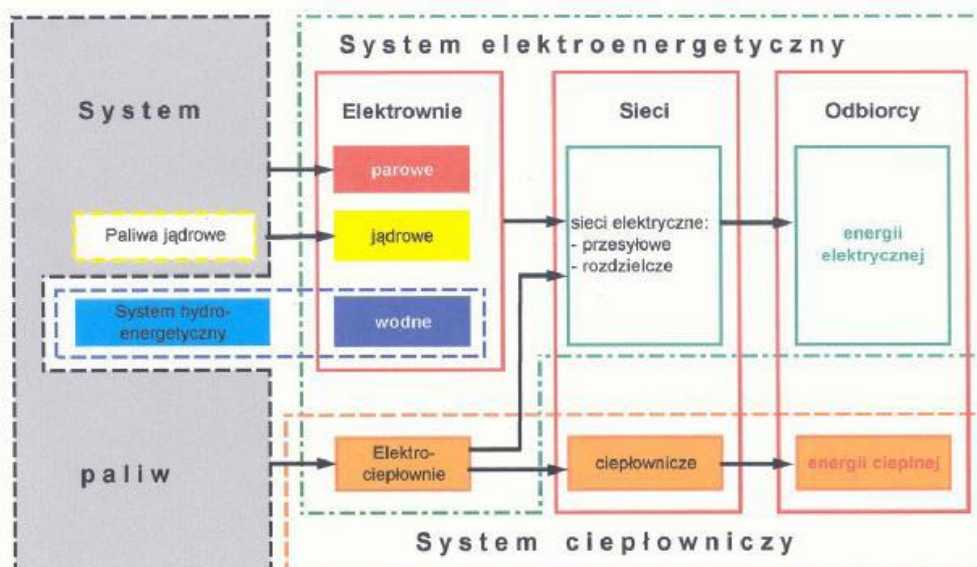
Suma mocy jaka jest zainstalowana obecnie w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym wynosi **38 116 MW** (III kwartał 2012r).

System elektroenergetyczny zapewnia nam powszechność dostępu i korzystanie z energii elektrycznej. Działanie takie wymaga dobrze rozbudowanego i sprawnego układu urządzeń do wytwarzania energii, jej przesyłania oraz rozdziału. Energia elektryczna jaka jest dostarczana do odbiorców wytwarzana jest w elektrowniach. W Polsce należą do nich przede wszystkim elektrownie ciepłone, korzystające z węgla kamiennego i brunatnego. Przesył energii z elektrowni do odbiorcy wiąże się jednak z dużymi stratami. Aby zminimalizować straty w rozległej sieci linii i stacji elektroenergetycznych, stosuje się podwyższanie napięcia elektroenergetycznych linii przesyłowych.

W związku z koniecznością przystosowania przesyłanej energii do powszechnego użytku stosuje się stopniowane systemy. Konieczne jest korzystanie z systemowych stacji elektroenergetycznych najwyższych napięć, stacji transformatorowych oraz wielu stacji rozdzielczych wysokiego napięcia. Te wszystkie obiekty systemu elektroenergetycznego są odpowiedzialne za obniżanie napięcia do poziomu, na którym możliwe jest stosowanie elektrycznych urządzeń powszechnego użytku.

¹

Kogeneracja - to proces technologiczny jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej i użytkowej energii cieplnej w elektrociepłowni. Ze względu na mniejsze zużycie paliwa, zastosowanie kogeneracji daje duże oszczędności ekonomiczne i jest korzystne pod względem ekologicznym – w porównaniu z odrębnym wytwarzaniem ciepła w klasycznej ciepłowni i energii elektrycznej w elektrowni kondensacyjnej



Rys.1.1. Schemat uproszczonego systemu elektroenergetycznego.

Krajowy System Elektroenergetyczny z punktu widzenia stabilności działania nadzoruje: KDM, ODM, ZDR, RDR.²

Tabela 1.1. Struktura KSE - stabilizacja pracy systemu.

KDM							
ODM				ODM			
ZDR		ZDR		ZDR		ZDR	
RDR	RDR	RDR	RDR	RDR	RDR	RDR	RDR

1.1. Źródła energetyczne. Obiegi termodynamiczne. Wskaźniki eksploatacyjne elektrowni oraz sposoby zwiększania sprawności elektrowni cieplnych.

Definicje:

- **Elektrownia** – zakład przemysłowy wytwarzający energię elektryczną przez przetwarzanie innych rodzajów energii.

- **Transformacja energii:** Zamiana energii tego samego rodzaju.

- **Konwersja energii:** Zamiana energii różnego rodzaju.

- **Entalpia:** Potencjał termodynamiczny.

- **Entropia:** Miara uporządkowania energii.

Elektrownie dzielą się na:

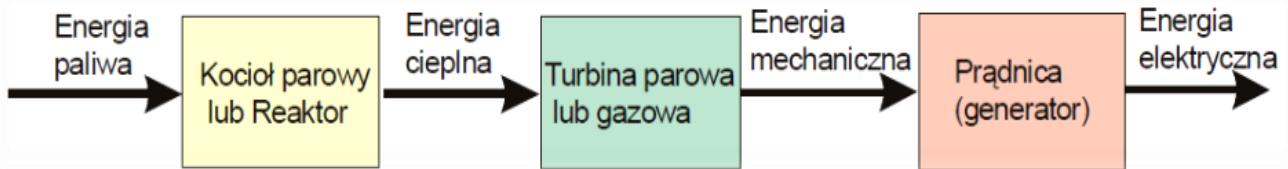
- konwencjonalne: (cieplne opalane paliwem organicznym, jądrowe),
- wodne: lądowe (przepływowe, szczytowo - pompowe), morskie (pływowe, na energię fal, maretermiczne),
- niekonwencjonalne (OZE) (słoneczne, wiatrowe, geotermiczne, biogazowe).

2

- Krajowa Dyspozycja Mocy (KDM) – nadzoruje pracę sieci elektroenergetycznych NN tj. 750 (linia wyłączona z eksploatacji od roku 1993r), 400 i 220 kV oraz nadzoruje sieci WN 110 kV,
- Obszar Dyspozycji Mocy (ODM) – nadzoruje pracę regionalnych sieci elektroenergetycznych oraz sieci lokalnych,
- Zakładowa Dyspozycja Ruchu (ZDR) – nadzoruje pracę sieci lokalnej jako obszar sieci danego zakładu energetycznego,
- Rejonowa Dyspozycja Ruchu (RDR) – nadzoruje pracę wydzielonych fragmentów sieci lokalnej na obszarze rejonu należącego do danego zakładu energetycznego.

4

Elektrownie konwencjonalne ciepłone w zależności od rodzaju czynnika cieplnego podzielić można na elektrownie parowe, gazowe i gazowo – parowe. Każda z wyżej wymienionych rodzajów elektrowni składa się z określonych urządzeń, które stanowią zespoły wytwórcze i urządzenia potrzeb własnych (rys. 2.3.). W skład elektrowni cieplnych wchodzi zespoły takie jak: kotły parowe oraz turbozespoły. Urządzeń potrzeb własnych jest zaś znacznie więcej, jak: pompy wody zasilającej, młyny węglowe, układy wody chłodzącej, skraplacze, elektrofiltry, układy odpowielania i wiele innych.



Rys.1.2. Schemat przemian energii w elektrowniach ciepłych.

W elektrowniach jądrowych rolę kotła zastępuje reaktor jądrowy i wytwornica pary (PWR) lub sam reaktor (BWR). W elektrowniach wodnych obok hydrozespołów najważniejszymi elementami są urządzenia hydrotechniczne obejmujące budowle piętrzące, kanały derywacyjne, sztolnie, rurociągi itp.

Elektrownie wiatrowe, słoneczne, geotermiczne składają się z urządzeń do pozyskiwania energii elektrycznej odpowiednio z: energii wiatru, energii słonecznej, wnętrza ziemi.

Pracę elektrowni ciepłej wymuszają procesy mające na celu zamknięcie obiegu termodynamicznego, będącego pochodną teoretycznego obiegu fizycznego Carnot'a zwanego obiegiem Rankina'a a w przypadku stosowania przegrzewu regeneracyjnego obiegiem Hirna.

Sprawność przemian energetycznych opisują:

$$\eta_p = \frac{P_2}{P_1} = \frac{P_2}{P_2 + \Delta P} \quad \eta_E = \frac{E_2}{E_1} = \frac{E_2}{E_2 + \Delta E} \quad (1.1)$$

gdzie: P_1 - moc wejściowa, P_2 - moc wyjściowa, ΔP - straty mocy, E_1 - energia wejściowa, E_2 - energia wyjściowa, ΔE - straty mocy.

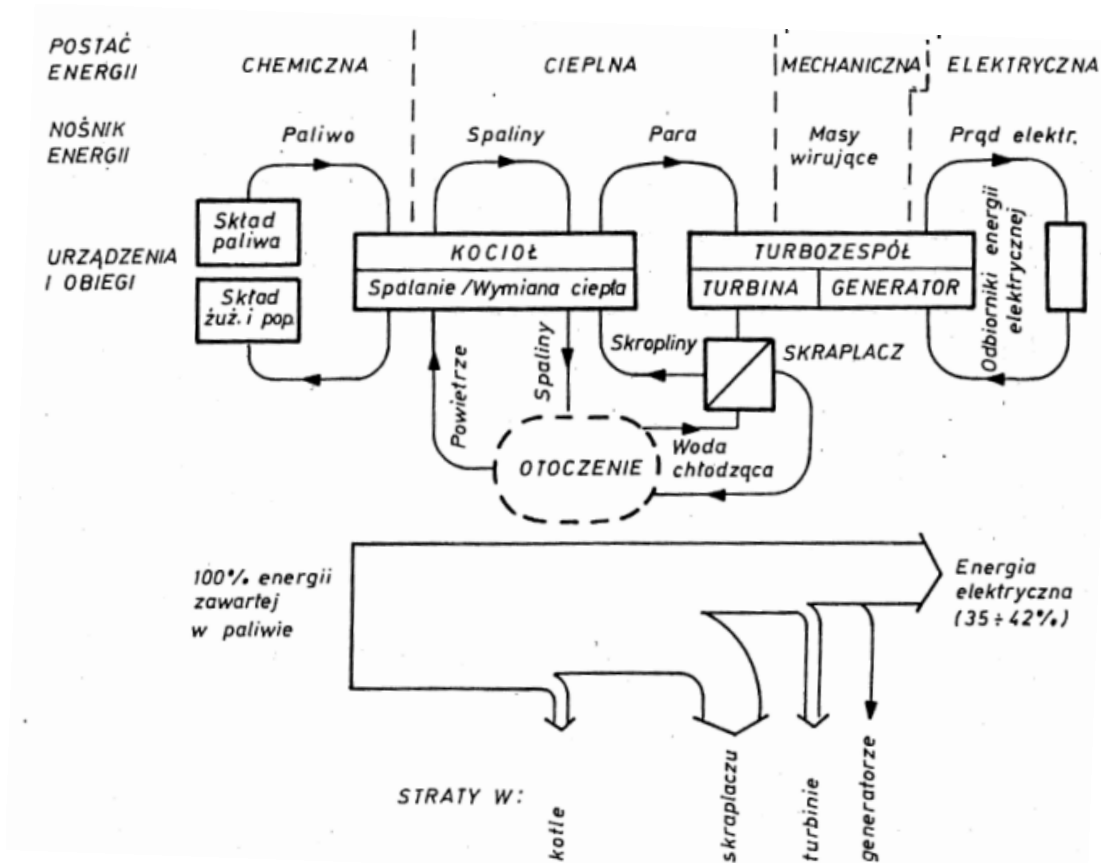
Sprawność elektrowni jest pochodną strat występujących w łańcuchu przemian energetycznych obiegu pracy elektrowni:

$$\eta_c = \eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \dots \cdot \eta_n = \prod_{i=1}^{i=n} \eta_i = \frac{P_{2n}}{P_{11}} \quad \text{lub} \quad \eta_n = \eta_k \eta_r \eta_{tR} \eta_i \eta_m \eta_g \eta_\varepsilon \quad (1.2)$$

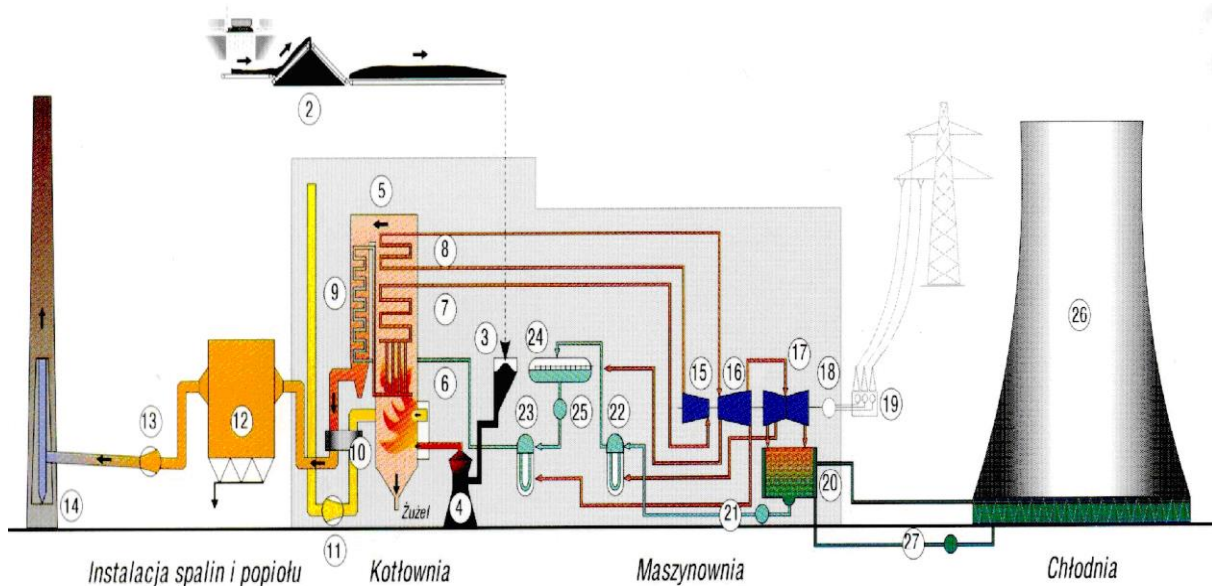
$$\Delta P_c = P_{2n} - P_{11} = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \dots + \Delta P_n = \sum_{i=1}^{i=n} \Delta P_i$$

gdzie: η_k – sprawność kotła parowego, η_r – sprawność rurociągów, η_{tR} – sprawność teoretyczna obiegu Rankine'a, η_i – sprawność wewnętrzna turbiny, η_m – sprawność mechaniczna turbiny, η_g – sprawność elektryczna generatora, $\eta_\varepsilon = 1 - \varepsilon$ – sprawność uwzględniająca zużycie mocy P_ε na potrzeby własne, przy czym $\varepsilon = P_\varepsilon/P_{gb}$

Sprawność ogólną brutto elektrowni ciepłej kondensacyjnej określa stosunek mocy elektrycznej brutto na zaciskach generatora (-ów) do strumienia ciepła doprowadzonego w paliwie, natomiast sprawność ogólną netto elektrowni ciepłej kondensacyjnej określa stosunek mocy elektrycznej oddanej do sieci elektroenergetycznej przez elektrownię do strumienia ciepła doprowadzonego w paliwie.

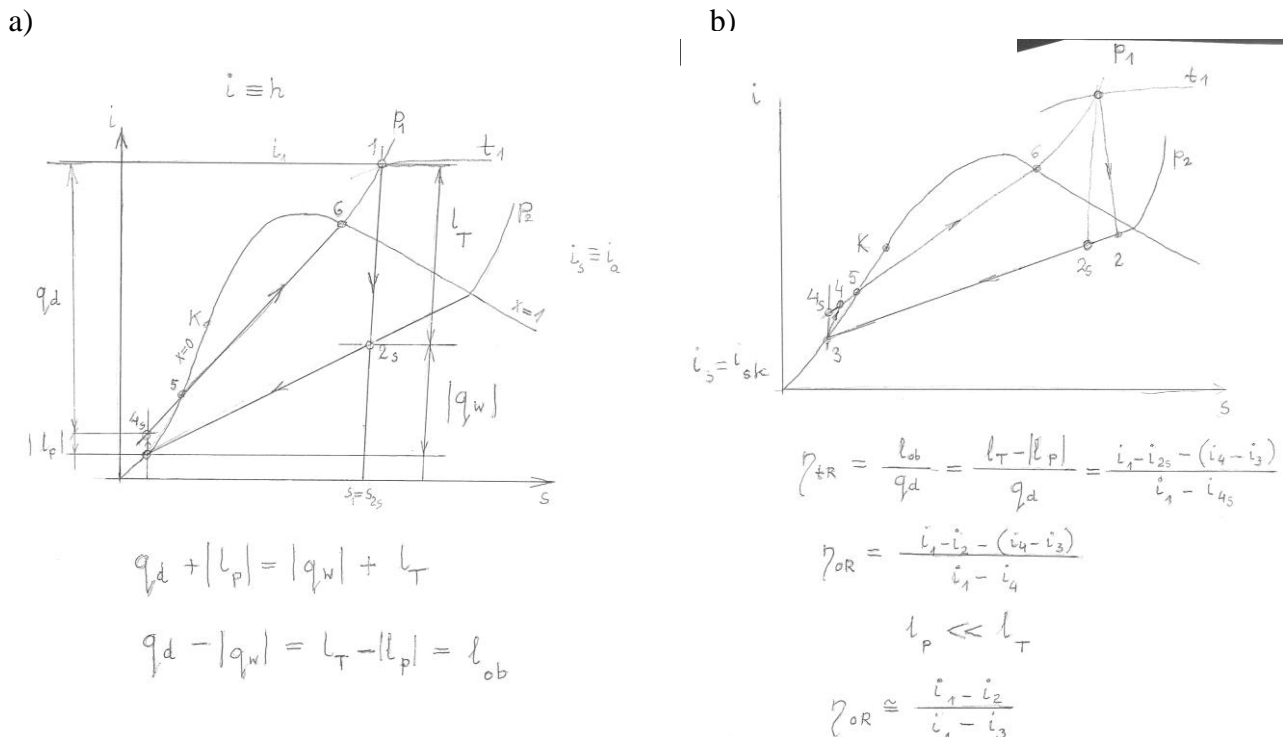


Rys.1.3.Schemat przemian energetycznych i uproszczony obraz strat energii w konwencjonalnej elektrowni parowej. Wykres Sankeya.



Rys.1.4.Poglądowy schemat układu elektrowni parowej opalanej paliwem organicznym.

1. Wywrotnica wagonów,
2. Składowisko paliwa,
3. Zasobnik trzykotłowy,
4. Młyn węglowy,
5. Kocioł,
6. Zasilanie kotła w wodę,
7. Wytwornica pary,
8. Przegrzew regeneracyjny,
9. Konwekcyjne nagrzewanie wody kotłowej,
10. Wymiennik podgrzewający powietrze dolotowe,
11. Wentylator nawiewowy powietrza,
12. Elektrofiltr,
13. Wentylator wyciągowy spalin,
14. Komin,
15. Część wysokociśnieniowa turbiny,
16. Część średnociśnieniowa turbiny,
17. Część niskociśnieniowa turbiny,
18. Generator synchroniczny,
19. Transformator blokowy,
20. Skraplacz (kondensator),
21. Pompa skropliny,
- 22; 23. Wymienniki regeneracyjne,
24. Odgazowywacz,
25. Główna pompa zasilająca,
26. Chłodnia kominowa,
27. Woda chłodząca (pompa obiegowa).



Rys. 1.5. Obieg termodynamiczny Clausiusa -Rankine'a (a). Sprawność rzeczywista obiegu (b).

Gdzie: q_d - ciepło dostarczone, q_w - ciepło odebrane, l_p - praca pompowa, l_T - praca termodynamiczna, i - entalpia w różnych punktach obiegu, s - entropia.

Proces wytwarzania pary odbywa się w trzech fazach: podgrzewanie wody (punkty 4,5,6 rys.2.5. a) odparowanie (punkt 6 rys.2.5. a) i przegrzewanie pary wody (punkty 6,1 rys.2.5. a). Podgrzewanie wody do temperatury równej lub niższej od temperatury nasycenia przy ciśnieniu panującym w kotle (zależne od pompy zasilającej, punkty 3,4 rys.2.5. a), odbywa się w podgrzewaczu wody, odparowanie - w parowniku, przegrzewanie - w przegrzewaczu pary. Wytworzona para przepływa z walczaka do przegrzewacza pary. Po przegrzaniu para kierowana jest do turbiny. Po wykonaniu pracy para zostaje skroplona w kondensatorze i kierowana ponownie do obiegu.

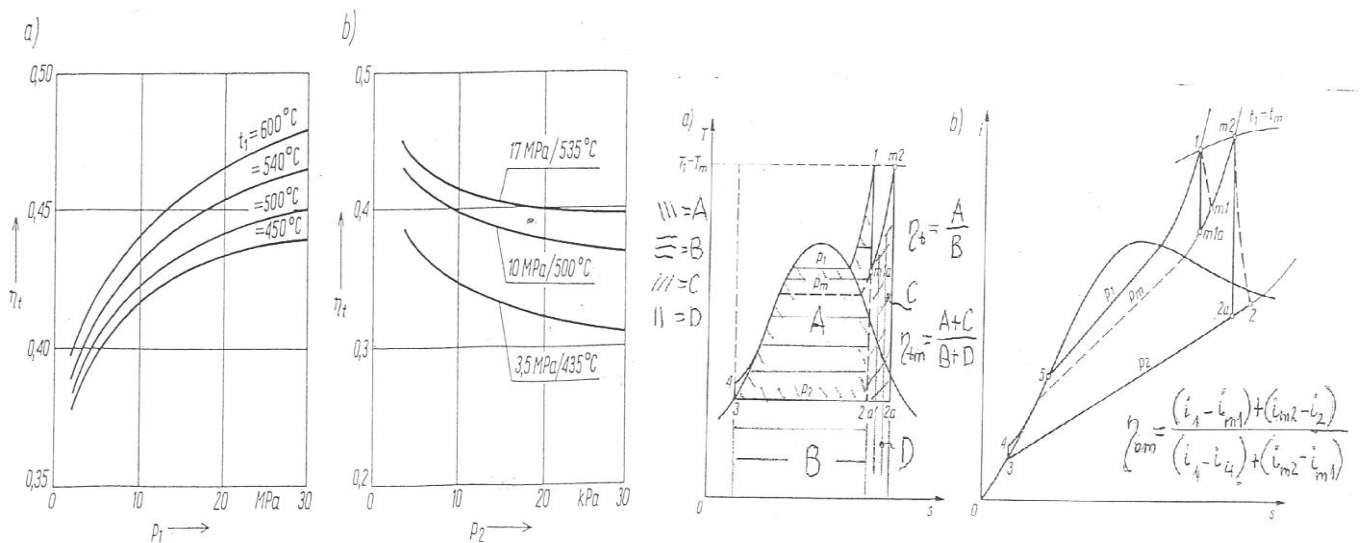
W elektrowniach parowych przemiana energii cieplnej zawartej w parze w energię mechaniczną odbywa się w turbinach. Podstawowymi elementami turbiny biorącymi udział w tej przemianie są nieruchome koła (tarcze) wbudowane w kadłub (stojan) turbiny, wyposażone w dysze lub łopatki kierownicze oraz osadzone na wale turbiny z łopatkami wirnika. Odpowiednio profilowane elementy rozprężne (dysze i łopatki) tworzą kanały przepływu pary, przy czym w dyszach przepływająca para rozpręża się osiągając prędkości nadkrytyczne. Łopatki kierownicze i łopatki wirnika stanowią wieńce łopatkowe stojanowe i wieńce łopatkowe wirnikowe. Wieniec stojanowy i następujący po nim wirnikowy tworzą stopień turbiny. Turbiny energetyczne buduje się wyłącznie jako wielostopniowe i przeważnie z osiowym kierunkiem przepływu pary. Rozróżnia się akcyjne i reakcyjne stopnie turbiny, różniące się przede wszystkim profilami kanałów międzyłopatkowych wieńców wirnika. Kanały te w stopniu akcyjnym mają stałe przekroje - są symetryczne, więc nie zachodzi w nich rozprężanie pary. W stopniu akcyjnym rozprężanie pary zachodzi tylko w wieńcu łopatkowym zabudowanym w kadłubie, zatem praca jest wykonana przez akcje, tj. nacisk powstały przez zmianę kierunku strumienia pary w kanałach łopatkowych wieńca wirnikowego. Ponieważ w stopniu reakcyjnym rozprężanie zachodzi również w kanałach międzyłopatkowych wieńca wirnikowego, więc para wykonuje pracę częściowo przez akcje oraz częściowo przez reakcje powstałą wskutek przyrostu prędkości pary rozprężającej się w tych kanałach.

Generatorami w elektrowniach są maszyny elektryczne synchroniczne z wirującą magnesnicą oraz stojanem stanowiącym trójfazowo uzwojony twornik. Wał wirnika połączony jest za pośrednictwem sprzęgła z wałem turbiny. Czynna magnetycznie część twornika złożona jest z pakietów blach i posiada kanały dla wentylacji i chłodzenia.

Znamionowymi parametrami generatorów są: moc czynna [MW], napięcie [kV], współczynnik mocy, prąd [kA], prędkość obrotowa [obr/min], napięcie wzbudzenia [V] i prąd wzbudzenia [A].

Aby uzyskać wysokie sprawności netto zbliżające się do sprawności teoretycznej obiegu termodynamicznego podejmuje się szereg działań, z których do najważniejszych należą:

- zwiększanie parametrów początkowych (ciśnienia i temperatury pary świeżej oraz wtórnie przegrzanej),
- zmniejszanie parametrów końcowych,
- nowe konstrukcje kotła i turbozespołu,
- efektywniejsze wykorzystanie ciepła spalin wylotowych,
- optymalizacja układu cieplnego,
- optymalizacja liczby stopni podgrzewaczy regeneracyjnych,
- zwiększanie temperatury wody zasilającej,
- odpowiedni dobór koniecznych urządzeń pomocniczych,
- optymalizacja działań pozaprodukcyjnych (logistyka dostarczania paliwa o odpowiednich parametrach).



Rys. 1.6. Zależność sprawności teoretycznej obiegu Rankine'a od parametrów pary (patrząc od lewej) a) początkowych, b) końcowych; Istota międzystopniowego przegrzania pary a) w układzie T-s, b) w układzie i-s.

Przeciętne wartości sprawności cząstkowych elektrowni konwencjonalnych umieszczono w tabeli 1.2.

Tabela 1.2. Elementy obiegu cieplnego elektrowni konwencjonalnej

Sprawność	Oznaczenie	Osiągane wartości
kotła	η_k	0,85 ÷ 0,96
rurociągów	η_r	0,99
wewnętrzna turbiny	η_t	0,75 ÷ 0,85
mechaniczna turbiny	η_m	0,98 ÷ 0,99
generatora	η_G	0,97 ÷ 0,99
uwzględniająca potrzeby własne	η_{pw}	0,92 ÷ 0,96
sprawność teoretyczna obiegu	η_{tR}	0,45 ÷ 0,60

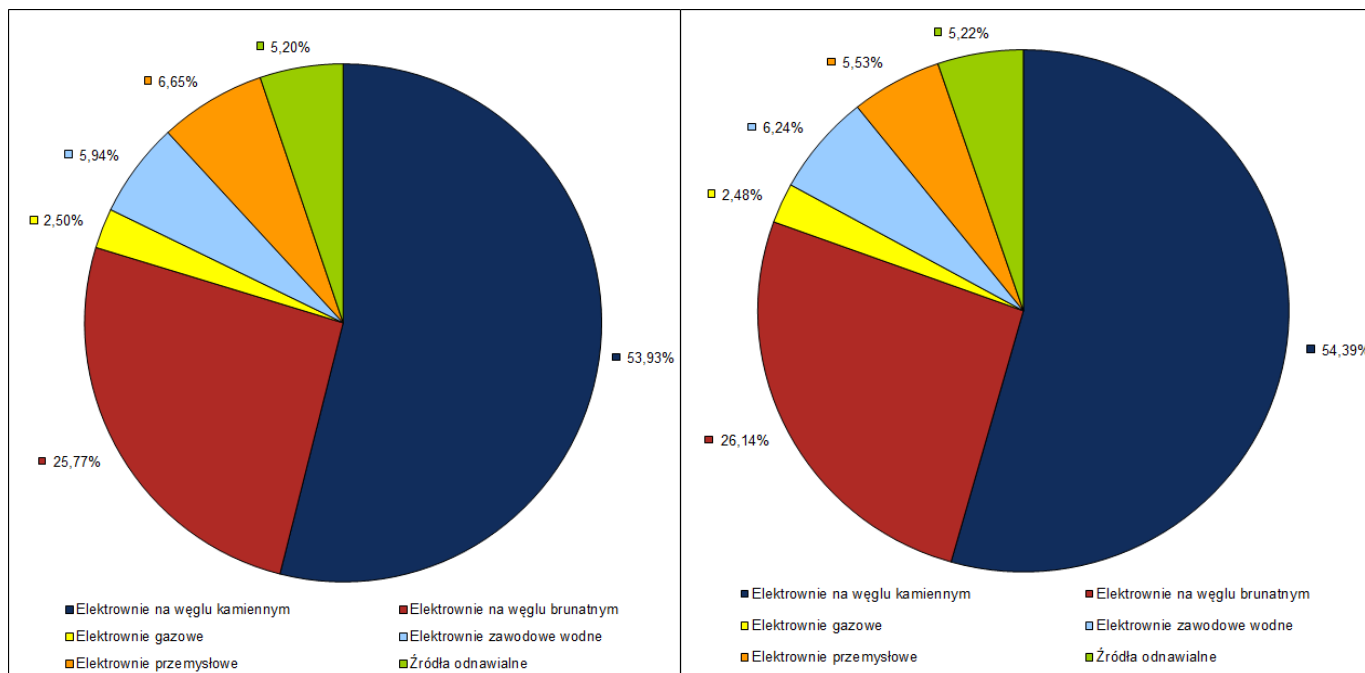
1.2. Moc zainstalowana. Przegląd podstawowych działających w Polsce jednostek wytwórczych

Wytwarzanie energii elektrycznej jest w znacznej mierze uzależniona od posiadanych surowców mineralnych oraz zasobów złóż tych surowców.

Podstawowym surowcem energetycznym w Polsce jest węgiel kamienny, stanowi on źródło blisko 60% wytwarzanej energii oraz węgiel brunatny, który dostarcza około 35% energii. Z reguły elektrownie ciepłe są zlokalizowane w pobliżu bazy surowcowej, aby zaoszczędzić na transporcie kopalin, których przewóz jest utrudnionym ze względu na tonaż. Takie działanie pozwala obniżyć ceny produkowanej energii. Polska energetyka oparta jest na węglu, jednak ilość produkowanej z niego energii nie zaspokaja

krajowych potrzeb, stąd w produkcji energii elektrycznej wykorzystuje się ropę naftową i gaz ziemny oraz w niewielkim stopniu alternatywne źródła energii. Niewielkie zasoby ropy naftowej i gazu ziemnego, zmuszają Polskę do importu tych surowców, głównie z Rosji i Ukrainy. Biorąc pod uwagę powyższe zasoby naturalne wytwarzanie energii elektrycznej w Polsce opiera się na :

- dużych elektrowniach ciepłych,
- elektrociepłowniach miejskich i przemysłowych,
- elektrowniach wodnych,
- elektrowniach wykorzystujących energię odnawialną.

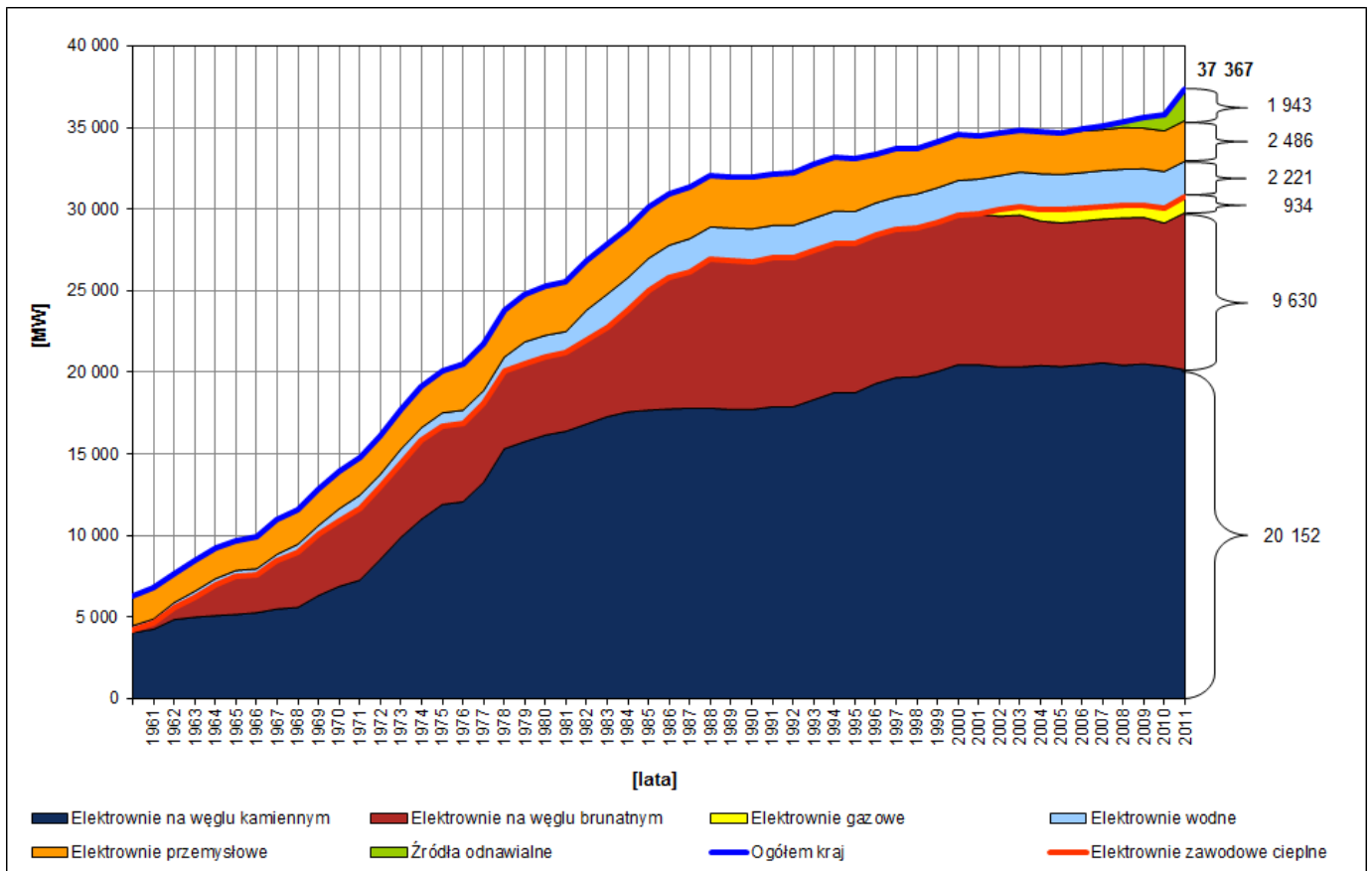


Rys.1.7. Moc osiągnięta w KSE (31.12.2011 r.).

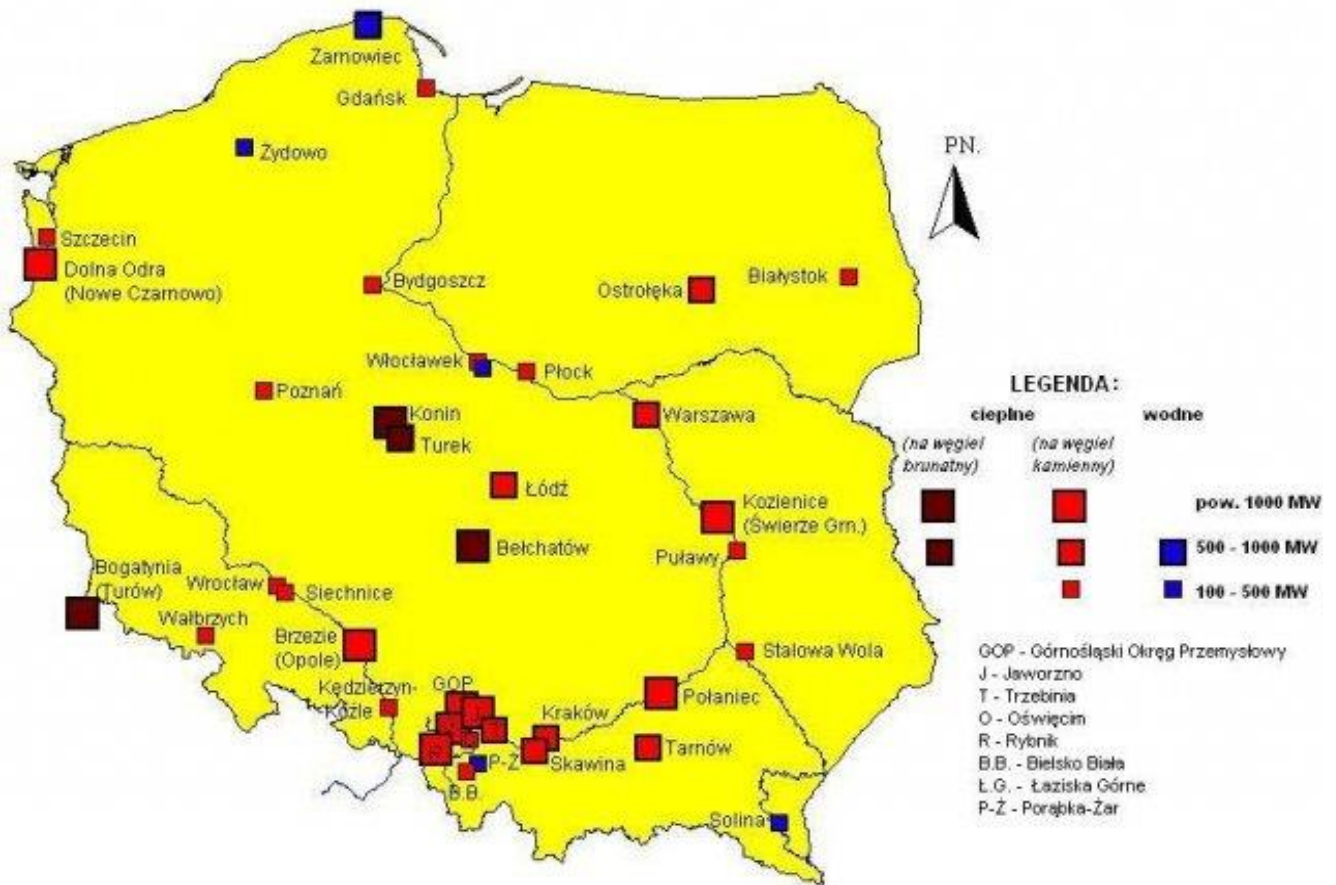
Moc zainstalowana w KSE (31.12.2011 r.).

Tab.1.3. Moc zainstalowana w KSE.

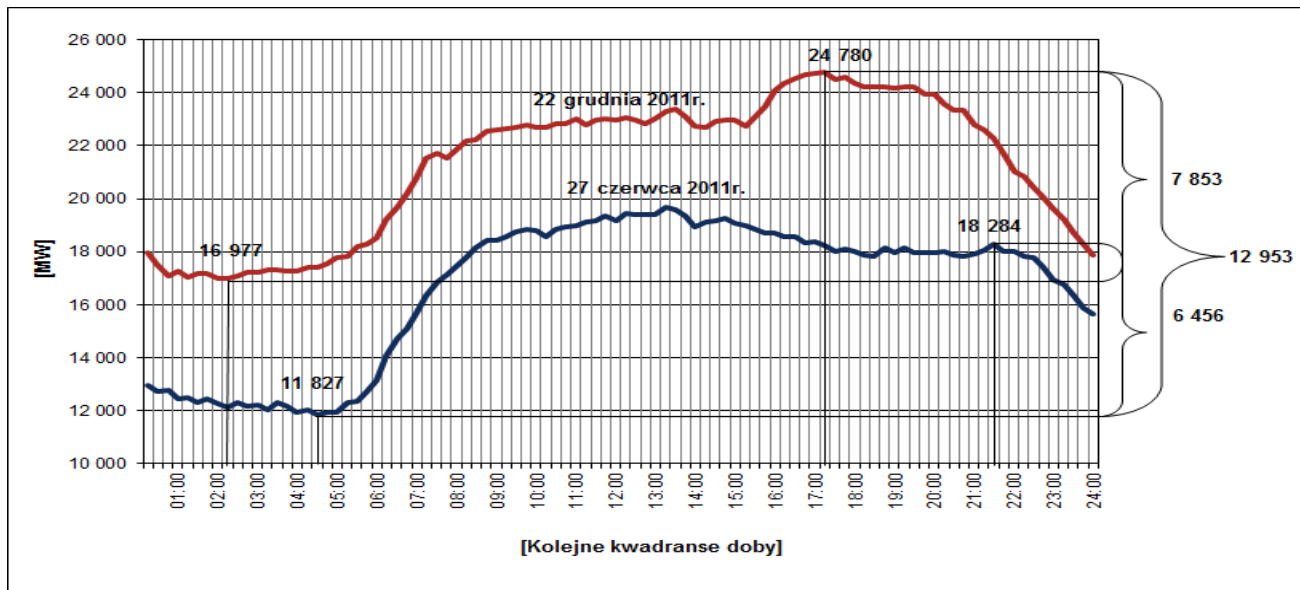
	31.12.2008 r. [MW]	31.12.2009 r. [MW]	31.12.2010 r. [MW]	III kwartał 2012 r. [MW]
Ogółem	35 342	35 594	35 756	38 116,9
Elektrownie zawodowe, w tym:	32 441	32 473	32 304	
Elektrownie zawodowe ciepłe, w tym:	30 232	30 259	30 083	31 425,0
Na węglu kamiennym	20 433	20 512	20 377	20 782,5
Na węglu brunatnym	9 030	8 978	8 772	9 603,8
Gazowe	769	769	934	886,0
Elektrownie zawodowe wodne	2 209	2 214	2 221	2 189,0
Elektrownie przemysłowe	2 551	2 484	2 486	1 895,0
Źródła odnawialne	350	637	966	2 608,0



Rys.1.8. Wzrost mocy zainstalowanej w KSE na lata 1960 ÷ 2012.



Rys.1.9. Rozmieszczenie największych elektrowni w Polsce



Rys.1.10. Przebiegi krajowego zapotrzebowania na moc dla dnia o maksymalnym i minimalnym zapotrzebowaniu w szczycie wieczornym dnia roboczego w 2011 roku.

Obecnie w Polsce mamy 55 ciepłych elektrowni zawodowych o łącznej osiągalnej mocy ponad 30000 MW. Elektrownie te wytwarzają ok. 90% energii. Moc w danych elektrowniach zawiera się między 100, a 4440 MW. Większość tych źródeł energetycznych zostało zbudowanych i uruchomionych w ubiegłym stuleciu. Jednak ciągła ich modernizacja oraz rozbudowa czyni z nich głównymi dostawcami energii elektrycznej. Poniżej (tab. 1.4) przedstawiono największe działające w Polsce elektrownie oraz ich moce.

Tab.1.4. Elektrownie ciepłe i ich moce [MW].

NAZWA ELEKTROWNI	RODZAJ ELEKTROWNI	ŹRÓDŁO ENERGI	MOC [MW]
Bełchatów	ciepła	Węgiel brunatny	5342
Kozienice	ciepła	Węgiel kamienny	2 905
Turów	ciepła	Węgiel brunatny	2 106
Pątnów	ciepła	Węgiel brunatny	1 200
Połaniec	ciepła	Węgiel kamienny	1 800
Dolna Odra	ciepła	Węgiel kamienny	1 984
Rybnik	ciepła	Węgiel kamienny	1 775
Jaworzno III	ciepła	Węgiel kamienny	1 345
Opole	ciepła	Węgiel kamienny	1 532
Łaziska	ciepła	Węgiel kamienny	1 155

Największe elektrownie ciepłe w Polsce oraz ich podstawowe dane techniczne:

„Elektrownia Bełchatów” to największa elektrownia w Polsce. Głównym paliwem jest węgiel brunatny, który w dużych ilościach jest wydobywany w pobliskiej kopalni odkrywkowej. Pierwszy blok energetyczny uruchomiony został 29 grudnia 1981 r. Pełną projektowaną moc zainstalowaną Elektrownia „Bełchatów” osiągnęła 12 października 1988 r. z chwilą przekazania do eksploatacji ostatniego 12-tego bloku energetycznego. Obecnie Elektrownia dysponuje mocą 5342 MW co jest efektem przeprowadzonych modernizacji turbin i zainstalowania nowego bloku o mocy nominalnej 858 MW.



„**Elektrownia Koźienice S.A.**” to druga pod względem mocy elektrownia w Polsce oraz jedna z najważniejszych węzłów Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Źródłem energetycznym jest węgiel kamienny. Pierwszy blok (200 MW) uruchomiony został w 1972 r. Na dzień dzisiejszy elektrownia dysponuje dziesięcioma blokami energetycznymi o łącznej mocy 2905 MW. Co daje zdolności wytwórcze energii elektrycznej na poziomie ok. 17 TWh.



„**Elektrownia Turów**” jest położona na terenie Powiatu Zgorzeleckiego u styku trzech granic Polski, Czech oraz Niemiec i jest elektrownią ciepłno-kondensacyjną na węgiel brunatny. Data uruchomienia elektrowni to 1962 r. Dzięki pracom modernizacyjnym, które rozpoczęły się w latach 90-tych elektrownia stała się najnowocześniejszym, spełniającym wszystkie wymogi w zakresie parametrów ekologicznych Unii Europejskiej zakładem produkującym energię elektryczną. W elektrowni zainstalowano 8 bloków energetycznych o łącznej mocy 2106 MW. Na koniec roku 2010 produkcja energii elektrycznej wynosiła 10145,4 GWh netto co daje 7% produkcji krajowej.



„**Elektrownia Połaniec**” położona jest nad Wisłą w niedalekiej odległości od Połanca. Pierwszy blok o mocy 200 MW uruchomiono 21 listopada 1979 r., zaś w 1995 r. przeprowadzono modernizację turbin co pozwoliło na podniesienie mocy elektrowni do 1800 MW (8 bloków po 225 MW). Podstawowym paliwem elektrowni jest węgiel kamienny.



„**Elektrownia Dolna Odra**” powstała w 1974 r. i składa się z kilku elektrowni, które tworzą tzw. Zespół Elektrowni. W skład wchodzi: Elektrownia Dolna Odra w Nowym Czarnowie koło Gryfina, Elektrownia Pomorzany w Szczecinie oraz Elektrownia Szczecin. Podstawowym paliwem jest węgiel kamienny, jednak w procesie współspalania wykorzystywana jest biomasa. Zespół Elektrowni składa się z 17 kotłów energetycznych o łącznej mocy 1984 MW, moc cieplna wynosi zaś 662 M



„**Elektrownia "Rybnik" S.A.**” to największa elektrownia na Górnym Śląsku. Data oddania do eksploatacji pierwszego bloku (225 MW) nastąpiło w 1972 r. Elektrownia dysponuje mocą wytwórczą rzędu 1775 MW, która zainstalowana jest w ośmiu blokach. Roczna produkcja energii elektrycznej sięga poziomu 9000 GWh.



Powyżej zostały wymienione jedynie największe elektrownie ciepłne. Istnieje jednak wiele mniejszych elektrowni (patrz rys 1.9).

Elektrownie wodne w Polsce

Elektrownie wodne jakie są usytuowane w Polsce to zaledwie 7,3% mocy KSE. Zasoby hydroenergetyki jakie są wykorzystane to 12% potencjału krajowego, co daje 13,7 TWh rocznie.

Największy rozwój tej dziedziny pozyskiwania energii nastąpił w ubiegłym stuleciu w latach 60-tych. Większość elektrowni jakie powstały w tym okresie pracują do dnia dzisiejszego. Do najbardziej

znanych i największych elektrowni wodnych należą takie elektrownie jak np. elektrownia w Porąbce, elektrownia Żarnowiec, zaporą wraz z elektrownią Solina czy też elektrownia we Włocławku. W zależności od rodzaju elektrowni, muszą być spełnione odpowiednie warunki potrzebne do pracy turbin:

- odpowiednie ukształtowanie terenu,
- odpowiednia budowa geologiczna.

Największą moc osiągają w Polsce elektrownie szczytowo – pompowe. Takim przykładem jest elektrownia wodna Żarnowiec, która osiąga moc 716 MW. Elektrownia pracuje w dwóch trybach, pracy turbinowej ($4 \cdot 179 \text{ MW} = 716 \text{ MW}$) oraz pracy pompowej ($4 \cdot 200 \text{ MW} = 800 \text{ MW}$). Elektrownia zlokalizowana jest na terenie województwa pomorskiego na rzece Piaśnica (oddana do użytku w roku 1983). Drugą co do wielkości elektrownią szczytowo – pompową jest elektrownia Porąbka - Żar na rzece Soła. Pracują w niej cztery hydrozespoły odwracalne typu Francis'a o mocy 500 MW (4 · 125 MW praca turbinowa) oraz 540 MW (4 · 135 MW praca pompowa). Elektrownia znajduje się na terenie województwa śląskiego (oddana do użytku w roku 1979). Wymienić należy również elektrownie Żydowo na rzece Radew w województwie zachodniopomorskim, która pracuje od 1971 roku. Elektrownia wyposażona jest w dwie maszyny odwracalne typu Francis'a i jedną maszynę klasyczną tego typu, które zapewniają łączną moc 156 MW. Moc pomp 2 · 68,0 MW. Na terenie województwa podkarpackiego na rzece San pracuje elektrownia Solina, oddana do użytku w roku 1969. Pracują w niej 4 turbozespoły typu Francis'a o mocy zainstalowanej 200 MW (po modernizacji) i produkcji rocznej 112 GWh.



Elektrownią szczytową jest elektrownia Włocławek na Wiśle, oddana do użytku w roku 1970. Elektrownia Koronowo na rzece Brda, oddana do użytku w roku 1961. Elektrownia Tresna na rzece Soła, oddana do użytku w roku 1966.

Elektrownie przepływowe to między innymi: elektrownia Pilchowice na rzece Bóbr, oddana do użytku w roku 1912. Elektrownia Brzeg Dolny na rzece Odra, oddana do użytku w roku 1958. Elektrownia Czehów na Dunajcu, oddana do użytku w roku 1951. Elektrownia Otmuchów na rzece Nysa Kłodzka oddana do użytku w roku 1933 oraz elektrownia Bielkowo na rzece Radunia, oddana do użytku w roku 1924. Jedną z nowocześniejszych hydroelektrowni jest Czorsztyn, oddany do użytku w latach 90-tych, gdzie poza produkcją energii, zbiornik został zaadaptowany w celach rekreacyjnych, na hodowlę pstrąga górskiego, pełni również funkcję retencyjną i przeciwpowodziową.

Tab.1.5. Najważniejsze elektrownie wodne w Polsce i ich moce.

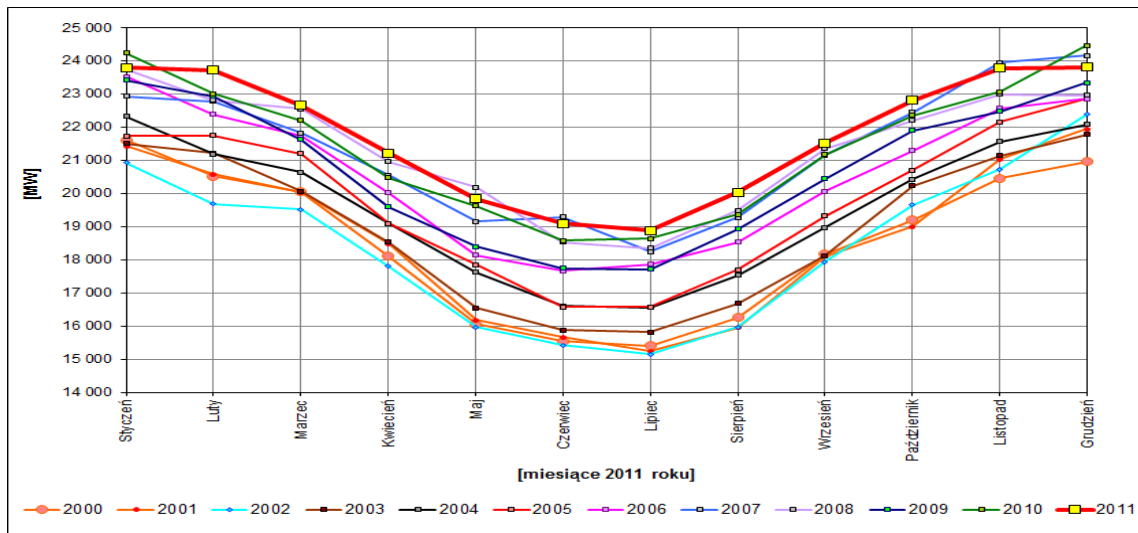
ELEKTROWNIE WODNE

Rodzaj elektrowni	Nazwa elektrowni	Moc zainstalowana w MW
szczytowo-pompowa	Żarnowiec	716
szczytowo-pompowa	Porąbka-Żar	500
szczytowo-pompowa	Żydowo	156
Przepływowa	Solina	200
Przepływowa	Włocławek	160
Przepływowa	Dychów	80
Przepływowa	Rożnów	50

Podsumowując można powiedzieć, że blisko 30% bloków energetycznych w Polsce ma blisko 40 lat i powinno się je zastąpić nowymi. Ostatnie bloki 120 MW zainstalowane zostały ponad 35 lat temu. Również 35 lat ma 7 bloków o mocy 200 MW, a 27 nieco młodszych eksploatuje się już od ponad 30 lat. Bloki o mocy 500 MW przekroczyły ćwierćwiecze swojego istnienia. Z upływem czasu starzeją się kolejne bloki, co przy rosnącym zapotrzebowaniu na energię elektryczną grozi przerwami w jego dostawie. Wiek polskich elektrowni wymaga inwestycji w wymianę i modernizację mocy wytwórczych. W ciągu najbliższej dekady powinniśmy rocznie wycofywać bloki o mocy ok. 700 MW. W takiej sytuacji

jedynym rozwiązaniem jest budowa nowych oraz modernizacja przedłużająca żywotność starych bloków. Dodatkowym problemem energetyki są restrykcyjne wymagania dotyczące ochrony środowiska. Od 2008 r. Polskę obowiązuje dyrektywa unijna w sprawie ograniczenia emisji zanieczyszczeń z tzw. dużych źródeł spalania paliw, która może doprowadzić do zamknięcia niektórych bloków energetycznych.

Rys.1.11. Średnie miesięczne krajowe zapotrzebowanie na moc w szczytach wieczornych z dni roboczych w 2011 roku na tle danych historycznych.



1.3. Elektrotechniczne wskaźniki produkcji energii elektrycznej

Podstawowymi parametrami jakościowymi energii elektrycznej w systemach elektroenergetycznych jest częstotliwość i napięcie. Utrzymanie ich na przyzwoitych poziomach determinowanych poprzez przyjęte wartości (50Hz, np. 230V LN) wymusza doskonałą znajomość charakterystyk statycznych i dynamicznych urządzeń odpowiedzialnych za proces wytwarzania, przesyłu i rozdziału energii elektrycznej. Wielopoziomowe układy regulacji pozwalają na stabilizację procesu regulacji częstotliwości związanego z bilansem mocy czynnej oraz procesu regulacji napięcia dotyczącego bilansu mocy nieczynnej.

System elektroenergetyczny cechuje się następującymi właściwościami:

- wytwarzanie, przesył i konsumpcja energii elektrycznej odbywa się praktycznie w tym samym czasie,
- obejmuje duże terytorium (państwa),
- wiąże się z systemami innych państw (ENTSOE).

System elektroenergetyczny to wiele współzależnych parametrów: roczna produkcja energii elektrycznej, szczytowa moc odbiorców, moc zainstalowana elektrowni, moc największej elektrowni, moc największych bloków, najwyższe napięcie znamionowe sieci przesyłowej, największa odległość przesyłu mocy, struktura mocy, struktura sieci itp.

W sterowaniu pracą systemu elektroenergetycznego wyróżnia się dwa systemy: zarządzania i system kierowania. Podstawowym elementem systemu jest hierarchiczny, czterostopniowy pion dyspozycji mocy i ruchu (tab.1.1). Praca dyspozycji mocy zależy od działu przygotowawczego (tworzenie konfiguracji systemu zależnej od planowanych remontów i przewidywanych obciążeń) oraz dyspozycyjnego (podejmowanie aktualnych decyzji ruchowych).

W systemie elektroenergetycznym, przy pominięciu strat, w stanie ustalonym moc wytwarzana pracujących generatorów jest równa sumie mocy pobieranych z tegoż systemu $P_G = P_{odb}$. Częstotliwość w Europie wynosi wówczas 50 Hz. Naruszenie opisanego powyżej stanu równowagi, spowoduje zmianę prędkości wirowania wszystkich maszyn obrotowych pracujących w danej chwili w systemie, zarówno zespołów prądotwórczych (generatorów) jak i silników u odbiorców.

Niestety moc obciążenia w systemie elektroenergetycznym ulega ciągłym wahaniom a w szczególności na skutek:

a) zmian przebiegu krzywych dobowych obciążenia (zachodzą dość wolno i w taki sposób, że mogą być one określane statystycznie z dużą dokładnością, w zależności od stosowanych metod obliczeniowych),

b) zmian mocy obciążenia o niedużej wartości i krótkim czasie trwania (załączanie i wyłączanie różnego rodzaju odbiorników),

c) przypadkowych dużych zmian mocy obciążenia związanych z nagłymi stanami awaryjnymi,

d) drobnych zmian mocy o oscylacyjnym charakterze związanych z przerywaną pracą odbiorników.

W wyniku tych zmian mocy występują wahania częstotliwości w systemie elektroenergetycznym, które są pochodną niestabilności mocy. W przypadku wzrostu mocy obciążenia lub zmniejszeniu się z różnych przyczyn mocy wytwarzanej następuje malenie częstotliwości, w przeciwnym razie następuje wzrost częstotliwości.

Zmianę częstotliwości w systemie elektroenergetycznym w zależności od mocy czynnej, przy założeniu stałego napięcia na zaciskach odbiorników można wyrazić wzorem:

$$P_{odb} = \sum_{\alpha=0}^4 k_{\alpha} \cdot P_{odb_n} \left(\frac{f}{f_n} \right)^{\alpha} \quad (1.3)$$

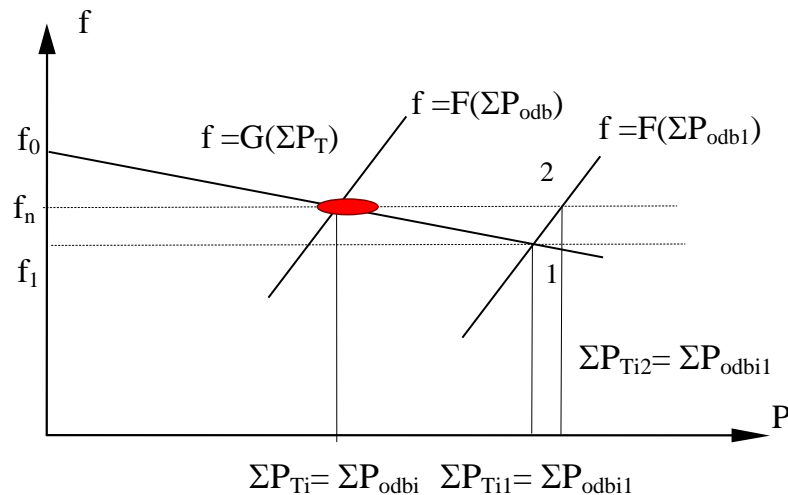
gdzie: k_{α} - Parametr w skład którego wchodzi współczynniki k_0, k_1, k_2, k_3, k_4 , które określają udziały poszczególnych grup rodzajów odbiorów o różnej zależności poboru mocy od częstotliwości. P_{odb_n} - Całkowita moc pobierana z systemu przy znamionowej częstotliwości. f_n - Częstotliwość znamionowa. f - Częstotliwość rzeczywista. α - Wykładnik potęgowy zależny od rodzaju odbioru i określający zależność pobieranej mocy od częstotliwości. W zależności od rodzaju odbiorów wykładnik ten przyjmuje następujące wartości: $\alpha = 0$ - moc pobierana przez odbiory nie zależy od częstotliwości; są to głównie odbiory oświetleniowe, grzejne oporowe i trakcyjne prądu stałego, $\alpha = 1$ - pobór mocy przez odbiory jest wprost proporcjonalny do częstotliwości; zaliczyć tu można między innymi: prasy, napędy dźwigów, urządzenia obrabiające i transportery, $\alpha = 2$ - pobór mocy zależy od kwadratu częstotliwości; dotyczy to głównie strat mocy czynnej w systemie elektroenergetycznym. $\alpha = 3$ - pobór mocy jest proporcjonalny do trzeciej potęgi częstotliwości; są to wentylatory, pompy rotodynamiczne, dmuchawy, $\alpha = 4$ - pobór mocy zależy od czwartej potęgi częstotliwości; np. pompy zasilające kotły energetyczne.

Gdy zmiany częstotliwości są niewielkie w zakresie $48 \div 52$ Hz można określić liniowy współczynnik energii regulacyjnej mocy pobieranej K_L (1.4). W polskim systemie elektroenergetycznym wartości współczynnika K_L wynoszą przeciętnie od 1,6 do 3.

$$K_L = \frac{\Delta P_{odb}}{\Delta f} \quad (1.4)$$

gdzie: ΔP_{odb} - zmiana mocy pobieranej, Δf - zmiana częstotliwości w systemie.

Znając charakterystykę statyczną mocy pobieranej z systemu $f = F(P_{odb})$ i charakterystykę statyczną mocy wytwarzanej w systemie $f = G(P_T)$ można wyznaczyć charakterystykę statyczną systemu elektroenergetycznego.



Rys. 1.12. Charakterystyka statyczna systemu elektroenergetycznego.

Charakterystyki przecinają się w punkcie stanowiącym punkt pracy ustalonej systemu, któremu odpowiada częstotliwość znamionowa f_n .

Moc czynną wytwarzaną i częstotliwość w systemie reguluje się przez regulację momentu napędowego turbin poprzez regulatory prędkości obrotowej turbiny za pomocą regulacji kotłowej bloku pozwalającej na ustalanie parametrów pary przed zaworami regulacyjnymi turbiny w klasycznych elektrowniach lub za pomocą regulacji mocy reaktora jądrowego w elektrowniach jądrowych.

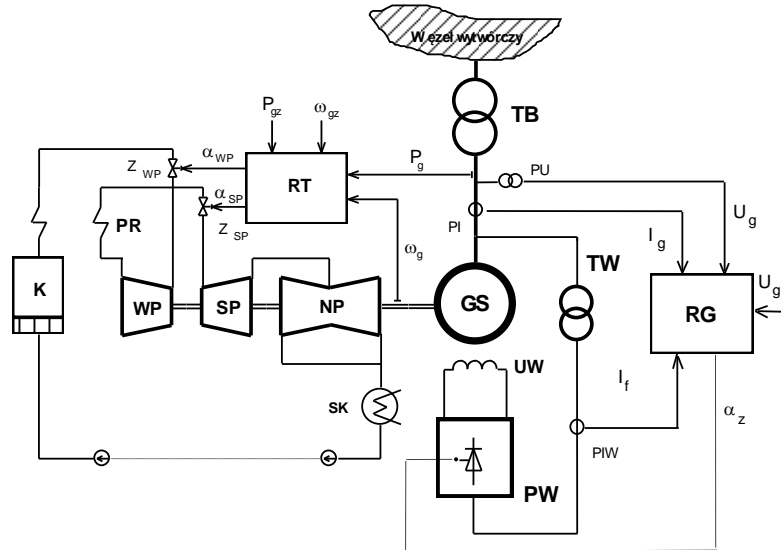
W przypadku elektrowni wodnych sposób regulacji momentu zależy od rodzaju turbiny wodnej. W turbinach Kaplana i Deriaza moment napędowy regulujemy przez zmianę kąta położenia aparatu kierowniczego i kąta ustawienia łopatek wirnika, w turbinach Francisca wirnik jest nienastawny, w turbinach Peltona reguluje się przepływ przez dysze i kąt strumienia wody.

Drugim parametrem odpowiedzialnym za prawidłową pracę systemu elektroenergetycznego jest napięcie i związany z tym rozdział mocy biernej. Cel nadrzędny jakim jest utrzymanie napięcia w granicach ustalonych norm w każdym punkcie sieci osiąga się dzięki spełnieniu szeregu warunków z których podstawowymi są:

- napięcie w dowolnym punkcie SEE nie może wykroczyć poza dopuszczalne granice,
- prądy wszystkich elementów systemu muszą być mniejsze od prądów dopuszczalnych długotrwale,
- zakres zmian przekładni transformatorów systemowych oraz liczba przełączy w ciągu doby jest określona i ograniczona,
- kąt mocy oraz moc bierna generowana w generatorach synchronicznych jest skończona i ograniczona.

W KSE elementami decydującymi o wartości mocy czynnej i biernej są duże węzły wytwórcze o mocach do kilku tysięcy MW współpracujące z sieciami przesyłowymi najwyższych napięć. Mniejsze znaczenie mają ogólnosystemowe węzły wytwórcze o mocach rzędu kilkuset megawatów zasilających głównie sieci 110 kV oraz węzły wytwórcze o mocach kilku lub kilkudziesięciu MW współpracujące z sieciami odbiorczymi średniego napięcia (najczęściej 15kV). Dodatkowo w KSE do regulacji napięcia i rozptyłu mocy biernej wykorzystywane są dławiki (kompensacja „mocy ładowania” linii), baterie kondensatorów w węzłach 110 kV i w sieciach średniego i niskiego napięcia oraz transformatory i autotransformatory systemowe 400/110 i 220/110 kV wyposażone w przełączniki zacsepów pozwalające na regulację przekładni pod obciążeniem.

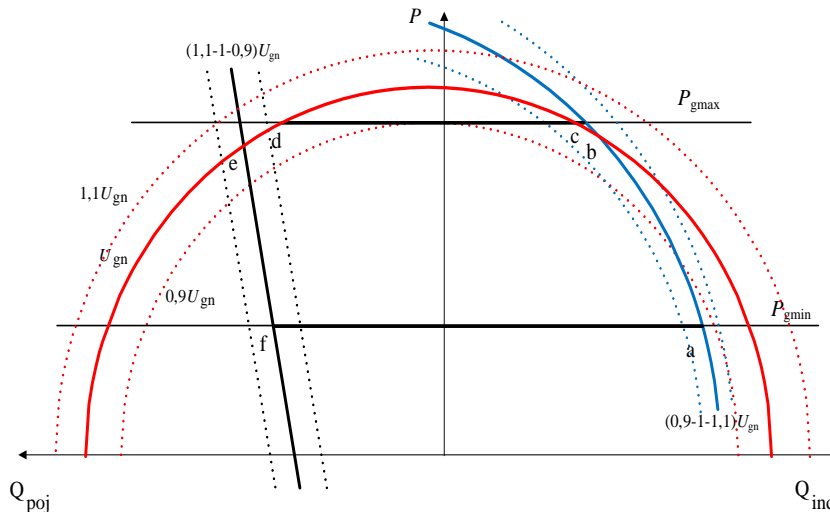
Oprócz wymienionych elementów regulacji U i Q dodatkowo stosowanymi rozwiązaniami stabilizującymi pracę KSE są węzły wytwórcze wyprowadzające moc do sieci 110 kV, w tym duże elektrociepłownie zawodowe i duże elektrownie wodne, węzły elektroenergetyczne z regulowanymi pod obciążeniem transformatorami 400/110 i 220/110 kV, nieliczne baterie kondensatorów w węzłach sieci 110 kV. Mniejsze jednostki węzłowe i wytwórcze mają niewielkie znaczenie ogólnosystemowe, ale nie są pozbawione znaczenia lokalnego i z tego względu powinny być uwzględniane w algorytmach sterowania siecią elektroenergetyczną (takie możliwości dają tzw. sieci inteligentne).



Rys. 1.13. Schemat blokowy bloku wytwórczego dużej mocy.

Gdzie: GS - generator synchroniczny, TB - transformator blokowy, TW- transformator wzbudzenia, PW – prostownik wzbudzenia, RG - regulator generatora, PU, PI, PIW- przekładniki pomiarowe napięciowe i prądowe, WP, SP, NP - części wysoko-, średnio- i niskoprężne turbiny, PR - przegrzewacz międzystopniowy, K - kocioł, SK - skraplacz, RT - regulator turbiny, Zwp, Zsp - zawory regulacyjne wysoko- i średnioprężne.

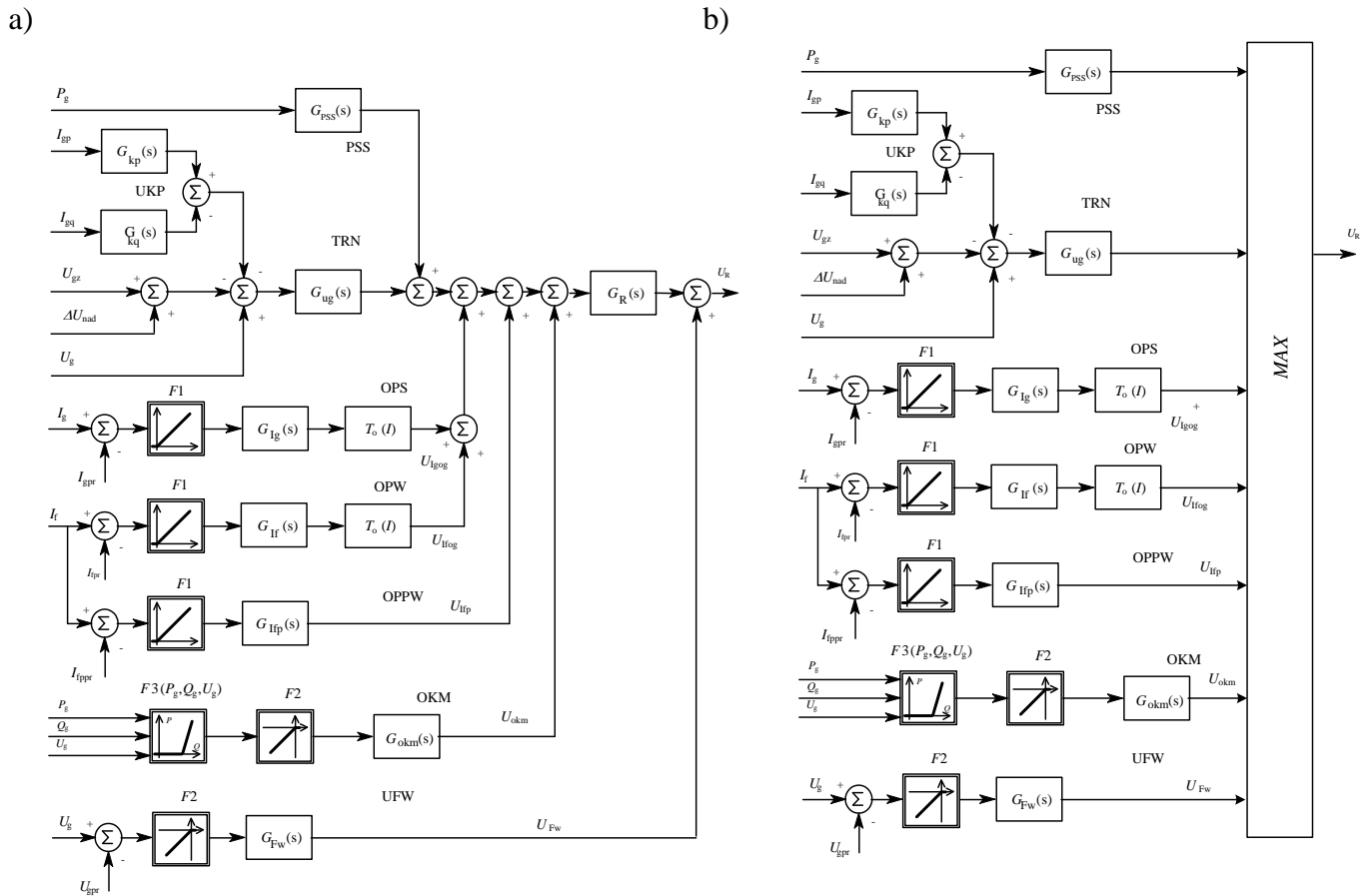
W KSE generator synchroniczny stanowi regulowane źródło mocy czynnej oraz napięcia i mocy biernej. Zakres zmienności napięcia zależy od rodzaju pracy generatora. Zakres ten ograniczony jest do przedziału $0,9U_{gn}$ do $1,1U_{gn}$. Przedział zmian mocy biernej w stanach ustalonych ograniczają parametry konstrukcyjne i eksploatacyjne generatora synchronicznego do których zaliczamy nieprzekroczenie dopuszczalnego długotrwale maksymalnego prądu stojana I_{gM} , maksymalnego prądu wirnika I_{fM} , nieprzekroczenie dopuszczalnej temperatury skrajnych części obwodu magnetycznego stojana przy pracy z obciążeniem pojemnościowym (pobór mocy biernej) oraz nieprzekroczenie w stanach ustalonych dopuszczalnego kąta mocy generatora (δM).



Rys.1.14. Dopuszczalny obszar pracy generatora synchronicznego na płaszczyźnie (P,Q)

Przy uwzględnieniu ograniczeń obszar dopuszczalnych stanów pracy generatora synchronicznego zawiera się wewnątrz linii granicznych (a,b,c,d,e,f,a) pokazanych na rys. 1.14. Za spełnienie warunków występowania generatorów w strefie dozwolonej odpowiedzialne są wieloparametrowe regulatory napięcia i system regulacji wielopoziomowej nadrzędnej będący częścią usług świadczonych przez PSE.

W Polsce stosowane są regulatory napięcia różnych typów zarówno maszynowych (np. RNGT-82, RKGT-82) jak i statycznych (np. RNGY-6, WGSY-35).



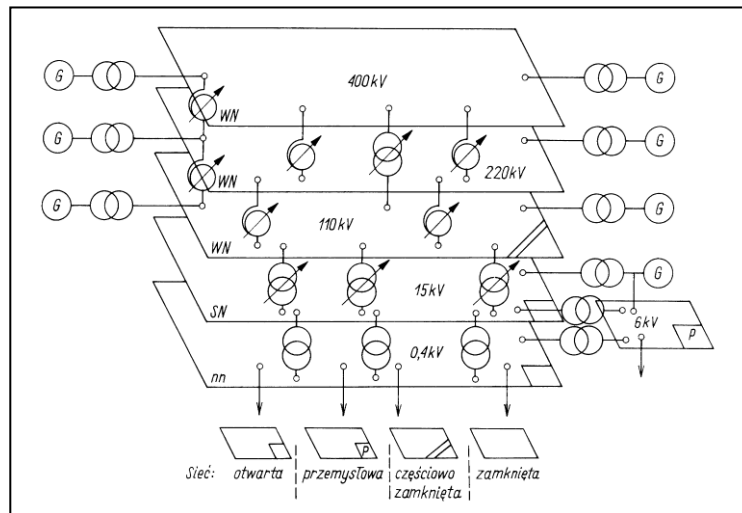
Rys. 1.15. Schemat: a) strukturalny wieloparametrowego regulatora napięcia generatora, b) schemat cyfrowego regulatora napięcia. Gdzie: TGRN- tor główny regulacji napięcia, UKP- układ kompensacji prądowej, SS- stabilizator systemowy, OPS- ogranicznik prądu stojana, OPW- ogranicznik prądu wirnika, OPPW- ogranicznik pułapu prądu wirnika, OKM- ogranicznik kąta mocy.

1.4. Sieć elektroenergetyczna

Do przesyłania energii elektrycznej służą sieci elektroenergetyczne, które można zdefiniować jako zbiór urządzeń: linii napowietrznych, linii kablowych, stacji transformatorowo-rozdzielczych i rozdzielczych, dławików, kondensatorów, urządzeń pomocniczych.

Urządzenia te współpracują ze sobą w celu realizacji zadania, jakim jest przesył energii elektrycznej z elektrowni do dużych węzłów odbiorczych tzw. GPZ-ów, a następnie rozdział pomiędzy odbiorców. Sieci elektroenergetyczne dzielimy na sieci przesyłowe i sieci rozdzielcze. Sieci przesyłowe są to sieci najwyższych napięć 750 (linia wyłączona), 400 i 220 kV. Do sieci rozdzielczych zaliczane są sieci okręgowe, rejonowe, miejskie, przemysłowe i zakładowe i wiejskie, ogólnie rzecz biorąc są to sieci o napięciach znamionowych 110, 15, 6, 0.4 kV .

]



Rys.1.16. Struktura sieci przesyłowych.

Sieć elektroenergetyczna powinna być tak zaprojektowana, aby zapewnić wszystkim jej odbiorcom odpowiednią jakość dostarczanej energii, ponadto powinna być elastyczna ze względu na możliwość podłączania nowych odbiorców i wzrastających obciążeń sieci. Nadrzędnym jej zadaniem jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego i bezpieczeństwa życia podczas użytkowania i obsługi.

Sieci najwyższych napięć (NN) – sieć elektroenergetyczna, w której napięcie elektryczne jest równe lub większe niż 220 kV . Sieć najwyższych napięć używana jest do przesyłu energii elektrycznej na dużych odległościach, tak samo jak sieć wysokiego napięcia.



Rys.1.17. Słup mocny linii 750 kV

W skład polskiej sieci WN wchodzi w skład (2009r.)239 linii o łącznej długości 13294 km (jedna linia o napięciu 750 kV i długości 114 km, 71 linii o napięciu 400 kV o łącznej długości 5261 km oraz 167 linii o napięciu 220 kV o łącznej długości 7919 km), 106 stacji NN.

Sieci wysokiego napięcia (WN) – sieć elektroenergetyczna, w której napięcie wynosi od 60 kV do 220 kV. Sieć ta służy do przesyłania energii elektrycznej na duże odległości pomiędzy źródłem energii (elektrownie), a sieciami rozdzielczymi.



Rys.1.18. Słup linii wysokiego napięcia

Sieci średniego napięcia (SN) – sieć elektroenergetyczna, w której napięcie wynosi od 1kV do 60kV. Sieć ta służy do przyłączenia źródeł wytwórczych i odbiorców końcowych zasilanych z tej sieci oraz do zasilania sieci niskiego napięcia poprzez transformację SN / n/n.

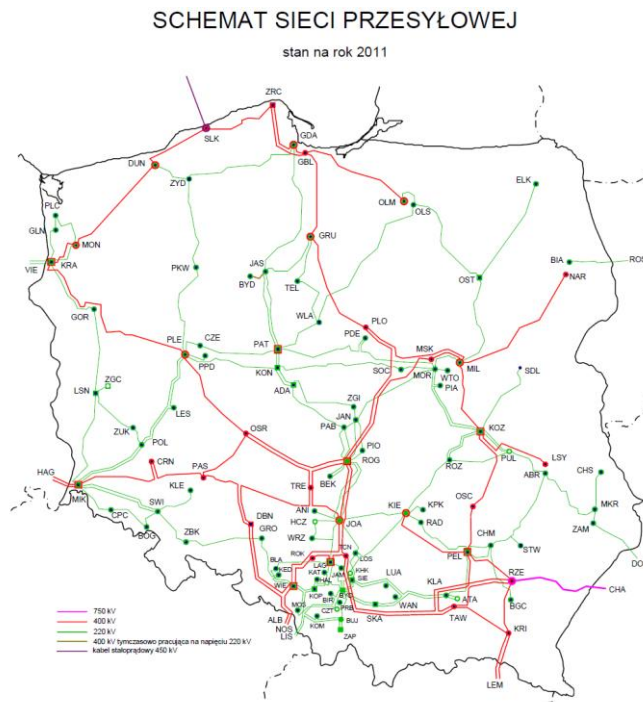


Rys.1.19. Słup linii średniego napięcia.

Długość linii SN w Polsce wynosi około 300 tys. km, (linie kablowe około 62 tys. km). Liczba transformatorów w stacjach SN/n/n wynosi blisko 240 tysięcy a ich moc łączna ok. 41 tys. MVA.

Sieci niskiego napięcia (n/n) – sieć elektroenergetyczna, w której panuje napięcie o wartości do 1 kV.

Poniżej przedstawiono aktualną mapę sieci przesyłowej, na której widać, że największa gęstość sieci występuje w południowej części kraju, a najmniejsza w części północno-wschodniej.



Rys.1.20. Schemat krajowej sieci przesyłowej w 2011 r.

Tab.1.6. Długość linii elektroenergetycznych (w przeliczeniu na 1 tor 2010r.).

	Ogółem [km]	Napowietrzne [km]	Kablowe [km]
Wysokie napięcia (NN+WN)	46 276	46 112	164
Średnie napięcia (SN)	303 739	234 741	68 998
Niskie napięcia (nN)	430 297	289 977	140 320
Razem:	780 312	570 830	209 482

Tab.1.7. Liczba odbiorców wg stanu na koniec 2010 r. [tys.].

	tys. os.
Odbiorcy na WN	0,3
Odbiorcy na SN	31
Odbiorcy na nN	16 456
w tym: gospodarstwa domowe i rolne	14 215

Tab.1.8. Liczba i moc transformatorów sieciowych.

	Liczba [szt.]	Moc [MV]
NN /(NN+WN)	185	42 302
WN/SN	2 553	49 700
SN/SN	1 215	5 280
SN/nN	247 479	44 135
Razem:	251 432	141 417

Majątkiem Krajowych Sieci Przesyłowych (KSP) zarządza PSE Operator S.A. KSP tworzą linie i stacje 400 i 220 kV prądu przemiennego oraz fragmentarycznie 450 kV prądu stałego.

Eksploatacją i zarządzaniem sieci dystrybucyjnej, na którą składają się linie i stacje 110 kV, SN i n/n, zajmują się operatorzy systemów dystrybucyjnych. Linie napowietrzne to około 32,5 tys. kilometrów długości, a kablowe - ok 100 tys. kilometrów. Transformatory 110/SN to ponad 2500 sztuk, a ich moc wynosi około 47 tys. MVA. Na rys. 1.21. przedstawiono mapę z podziałem terytorialnym operatorów sieci



Rys.1.21. Podział terytorialny operatorów sieci.

W Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) stosuje się następujące struktury podstawowe i konfiguracje³ sieci:

- sieci przesyłowe oraz sieci 110 kV – mają strukturę zamkniętą oraz zamkniętą konfigurację z rozcięciami roboczymi, wynikającymi z optymalnych warunków prowadzenia ruchu sieciowego (poza nielicznymi przypadkami sieci promieniowych),
- sieci miejskie SN – przeważnie mają struktury zamknięte, dwustronnie zasilane (pętlowe lub magistralne) oraz konfiguracje otwarte przez podział roboczy; zmiany konfiguracji następują poprzez przełączenie ręczne,
- sieci terenowe SN – mają strukturę otwartą typu drzewo; możliwe jest rezerwowanie linią główną (magistralą), poprzez zmianę miejsca podziału roboczego,
- sieci miejskie n/n – zazwyczaj mają strukturę zamkniętą oraz otwartą konfigurację, co umożliwia drugostronne zasilanie, ale tylko po przełączeniu ręcznym.

W konfiguracji otwartej pracują zarówno sieci otwarte jak i zamknięte, natomiast w konfiguracji zamkniętej tylko sieci zamknięte. Ze względu na wysoką niezawodność konfiguracji otwartej sieci o strukturach zamkniętych, stosuje się je w miejskich sieciach SN i n/n oraz sieciach przemysłowych.

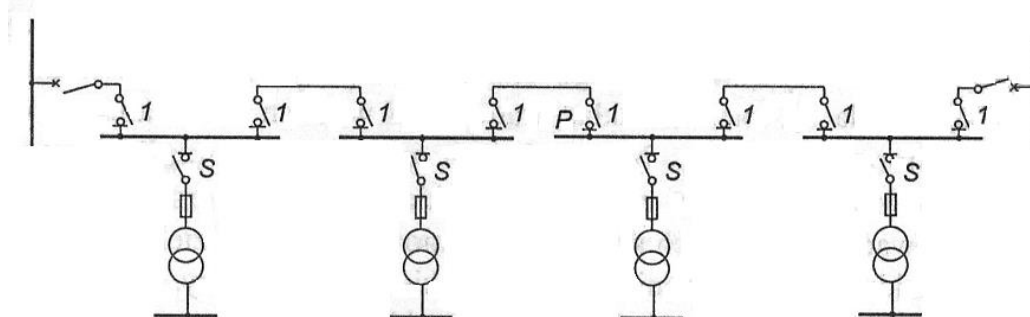
Miejskie sieci zasilają odbiory komunalno - bytowe oraz przemysłowe znajdujące się na terenie miast. Na strukturę tych sieci ma wpływ wielkość, rodzaj i gęstość rozmieszczenia odbiorców oraz struktura urbanistyczna rejonów miasta. Miejska sieć rozdzielcza SN zasilają transformatory SN/n/n zainstalowane w stacjach elektroenergetycznych komunalno-bytowych oraz mniejszych zakładach przemysłowych. Punktami zasilania sieci SN w mniejszych miastach są zazwyczaj stacje dwutransformatorowe 110kV/SN. Natomiast w większych miastach sieć SN zasilana jest Rozdzielni Sieciowych Miejskich, których sekcje szyn zasilane są liniami SN o dużych przekrojach prowadzonych z różnych stacji 110kV/SN. Rozwiązanie to stosowane jest głównie w centrach dużych miast, gdzie nie

³ **Konfiguracją sieci** nazywamy połączenia stałe lub okresowe, podstawowych struktur sieciowych. Struktury te dzielą się na otwarte i zamknięte. Struktury otwarte mogą być rezerwowane (uzyskane poprzez przyłączenia automatyczne lub ręczne) lub niezrezerwowane, oraz promieniowe lub magistralne. Struktura zamknięta umożliwia natomiast zasilanie każdego odbioru, co najmniej z dwóch niezależnych źródeł, bez przełączeń. Konfiguracje sieci dzielą się również na normalne, awaryjne i poawaryjne.

ma możliwości doprowadzenia linii 110kV i budowy stacji 110kV/SN lub rozwiązanie takie byłoby nieekonomiczne. W nowszych rozwiązaniach wykorzystywane są w roli rozdzielni sieciowych miejskich wewnętrzne stacje 110kV/SN z rozdzielnicami w izolacji SF₆. Stacje przy tym rozwiązaniu są zasilane poprzez linie kablowe 110kV w izolacji polietylenowej.

Miejskie sieci SN wykonane są za pomocą kabli, z wyjątkiem rejonów peryferyjnych, gdzie stosuje się sieci napowietrzne o cechach sieci terenowych. Przekroje przewodów roboczych kabli SN zależą od powierzchniowej gęstości obciążenia i mocy zwarciovych i wynoszą zazwyczaj 50, 70, 120 lub 240 mm² oraz rzadziej 95 i 150 mm². Odbiorami miejskich sieci SN są najczęściej stacje jednotransformatorowe SN/nn z transformatorami 250, 400 lub 630 kVA.

O wyborze układu sieci decydują zazwyczaj wysokie wymagania niezawodnościowe, a w dalszej kolejności uwarunkowania miejscowe. W związku z tym w miejskich sieciach SN wykorzystywane są struktury zamknięte o układzie pętlowym oraz dwumagistralnym. Układ zasilania musi zapewnić całkowitą rezerwę zasilania wszystkim transformatorom SN/nn. Układ pętlowy może być zasilany z jednego lub dwóch punktów, zatem z jednej lub dwóch stacji 110kV/SN albo z dwóch niezależnych sekcji w rozdzielni SN. Najczęściej wykorzystywany do zasilania osiedli mieszkaniowych jest układ pętlowy ze stacjami przelotowymi przedstawiony na rys. 1.22.

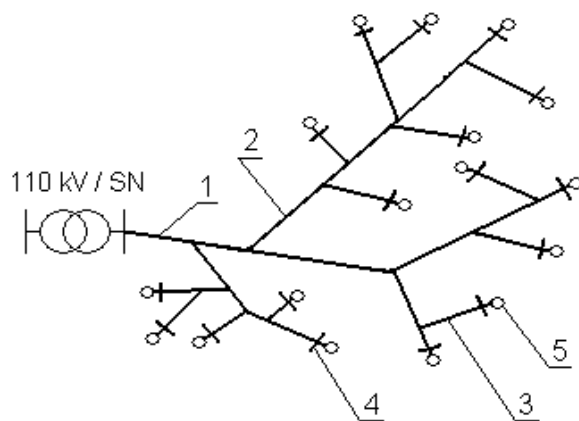


Rys. 1.22. Sieć pętlowa zasilająca przelotowe stacje SN/nn.

Gdzie: P – punkt podziału sieci, 1 – rozłącznik liniowy, S – rozłącznik transformatorowy

Sieci terenowe SN zasilają wiejskie sieci nn, jak również czasami sieci nn w małych miasteczkach. Niektórzy odbiorcy o szczytowych mocach od kilkudziesięciu do kilkuset kVA lub o poborze mocy od kilkuset kW do kilku MW, np.: w postaci dużych gospodarstw rolnych czy zakładów przetwórstwa mogą być bezpośrednio podłączeni do sieci terenowych SN. Sieci tego typu zasilane są ze stacji 110kV/SN znajdujących się w pobliżu miasteczek lub dużych terenowych zakładów przemysłowych. Zazwyczaj poszczególne wycinki sieci zasilane są z jednej stacji 110kV/SN i nie posiadają możliwości rezerwowania.

Terenowe sieci SN pracują w układach otwartych: promieniowych z rozgałęzieniami oraz magistralnych z rozgałęzieniami.



Rys. 1.2. Przykład sieci terenowej SN o układzie promieniowym rozgałęzionym.

Gdzie: 1 – linia magistralna, 2 – linia odgałęźna, 3 – linia odczepowa, 4 – odłącznik, 5 – stacja transformatorowa SN/nn,

1.5. Zużycie, straty oraz zapotrzebowanie na energię

W Polsce można zauważyć dość duże zużycie energii elektrycznej w stosunku do PKB. Wpływ na to ma nie do końca sprywatyzowana gospodarka, która nie jest efektywna pod względem energetycznym oraz starzejące się moce przesyłowe. Większość elektrowni usytuowane jest w południowej części Polski co wiąże się z przesyłem energii elektrycznej na duże odległości, a zarazem wiąże się z dość znacznymi stratami.

W minionych latach nastąpił wyraźny wzrost zużycia energii elektrycznej, zarówno przez przemysł jak i przez małe gospodarstwa domowe. Prognozowany na lata 2013 - 2030 wzrost zużycia na poziomie 3% rocznie, spowoduje dodatkowe trudności wynikające z konieczności wywiązywania się z umów międzynarodowych narzucających ograniczenie emisji substancji szkodliwych dla środowiska. Wzrost zużycia jest determinantem konieczności budowy nowych bloków wytwórczych na różne paliwa.

Tab.1.8. Zużycie energii elektrycznej w latach 1999-2011 [GWh].

Lata	Zużycie energii elektrycznej na 1 mieszkańca (kWh/1 mieszk.)
	Polska
1999	3 263,0
2000	3 595,8
2001	3 260,6
2002	3 209,4
2003	3 325,7
2004	3 416,9
2005	3 438,1
2006	3 586,5
2007	3 662,1
2008	3 768,1
2009	3 589,4
2010	3 680,9
2011	3 724,8

Przesył energii na znaczne odległości wiąże się ze stratami. Moc czynną przesyłaną linią energetyczną można obliczyć ze wzoru:

$$P = 3 \cdot U \cdot I \cdot \cos\varphi \quad (1.5)$$

gdzie: U – napięcie międzyprzewodowe [kV], I – natężenie prądu w przewodach [A], $\cos\varphi$ – współczynnik mocy, charakteryzujący przesył mocy biernej.

Zaś straty mocy czynnej przy przesyśle możemy określić za pomocą wzoru:

$$\Delta P = 3 \cdot R \cdot I^2 \cdot 1000 = R \cdot \frac{S^2}{U^2} \cdot 10^{-2} \quad (1.6)$$

gdzie: $S = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2}$ – rezystancja jednego przewodu linii [Ω], S – wartość mocy pozornej [kVA], P – moc czynna [kW], Q – moc bierna [kVar].

Jak możemy zauważyć straty mocy podczas przesyłu można znacznie zmniejszyć poprzez zwiększenie napięcia elektroenergetycznych linii przesyłowych. Dlatego im dłuższa droga dostarczenia energii, tym wyższa wartość stosowanych napięć.

2. Energia elektryczna ze źródeł odnawialnych w Polsce trochę inaczej

Poza tradycyjnymi czyli konwencjonalnymi źródłami energii elektrycznej, Polska pozyskuje energię z alternatywnych źródeł, takich jak: energia słoneczna, energia wiatrowa, energia geotermalna, energia wodna oraz energia biomasy. Alternatywne formy energii są "ekologiczne" dla otoczenia i środowiska, gdyż czerpią moc z naturalnych odnawialnych zasobów Ziemi, trzeba tylko odpowiednio je eksploatować.

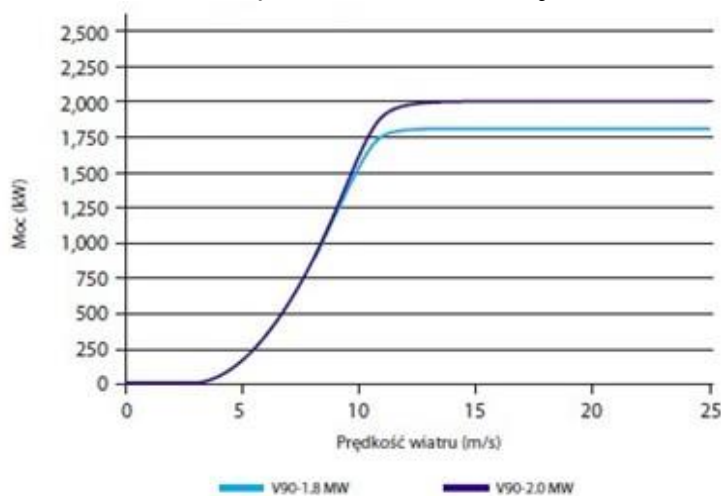
Tabela 2.1 Moc zainstalowana w OZE w latach 2005 – 2011 (bez technologii współspalania). Stan koniec 2012r.

Rodzaj OZE	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
	Moc (MW)							
Elektrownie na biogaz	32,00	36,80	45,70	54,61	71,62	82,88	95,71	124,01
Elektrownie na biomasę	189,80	238,80	255,40	232,00	252,49	356,19	309,68	559,26
Elektrownie wodne	922,00	931,00	934,80	940,57	945,20	937,04	937,04	958,16
Elektrownie wiatrowe	83,30	152,00	287,90	451,00	724,68	1180,27	1489,72	2341,31
Łącznie	1227,10	1358,60	1523,80	1678,18	1993,99	2556,42	2884,23	3982,74

15 grudnia 2000 wydane zostało Rozporządzenie Ministra Gospodarki dotyczące obowiązku zakupu energii elektrycznej z OZE, niekonwencjonalnych. Rozporządzenie to zobowiązywało ówczesne zakłady energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną do zakupu energii ze źródeł takich jak: elektrowni wodnych, elektrowni wiatrowych, biogazu, biomasy, biopaliw, słonecznych ogniw fotowoltaicznych, słonecznych kolektorów do produkcji ciepła, ciepła geotermalnego.

Zmiany w prawodawstwie i konieczność dostosowania się Polski do wymagań Komisji Europejskiej w zakresie produkcji energii ze źródeł odnawialnych (w 2013r. 12%), a także w związku z dostosowaniem polskiego prawa do wymogów unijnych od 2005 roku zauważalny jest wyraźny wzrost zainteresowania inwestorów budową i eksploatacją odnawialnych źródeł energii a w szczególności elektrowni wiatrowych gdyż z ich potencjału można uzyskać największe profity finansowe. Momentem przełomowym było wprowadzenie do ustawy „Prawo Energetyczne” zapisów obligujących spółki dystrybucyjne do odkupywania wyprodukowanej energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych po zdecydowanie korzystniejszej cenie niż od producentów konwencjonalnych. Tak więc, zielone certyfikaty stały się kołem zamachowym rozwoju niestety drogiej energetyki wiatrowej w Polsce.

Aby móc pozyskiwać energię wiatrową potrzebne są odpowiednie warunki klimatycznych. Głównym warunkiem pozyskania tej formy energii jest stała siła wiatru w ciągu roku. Najkorzystniejsze rejony spełniające powyższy wymóg to obszary znajdujące się nad morzem i na pojezierzach oraz lokalnie w górach. Energia wiatrowa jest wytwarzana zarówno na potrzeby indywidualne np. gospodarstwa domowe, jak również dla dużych odbiorców jak przemysł. Na chwilę obecną moc instalacji wiatrowych w Polsce zbliża się do 3000 MW (W maju 2013 r. 2744 MW).



Rys 2.1. Charakterystyka mocy elektrowni wiatrowej Vestas V90.

Niestety, znaczny wzrost mocy zainstalowanej nie przekłada się na tak dobry wynik w zakresie produkcji energii. Ma to związek z warunkami wietrznymi panującymi w naszym kraju. Turbina

wiatrowa swoją znamionową moc osiąga średnio przy prędkości wiatru 12 m/s, gdy tymczasem średni poziom wiatru w Polsce w zależności od regionu wynosi 5 - 7 m/s. Odnosząc to do krzywej mocy przykładowej elektrowni wiatrowej przedstawionej na rys. 2.1., generacja energii wynosi niecałe 30% mocy zainstalowanej. Współczynnik ten może wzrosnąć w miarę pojawiania się nowych turbin przystosowanych do pracy przy niezbyt silnym wietrze.

Poniżej przedstawiono tabelę uwzględniającą sprawność poszczególnych jednostek produkujących energię elektryczną z OZE.

Tabela 2.2 Średnia efektywność poszczególnych rodzajów elektrowni na paliwa pochodzące z OZE.

Rodzaj OZE	Efektywność
	[%]
Elektrownie na biogaz	43,5
Elektrownie na biomasę	22
Elektrownie wiatrowe	23,4
Elektrownie wodne	33

Kolejną formą „czystej” energii jest energia słoneczna. Jej produkcja wymaga zastosowania kolektorów słonecznych, które gromadzą promienie słoneczne. Takie baterie są stosowane głównie w gospodarstwach domowych do celów podgrzewania wody użytkowej. Po wstąpieniu Polski do Unii Europejskiej na kolektory słoneczne można uzyskać dotację w wysokości ok. 40 % wartości (gospodarstwa domowe), co było związane z prowadzonymi działaniami krajów wspólnoty na rzecz poprawy stanu ekologicznego Ziemi. Taka forma pozyskiwania energii w żaden sposób nie ingeruje w naturalne ekosystemy przyrodnicze. Pozostałe formy pozyskiwania energii, które nie odgrywają większej roli to energia geotermalna (systemy grzewcze wykorzystujące ciepło wód termalnych, budowane na przykład na Podhalu), energia biomasy (oparta na spalaniu naturalnych roślin, zazwyczaj rzepaku, słomy czy wierzby).

Mając na względzie współczynnik wykorzystania najszybciej rozwijającej się grupy OZE tj. turbin wiatrowych na poziomie ok. 20 %, można stwierdzić, że są to źródła bardzo mało efektywne. Dodając do tego bardzo wysoki koszt związany z realizacją budowy, koszt zabezpieczenia terenu pod farmę wiatrową, znaczny wpływ inwestycji na środowisko, a przede wszystkim brak pewności pracy w systemie elektroenergetycznym, warto się zastanowić dlaczego to właśnie ten rodzaj odnawialnych źródeł energii zdominował polski krajobraz.

Przykładowa farma wiatrowa składająca się z 10 pojedynczych elektrowni o mocy 2,5 MW zajmuje powierzchniowo ok 300 ha powierzchni. Tak zdefiniowane źródło wytwórcze nie daje zdecydowanie większych efektów związanych z produkcją energii niż jedna elektrownia wodna o mocy ok. 5 MW. Niestety, dynamiczne i skutecznie działające lobby zachodnich producentów turbin wiatrowych wywarło istotny wpływ na polski system elektroenergetyczny, do którego włączane są coraz większe liczby niestabilnych produkcyjnie farm wiatrowych. Brak możliwości wyrażenia opinii w zakresie planowania lokalizacji farm wiatrowych przez polskich elektroenergetyków, czy nawet wydawania decyzji o celowości ich budowy powoduje skutki, jakie obserwujemy obecnie tj. brak w bliskich odległościach od farm wiatrowych stabilnych źródeł wytwórczych takich, jak np. elektrownia gazowa mogąca w bardzo elastyczny sposób kompensować produkcję energii w czasie bezwietrznym. W przypadku braku takich stabilizujących bloków energetycznych niezbędnym staje się posiłkowanie się energią ze źródeł zagranicznych. Narzucone Polsce zobowiązania związane z wytwarzaniem energii elektrycznej z OZE na poziomie 15%, a całej UE na poziomie 20% do roku 2020 daje oręż firmom produkującym turbiny wiatrowe, w większości z Europy Zachodniej, do lokalizowania swoich produktów w polskich gminach, nie bacząc często na sens przeprowadzania takich inwestycji w konkretnych lokalizacjach. Niesie to za sobą wiele konfliktów społecznych.

Należy również zwrócić uwagę, że energia elektryczna pochodząca z OZE jest ponad dwa razy droższa od energii produkowanej ze źródeł konwencjonalnych, gdyż oprócz tzw. czarnej energii

producent otrzymuje wynagrodzenie z tytułu produkcji z odnawialnego źródła w postaci zielonego certyfikatu, za który docelowo płaci ostateczny odbiorca w wystawionym rachunku.

Polityka związana z ograniczeniem wysokoemisyjnych źródeł wytwórczych została zainicjowana protokołem z Kioto, który wszedł w życie w grudniu 2005 roku. Jego celem jest poprawienie klimatu i przeciwdziałaniu globalnemu ociepleniu. Należy mieć jednak świadomość, że protokołu nie podpisały dwa największe kraje, tj. USA i Chiny, wytwarzające ponad 45 % wszystkich emisji świata.

Na podstawie wyżej przytoczonych argumentów można dojść do przekonania, że szeroko pojęta światowa gospodarka związana z OZE podporządkowana jest interesom kilku globalnych producentów, za którego produkty płacimy wszyscy.

Nie zmienia to faktu, że istnieją pozytywne skutki z uczestnictwa w polityce ograniczającej wysokoemisyjne źródła energii. Gałąź gospodarki do której zaliczyć można OZE to bardzo dużo nowych miejsc pracy powstałych od 2005 roku, to zainicjowane na szeroką skalę badania środowiskowe potwierdzające lub wykluczające lokalizację farm wiatrowych, to zwrócenie uwagi polskim gminom na politykę w zakresie ładu przestrzennego, zrównoważonego rozwoju i wiele innych aspektów.

3. Planowany rozwój krajowego systemu elektroenergetycznego w świetle założeń resortowych

Na dzień dzisiejszy sektor energetyczny polski stoi przed dużym wyzwaniem. Rosnący w dużym tempie popyt musi być zaspokojony, podczas gdy większość aktywów służących do scentralizowanej produkcji ciepła i energii elektrycznej wymaga modernizacji. Jednocześnie wprowadzane są nowe przepisy globalne oraz unijne, mające na celu ograniczenie zmian klimatu i zabezpieczenie dostaw energii. W związku z powyższym Unia Europejska dąży w zakresie polityki energetycznej do większego wykorzystywania odnawialnych źródeł energii co ma spowodować do roku 2020 spadek CO₂ o 20%.

Polska jako członek Unii Europejskiej jest zobowiązana na mocy art. 9 Konstytucji, do przestrzegania obowiązującego ją prawa międzynarodowego. Podstawowym aktem prawnym Unii Europejskiej odnoszącym się do energetyki jest Europejska Karta Energetyczna (Haga 17 grudnia 1991 r.). Sygnatariuszami owego dokumentu jest 46 państw w tym również Polska.

Europejska Karta Energetyczna jest aktem prawnym o charakterze deklaracji polityczno – gospodarczej. Zgodnie z art. 2 Karty jej celem jest:

„ustanowienie ram prawnych dla rozwijania długofalowej współpracy w dziedzinie energii, opartej na wzajemnych korzyściach i uzupełnianiu się, zgodnie z celami i zasadami karty”.

Europejska Karta Energetyczna dokonuje regulacji między innymi w takich kwestiach jak : w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej, w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii, w sprawie krajowych poziomów emisji dla niektórych rodzajów zanieczyszczenia powietrza, w celu ograniczenia emisji dwutlenku węgla poprzez poprawienie wydajności energetycznej.

Polska czynnie jest zaangażowana w tworzenie europejskiej polityki energetycznej. Również dokonuje przekształceń jej głównych celów w specyficznych warunkach krajowych, biorąc pod uwagę posiadane zasoby energetyczne oraz uwarunkowania technologiczne wytwarzania i przesyłu energii. W związku z powyższym, podstawowymi kierunkami polskiej polityki energetycznej jest: wzrost bezpieczeństwa dostaw surowców energetycznych, zróżnicowanie struktury wytwarzania energii elektrycznej poprzez wprowadzenie energetyki jądrowej, poprawa efektywności energetycznej, rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym biopaliw, rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii, ograniczenie emisji CO₂, a tym samym ograniczyć oddziaływania energetyki na środowisko.

3.1. Wytwarzanie energii elektrycznej

Najważniejszym celem jaki stawia sobie Polityka Energetyczna Polski to zapewnienie bezawaryjnej pracy źródeł wytwórczych oraz ciągłe pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną przy maksymalnym wykorzystaniu istniejących krajowych zasobów. Ważnym punktem tej polityki są również technologie, które będą przyjazne środowisku.

Do najważniejszych założeń należą:

- a. budowa nowych mocy wytwórczych przy wykorzystaniu dostępnych źródeł energii,
- b. budowa interwencyjnych źródeł wytwarzania energii elektrycznej,

- c. rozbudowa oraz modernizacja krajowego systemu przesyłowego,
- d. stworzenie oraz zamknięcie pierścienia 400kV wokół głównych miast Polski,
- e. rozwój połączeń transgranicznych, pozwalający na wymianę energii elektrycznej do roku 2015 co najmniej 15%, do roku 2020 20%, zaś do roku 2030 25%,
- f. rozbudowa sieci dystrybucyjnych, pozwalająca na rozwój energetyki rozproszonej wykorzystującej lokalne źródła energii,
- g. modernizacja sieci dystrybucyjnych w celu obniżenia do roku 2030 poziomu awaryjności,
- h. stworzenie warunków pozwalających na rozwój mikrokogeneracji.

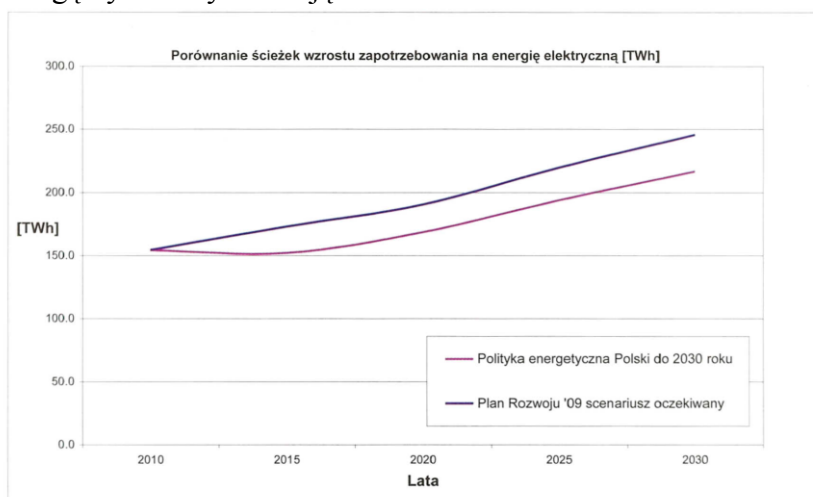
Do realizacji powyższych celów zostaną podjęte działania obejmujące:

- nałożenie na operatorów sieciowych obowiązku opracowania planów rozwoju sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, ze szczególnym wskazaniem preferowanych lokalizacji nowych mocy wytwórczych oraz kosztów ich przyłączenia. Plany rozwoju sieci i lokalizacji mocy wytwórczych będą publikowane i uaktualniane nie rzadziej niż raz na rok,
- działania legislacyjne, mające na celu likwidację nieuzasadnionych barier inwestycyjnych, w szczególności w zakresie inwestycji liniowych,
- wprowadzenie przez operatora sieci przesyłowej wieloletnich kontraktów na regulacyjne usługi systemowe, obejmujące utrzymywanie interwencyjnych rezerw 14 uruchamianych na polecenie operatora oraz przygotowanie do pracy w warunkach kryzysowych (black-out),
- ogłoszenie przez operatora systemu przesyłowego przetargów na moce interwencyjne niezbędne do zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego,
- odtworzenie i wzmocnienie istniejących oraz budowa nowych linii elektroenergetycznych, w szczególności umożliwiających wymianę transgraniczną energii z krajami sąsiednimi,
- ustalenie metodologii wyznaczania wysokości zwrotu z zainwestowanego kapitału, jako elementu kosztu uzasadnionego w taryfach przesyłowych i dystrybucyjnych dla inwestycji w infrastrukturę sieciową,
- wprowadzenie systemu wydawania warunków przyłączenia na okres nie dłuższy niż dwa lata, z koniecznością uiszczenia kaucji w wysokości nie mniejszej od 10% kosztów przyłączenia i rozbudowy sieci niezbędnej do przyłączenia nowej mocy,
- analizę możliwości wykorzystania w Polsce nowych technologii wytwarzania energii elektrycznej, biorąc pod uwagę koszty tych technologii, możliwości ich komercyjnego zastosowania przed rokiem 2030, miejsca przyłączenia nowych obiektów do systemu elektroenergetycznego oraz związane z tym ewentualne koszty rozbudowy sieci i wpływ na bilans energetyczny,
- wprowadzenie zmian do prawa energetycznego w zakresie zdefiniowania odpowiedzialności organów samorządowych za przygotowanie lokalnych założeń i planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe,
- wprowadzenie elementu jakościowego do taryf przesyłowych i dystrybucyjnych przysługującego operatorom sieciowym za obniżenie wskaźników awaryjności i utrzymywanie ich na poziomach określonych przez Prezesa URE dla danego typu sieci.

Sektor energetyczny, a w szczególności krajowa produkcja energii elektrycznej obecnie pokrywa zapotrzebowanie na energię elektryczną. Tendencja ta jednak w niedługim czasie może się zmienić z powodu sędziwych i wyeksploatowanych zespołów oraz bloków energetycznych, które muszą być stopniowo wyłączane. Zmusza to poszczególne grupy energetyczne zarządzające elektrowniami do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego poprzez modernizację, rozbudowę oraz budowę nowych elektrowni konwencjonalnych, elektrowni opartych na odnawialnych źródłach energii, a także elektrowni jądrowych.

Na podstawie długoterminowych założeń „Polityki energetycznej Polski” tendencja zapotrzebowania na energię elektryczną będzie systematycznie rosła, by w roku 2030 zużycie wzrosło z obecnego, czyli 158 TWh do poziomu ok. 217 TWh rys. (3.1). W przypadku zbyt opieszałego procesu odnawiania mocy zainstalowanej przewiduje się iż, utrzymanie niewielkiej nadwyżki mocy osiągalnej nad wielkością mocy szczytowej z 20 % uwzględnieniem marginesu mocy będzie niezwykle trudnym zadaniem co oznacza, że w tym okresie mogą wystąpić problemy ze zbilansowaniem KSE. Uwzględniając margines mocy (20 %) osiągalnej, należy założyć, że do roku 2023 konieczne będzie

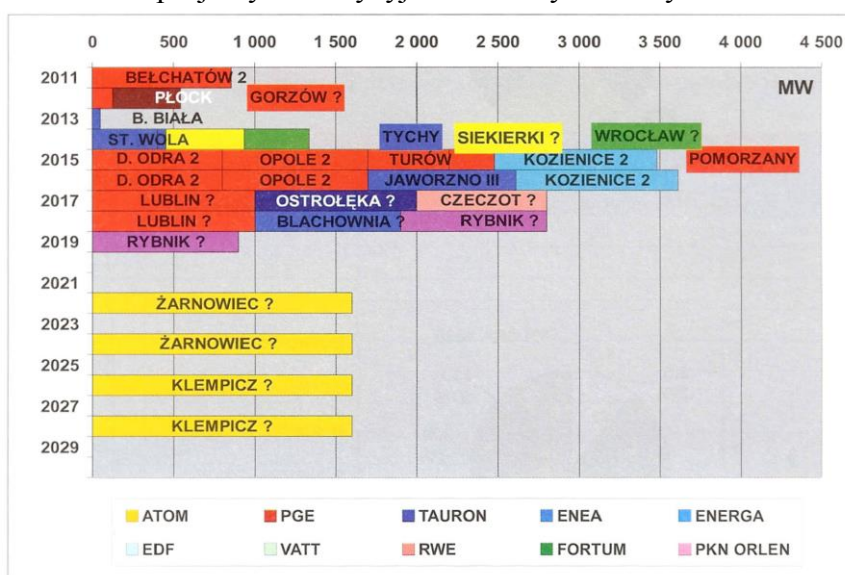
importowanie mocy dla zbilansowania KSE. Jednak zakładając import od roku 2025 na poziomie 5500 MW wielkości mocy mogą być niewystarczające.



Rys.3.1. Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce do 2030.

Z powyższych założeń widzimy, że jest główny operator sieci elektroenergetycznych PSE Operator S.A. ma w założeniu rozbudowę połączeń transgranicznych, które stanowiąc będą zabezpieczenie mocy w KSE. Według założeń rozbudowa połączeń powinna do 2020 roku umożliwić wzrost przesyłu o ok. 2200 MW, a docelowo do ok. 5500 MW. Jednak żeby sprostać założeniom zapotrzebowania na energię elektryczną w dalszym ciągu głównymi jej dostawcami będą elektrownie krajowe.

Planowane i rozważane projekty inwestycyjne źródeł systemowych:



Rys.3.2. Program inwestycyjny w źródła systemowe do 2030 roku.

Tab.3.1. Nowe moce w istniejących lokalizacjach [MW].

Nowe moce w istniejących lokalizacjach	2015 [MW]	2020 [MW]	2025 [MW]
Bełchatów	858	Brak infor.	Brak infor.
Stalowa Wola	422	Brak infor.	Brak infor.
Skawina	420	Brak infor.	Brak infor.
Siekierki		480	Brak infor.
Opole		1800	Brak infor.
Jaworzno III		910	Brak infor.
Kozienice		1000	Brak infor.
Ostrołęka		1000	Brak infor.
Pomorzany		244	Brak infor.

Turów		480	Brak infor.
Rybnik		950	Brak infor.
Wrotków EC		370	Brak infor.
Razem	1700	7234	

Tab.3.2. Nowe moce w nowych lokalizacjach [MW].

Nowe moce w nowych lokalizacjach	2015	2020	2025
Włocławek	500	500	500
Wrotków El.		800	1600
Puławy		830	1660
SE Pelpin		2000	2000
Wybrzeże		900	900
Płock			912
Grudziądz			874
Razem	500	5030	8446

Do największych i najważniejszych obecnie projektów Polskiej Grupy Energetycznej należą:

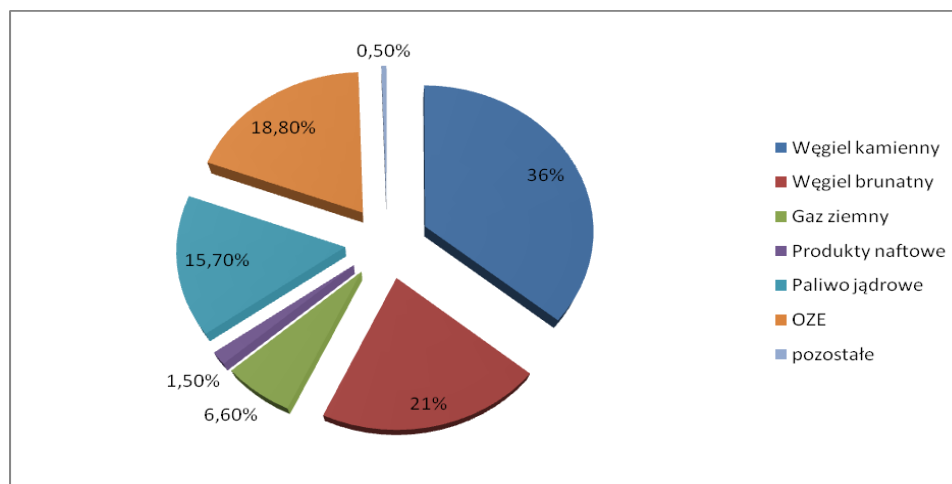
- budowa nowych bloków węglowych w Elektrowni Bełchatów,
- budowa nowych bloków opartych na węglu w Elektrowni Turów, Elektrowni Opole. Wybudowanie do roku 2025 Elektrowni Lublin, oraz budowa 2 bloków gazowo-parowych w Elektrowni Dolna Odra, 3 bloków kogeneracyjnych gazowo-parowych w Elektrociepłowni Pomorzany, Bydgoszcz, Gorzów oraz budowa bloku kogeneracyjnego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w oparciu o oleje roślinne w Elektrowni Rzeszów,
- przebudowa 2 bloków do wyłącznego spalania biomasy w Elektrowni Dolna Odra, budowy instalacji do spalania biomasy w ZEC Bydgoszcz oraz budowy kotła parowego wytwarzającego energię z biomasy w Elektrowni Szczecin,
- budowy farm wiatrowych o mocy wytwórczej 2000 MW,
- budowa bloków jądrowych o łącznej mocy 6000MW.

Drugą co do wielkości grupą energetyczną w Polsce jest Tauron Polska Energia S.A. Jest to grupa która w 2010 r. zadebiutowała na Giełdzie Papierów Wartościowych. Większość aktywów wytwórczych grupy Tauron pochodzi z lat sześćdziesiątych i siedemdziesiątych ubiegłej dekady. W związku z czym grupa prowadzi program modernizacji swoich urządzeń. Nakłady jakie poniesione były w roku 2009 wyniosły 302 mln zł. W chwili obecnej trwa rozbudowa mocy w energetyce wiatrowej. W wyniku naniesionych nakładów na inwestycje do 2020 roku powstaną farmy wiatrowe o łącznej mocy 440 MW. Również w istniejących elektrowniach i elektrociepłowniach planowane są modernizacje i rozbudowy. Od roku 2012 planowane są inwestycje o łącznej mocy 3000 MW, a do roku 2020 rozpoczęcie nowych inwestycji rzędu 2000 MW. Grupa Tauron w raz z Polskim Górnictwem Naftowym i Gazownictwem planują także inwestycje w nowe bloki oparte na gazie ziemnym o mocy 400 MW na terenie Elektrowni Stalowa Wola. Planowana jest również inwestycja z KGHM Polska Miedź S.A. polegająca na budowie bloku o mocy 850 – 910 MW..

Grupa ENEA S.A. to kolejna grupa energetyczna w Polsce która posiada moce wytwórcze w takich elektrowniach jak Elektrownia Kozienice. Do roku 2016 planowane jest wybudowanie nowego bloku na węgiel kamienny o mocy 1000 MW, a w dalszej przyszłości następnego bloku o tej samej mocy. Jednocześnie planowana jest modernizacja istniejących bloków o mocy 200 i 500 MW. Planowane są również inwestycje w źródła odnawialne czyli w energię wiatrową osiągając do 2020 roku moc 250 – 350 MW oraz inwestycje w moce biogazowe rzędu 40 – 60 MW do roku 2020. [8].

Wracając do wytwórców energii elektrycznej trzeba zauważyć, że największymi jej wytwórcami są elektrownie konwencjonalne, które w perspektywie roku 2030 szacunkowo pokryją ponad 50 % zapotrzebowania. Elektrownie te jednak są dość mocno wyeksploatowane co wiąże się z ich modernizacją głównie dotyczącą wydłużenia czasu ich eksploatacji oraz zabudową instalacji do ochrony powietrza w celu dostosowania emisji zanieczyszczeń do standardów i wymogów określonych w rozporządzeniu Ministra Środowiska. Nie wszystkie jednak bloki energetyczne mogą zostać poddane

modernizacji co wiąże się z ich wycofaniem. W tabeli (3.3.) przedstawiono planowane oraz prognozowane wycofania mocy wytwórczych w elektrowniach konwencjonalnych w poszczególnych latach.



Rys.3.3. Produkcja energii elektrycznej (netto) w podziale na paliwa w 2030 roku

Tab.3.3. Planowane oraz prognozowane wycofania mocy wytwórczych w elektrowniach konwencjonalnych [MW].

LATA	2011 - 2015	2016 - 2020	2021 - 2025	2026 - 2030
Ogółem				
wycofania	2898 [MW]	4125 [MW]	2805 [MW]	4527 [MW]
modernizacja	4204 [MW]	-	-	-
Węgiel kamienny				
wycofania	1825 [MW]	2785 [MW]	2805 [MW]	4527 [MW]
modernizacja	444 [MW]	-	-	-
Węgiel brunatny				
wycofania	1073 [MW]	1340 [MW]	-	-
modernizacja	3760 [MW]	-	-	-

Patrząc z perspektywy ochrony środowiska wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł konwencjonalnych wiąże się ze znaczną emisją CO₂. Niestety w przypadku Polski od 2012 roku przydział bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂ będzie niewystarczający (decyzja Komisji Europejskiej z dnia 26 marca 2007r., rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 1 lipca 2008 r.) Po tym okresie przewidziano kupno brakujących uprawnień na rynku ETS, co niestety przyczyni się do znacznego wzrostu cen energii.

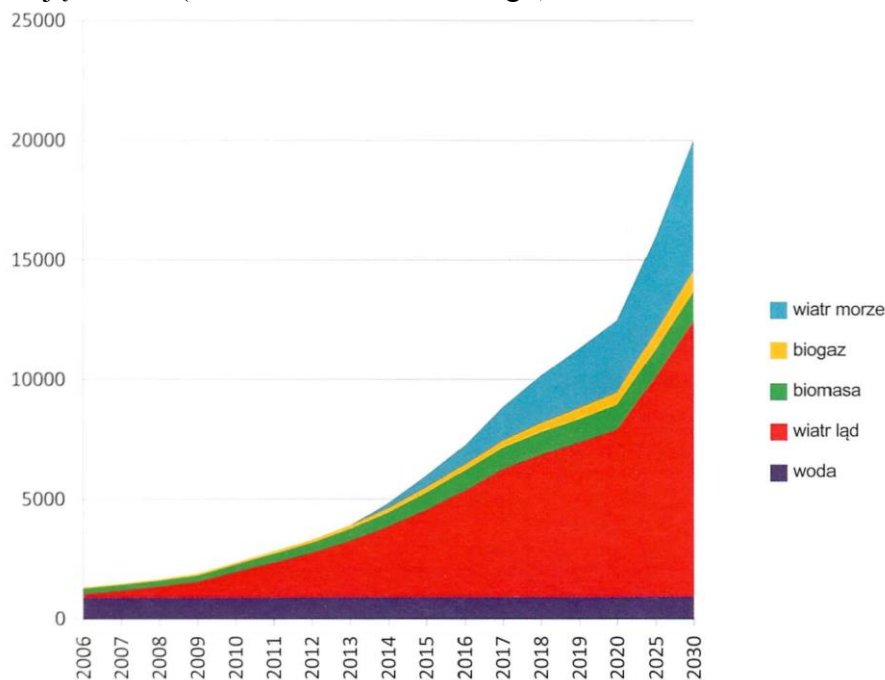
Po roku 2013 zgodnie z założeniami pakietu klimatyczno-energetycznego postanowiono, że w źródłach energii już istniejących jak i w fazie rozpoczętej budowy przed 2008 r. wystąpi stopniowo zwiększający się obowiązek zakupu uprawnień do emisji CO₂ na aukcjach od poziomu 30 % w 2013 r. do 100 % w 2020 r., w nowych konwencjonalnych źródłach energii wystąpi obowiązek zakupu uprawnień na 100 % emisji CO₂.

Nowe źródła energii zobowiązane będą do zakupu uprawnień na 100% emisji CO₂. Po roku 2012 zakup uprawnień do emisji CO₂ na aukcjach w przybliżeniu kosztować będą ok. 60 Euro za Mg CO₂.

Tab.3.4. Emisje gazów CO₂ – źródło danych z 2006 (Agencja Rynku Energii S.A.).

Emisja CO ₂ [min ton]	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Kraj	331,9	299,1	295,7	280,3	294,7	303,9
Dynamika (2006 =100)	100,0	90,1	89,1	84,5	88,8	91,6
Przemysł energetyczny	188,5	170,3	167,7	148,7	154,1	157,2
Energetyka zawodowa	151,0	131,7	130,1	110,6	114,2	115,7
Elektrociepłownie	13,1	13,7	13,7	12,9	13,9	14,8

Tak jak widać z powyższych założeń emisyjnych oraz nacisku Unii Europejskiej Polskie grupy energetyczne inwestują w OZE (Odnawialne Źródła Energii).



Rys.3.4.Zmiany struktury mocy zainstalowanej w OZE w latach 2008 – 2030 [MW].

Obecnie dzięki "dotacjom" w postaci zielonych certyfikatów głównie rozwijana jest produkcja energii elektrycznej z wiatru (OZE). Moc zainstalowana w Polsce w elektrowniach wiatrowych osiąga poziom 3000 MW i ciągle się rozwija. Jednak w najbliższych latach trudno się spodziewać większych mocy zainstalowanej niż 7500 MW. Przyczyną takiego stanu są realne możliwości oddawania nowych mocy w kolejnych latach. Jeśli weźmiemy pod uwagę energię wiatrową wytwarzaną na lądzie to w najbliższych 10 latach, aby uzyskać poziom produkcji 10 GW, rocznie musi być oddawana do użytku moc ok. 1000 MW. Czynniki, które ograniczają rozwój są dość długie procedury przygotowawcze danej inwestycji, zwłaszcza przyłączenia do sieci i decyzje lokacyjne i środowiskowe. Jednak patrząc realistycznie na możliwości rozwojowe można przypuszczać, że rocznie do użytku oddawana będzie moc nie większa niż 900 MW w latach 2013 – 2017.

W chwili obecnej najbardziej niedocenianą energią wiatrową w Polsce jest energia wiatru pochodząca z morza. Powodem tego są aspekty techniczne oraz niedostosowane prawo morskie. W ostatnim czasie były prowadzone intensywne prace PGE nad zmianą tej sytuacji. Przychylność rządu również daje nadzieję, że w perspektywie 10 lat zostaną zbudowane na polskich wodach farmy wiatrowe o mocy nawet 3 GW. Przewiduje się, że pierwsze terminy realizacji powyższych założeń nastąpią w roku 2014 (ok. 2 – 3 GW). Oddanie do eksploatacji zakładane jest na rok 2020, a następne 2500 MW w kolejnych 10 latach.

Do OZE należy energia z wody, jednak w założeniach długo terminowych nie ma uwzględnionej żadnej dużej inwestycji związanej z budową dużej elektrowni wodnej. Przewiduje się budowę jedynie małych elektrowni o mocy do 0.5 MW oraz średnich do mocy 2 MW. Perspektywa rozwoju energii elektrycznej z wody do roku 2020 przewiduje przyrost mocy na poziomie 10 MW, zaś 20 MW do roku 2030.

Podsumowując powyższe założenia i uwarunkowania rozwoju energetyki z odnawialnych źródeł energii można przyjąć, że rozkład mocy w poszczególnych technologiach w roku 2020 oraz z perspektywą założeń na rok 2030 będzie na poziomie opisanym w tabeli (3.5.).

Tab.3.5. Planowany wzrost mocy poszczególnych technologii w latach 2020 i 2030.

OZE	Rok 2020 [MW]	Rok 2030 [MW]
Wiatr z lądu	7500	11500
Wiatr z morza	3000	2500
Woda	950	970
Biomasa	800	1250
Biogaz	450	850
Suma	12700	17070

Jednak, żeby zapewnić Polsce bezpieczeństwo energetyczne w przyszłości planowana jest budowa elektrowni jądrowych. Energetyka jądrowa (atomowa) jest szansą na zapotrzebowanie rosnącego popytu na surowiec jakim jest energia elektryczna, a zarazem na spełnienie wymogów Unii Europejskiej pod względem emisji CO₂. Energia jądrowa jest bowiem wolna od takich substancji takich jak pyły, tlenki siarki czy wspomniane CO₂. Atom stał się bardzo ważnym kierunkiem działań rządu. Z tego powodu „Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku” przewiduje w najbliższej przyszłości budowę trzech elektrowni jądrowych.

W 2009 roku Polski Rząd powierzył PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. realizację programu jądrowego w zakresie budowy pierwszych dwóch elektrowni jądrowych w Polsce o łącznej mocy ok 6000 MW. W tym celu w grudniu 2009 roku powstała spółka PGE Energia Jądrowa S.A., która zarządza segmentem Energetyki jądrowej w Grupie Kapitałowej PGE, realizując strategiczne działania związane z przygotowaniem projektu budowy elektrowni jądrowych. Najważniejszymi założeniami projektu jest:

- opracowanie i akceptacja przez Rząd programu rozwoju energetyki jądrowej,
- odpowiednie dostosowanie przepisów niezbędnych dla rozwoju energetyki jądrowej,
- ustalenie lokalizacji oraz podpisanie umów na budowę pierwszej elektrowni atomowej,
- wybór biura projektowego oraz wykonanie projektu i uzyskanie odpowiednich prawnych uzgodnień,
- pozwolenie na budowę oraz budowa pierwszego bloku,
- budowa kolejnych bloków energetycznych elektrowni jądrowych.

Zgodnie z założeniami pierwszy blok powinien zostać uruchomiony i przyłączony do sieci do roku 2020 (Na dzień dzisiejszy termin niemożliwy do spełnienia).

Prace nad lokalizacją EJ rozpoczęły się już w ubiegłym stuleciu (1962 r.) i były kontynuowane przez kolejne lata. Ówczesne władze za najkorzystniejszą lokalizację wybrały miejsce nad jeziorem żarnowieckim na terenie wsi Kartoszyno gdzie rozpoczęto w 1982 r. budowę pierwszej polskiej elektrowni jądrowej. Jednak przemiany ustrojowe i decyzje polityczne spowodowały iż, dokończenie inwestycji zostało zaniechane (1990 r.). Jednak tamta lokalizacja w dalszym ciągu jest uważana za jedną z najodpowiedniejszych jakie są brane pod uwagę. Do niedawna na liście przyszłych elektrowni znajdowało się 28 lokalizacji umiejscowionych na terenie całej Polski. W chwili obecnej PGE Energia Jądrowa S.A. zawęziła lokalizacje na budowę pierwszej elektrowni atomowej do trzech miejsc: Choczewo, Gąski, Żarnowiec.

Tak jak już wspomniano pierwsze dwie elektrownie jakie mają powstać mają mieć moc po ok. 3000 MW każda. Kolejna elektrownia jaka jest planowana w założeniach długoterminowych powinna dysponować mocą ok. 1600 MW. Łączną moc wszystkich trzech elektrowni wyniesie ok. 7600 MW co będzie stanowiło 15 % zapotrzebowania krajowego na moc w roku 2030.

Musimy jednak również wspomnieć o kosztach jakie będzie trzeba ponieść na budowę powyższych elektrowni atomowych. Szacuje się, że koszt 1 GW wyniesie od 2,5 do 4 mld euro bazując na kwotach kontraktów zawartych w ostatnich 2 – 3 latach w porównywalnych inwestycjach. Jednak koszt produkcji energii elektrycznej z elektrowni jądrowej jest znacząco niższy niż koszt energii produkowanej z innych źródeł. Różnica ta może wynieść nawet kilkadziesiąt procent. Według danych OECD średnie koszty wytwarzanej energii elektrycznej bez uwzględnienia kosztów uprawnień lub ograniczenia emisji CO₂ wynoszą dla elektrowni: węglowych – 54-120 dol. za MWh, gazowych – 67-105 dol. za MWh, wiatrowych – 48-163 dol. za MWh, słonecznych – 136-243 dol. za MWh, jądrowych – 29-82 dol. za MWh.

Doliczenie kosztów emisji CO₂ poprawia konkurencyjność elektrowni atomowych o 50-100% w zależności do jakiej technologii stosuje się porównanie. Koszt produkcji energii elektrycznej z elektrowni jądrowej jest również najmniej podatny na wahania i ewentualny wzrost cen paliwa. Dwukrotny wzrost

cen uranu przekłada się jedynie na 10-15 % wzrostu kosztów produkcji energii w elektrowniach jądrowych, w przypadku dwukrotnego wzrostu cen węgla koszt produkcji energii wzrasta o ok. 30 – 40 %, zaś w przypadku gazu ziemnego wzrost ten może wynieść nawet 60 %.

Podsumowując długoterminową perspektywę rozwoju KSE trzeba zauważyć, że mimo budowy elektrowni jądrowych w roku 2030 nadal głównym dostawcą energii elektrycznej pozostaną elektrownie konwencjonalne, które pokryją ponad 50 % zapotrzebowania krajowego. W tabeli (3.6.) przedstawiono jak kształtowały się oraz jak będą kształtowały się moce wytwórcze poszczególnych źródeł pozyskiwania energii, tab. (3.6.) pokazuje zaś jaka była produkcja energii elektrycznej oraz jaka jest prognozowana począwszy od roku 2006 do roku 2030.

Tab.3.6. Prognozowana produkcja energii elektrycznej wg rodzaju źródeł [TW·h].

Wyszczególnienie	2006	2010	2015	2020	2025	2030
El. Zawodowe - Węgiel kamienny	65	48	42	43	37	49
El. Zawodowe - Węgiel brunatny	50	45	51	40	49	42
El. Zawodowe - gaz	0	0	0	3	5	6
E. Jądrowe	0	0	0	11	21	32
El. Wodne	3	3	3	3	3	3
Ec. Zawodowe – węgiel kamienny	18	19	21	22	22	22
Ec. Zawodowe - gaz	4	4	4	5	5	6
Odnawialne (bez wody)	1	3	11	22	29	31
Ec. Przemysłowe	7	7	8	9	9	9
Lokalne - gaz	0	0	0	0	1	1
Potrzeby własne	14	12	13	13	14	16
Produkcja brutto	162	141	153	169	195	217
Export netto	11	0	0	0	0	0
Krajowe zapotrzebowanie brutto	151	141	153	169	195	217

3.2. Rozwój sieci elektroenergetycznych

Ze względu na rosnące zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną konieczna jest rozbudowa sieci przesyłowej. Potrzeba ta wynika również z wymagań odbiorców w zakresie pewności zasilania. Na rozbudowę wpływ mają również dyrektywy UE, dotyczące udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) oraz wymagania związane z rozbudową połączeń transgranicznych. Podejmowane dzisiaj decyzje o wysokości nakładów na rozwój systemu przesyłowego mają istotny wpływ na przyszłe koszty jego funkcjonowania. Najważniejsza jest minimalizacja kosztów łącznych wytwarzania i przesyłu energii elektrycznej.

Do zakresu rozbudowy sieci przesyłowej zalicza się: przyłączenie nowych źródeł konwencjonalnych, wycofanie z pracy części jednostek wytwórczych, nowe lokalizacje elektrowni jądrowych, przyłączenie do sieci OZE o mocach wynikających z celów pakietu klimatycznego, zmiany w strukturze układów zasilania w poszczególnych województwach, pokrycie rosnącego zapotrzebowania na energię elektryczną, wykorzystanie źródeł energii likwidujących czasowe niedobory mocy czynnej i/lub biernej (moce interwencyjne), połączenia transgraniczne wynikające z podpisanych umów międzyrządowych.

Rozwój sieci elektroenergetycznych można podzielić na trzy okresy: I okres to lata 2012 – 2016; II okres - 2016 – 2020; natomiast III okres obejmuje lata po 2020. W każdym okresie zaplanowane przedsięwzięcia inwestycyjne przypisano następującym kategoriom: przyłączenia, wyprowadzenie mocy, bezpieczeństwo pracy sieci, połączenia transgraniczne, które mają istotny wpływ na rozwój Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

3.2.1. Plan rozwoju na lata 2012 – 2016.

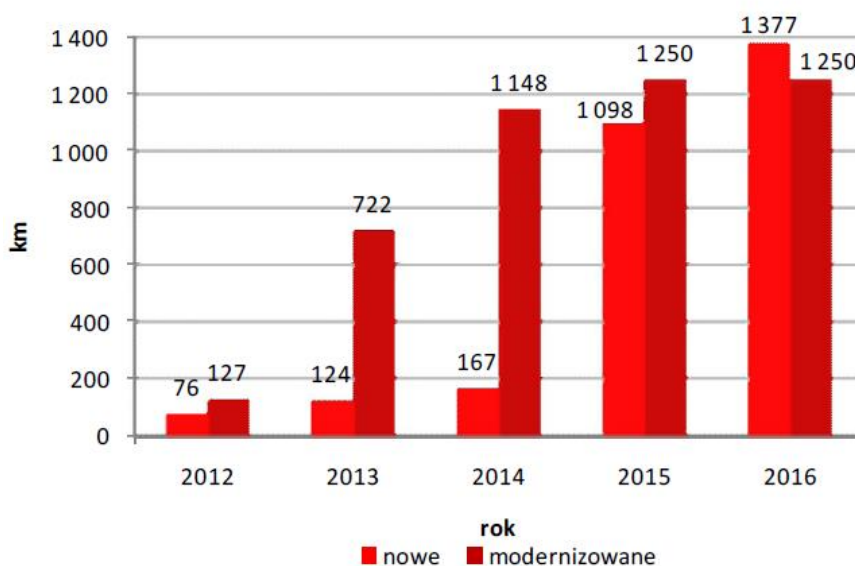
Najważniejszym jest zrealizowanie zadań zaplanowanych na lata 2012 – 2016, ponieważ decyduje to o bezpieczeństwie pracy i możliwości dalszego rozwoju sieci przesyłowej. Zadania przewidziane na te lata są bazą i punktem wyjścia dla rozwoju systemu elektroenergetycznego, w następnych latach. Wprowadzenie w życie odpowiednich uregulowań prawnych ma również wpływ na rozwój całego systemu elektroenergetycznego.

Podstawowym kryterium technicznym, przy tworzeniu Planu Rozwoju KSP, przyjęto zachowanie reguły $n-1$. Reguła ta jest spełniona gdy np. przy wyłączeniu dowolnego, pojedynczego elementu systemu (jednego toru linii, transformatora, sekcji szyn zbiorczych lub bloku energetycznego) nie zostaną przekroczone dopuszczalne parametry obciążeniowe i napięciowe żadnych pozostałych elementów. Spowoduje to również, że nie wystąpi zagrożenie stabilności jego pracy. Sieć przesyłowa NN, rozwijana przy uwzględnieniu reguły $n-1$, jest z jednej strony elastyczna w działaniu, a z drugiej strony odporna na działanie zakłóceń zewnętrznych (tzw. sieć szkieletowa).

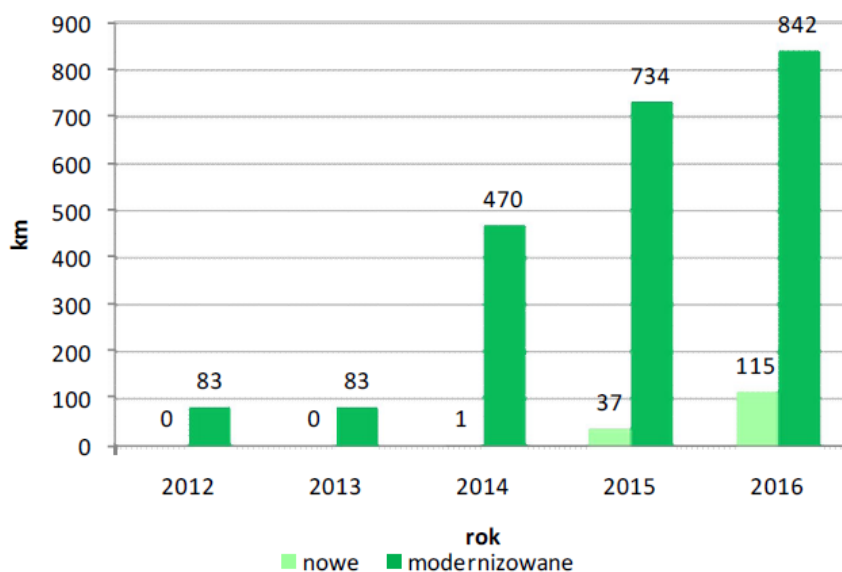
Poniższe tabele i wykresy przedstawiają efekty realizacji zamierzeń ujętych w planie rozwoju sieci przesyłowych w jego I okresie.

Tab.3.7. Efekty rzeczowe zamierzeń inwestycyjnych w zakresie linii przesyłowych, w latach 2012-2016.

Napięcie [kV]	Rodzaj przedsięwzięcia	Długość [km]	
		Relacji	Torów
400	Nowe	938	1377
	Modernizowane	794	1250
220	Nowe	115	115
	Modernizowane	761	842



Rys.3.5. Efekty rzeczowe zamierzeń inwestycyjnych w zakresie linii 400 kV.

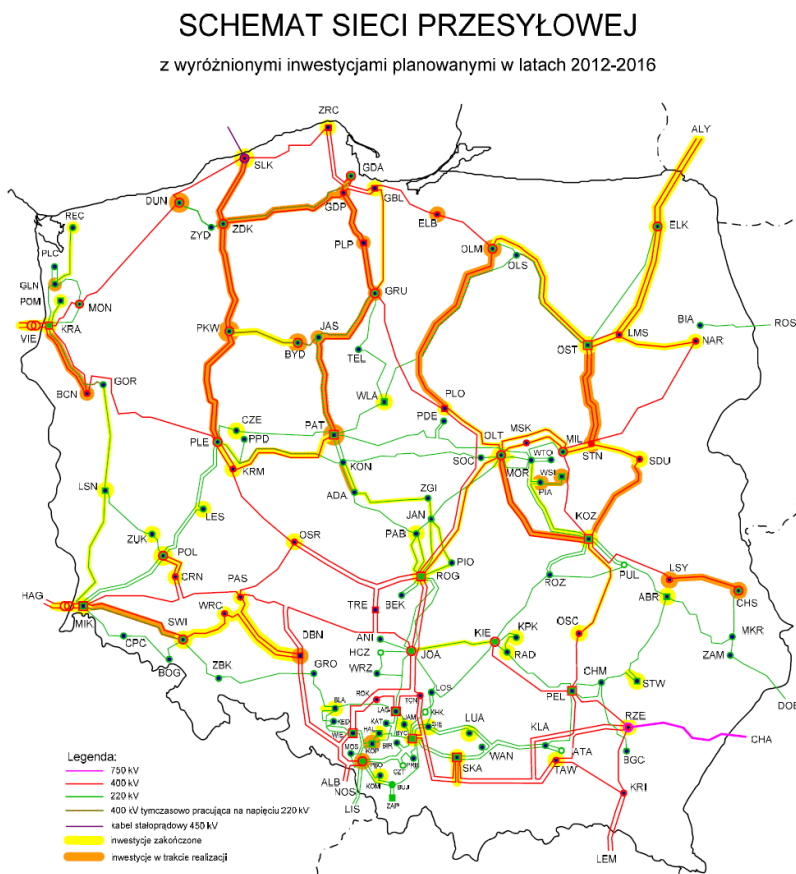


Rys.3.6. Efekty rzeczowe zamierzeń inwestycyjnych w zakresie linii przesyłowych 220 kV.

Tab.3.8. Efekty rzeczowe zamierzeń inwestycyjnych w zakresie instalacji ATR (autotransformatory) w [MVA].

Rodzaj TR	Rok zainstalowania / [MVA]					
	2012	2013	2014	2015	2016	Suma
400/220	0	1 000	1 000	0	500	2 500
400/110	1 800	1 230	2 790	330	2 460	8 610
220/110	0	1 925	870	0	550	3 345
Suma	1 800	4 155	4 660	330	3 510	14 455

Na rysunku (3.7.) przedstawiono schemat sieci z wyróżnionymi inwestycjami planowanymi w I okresie rozwoju.



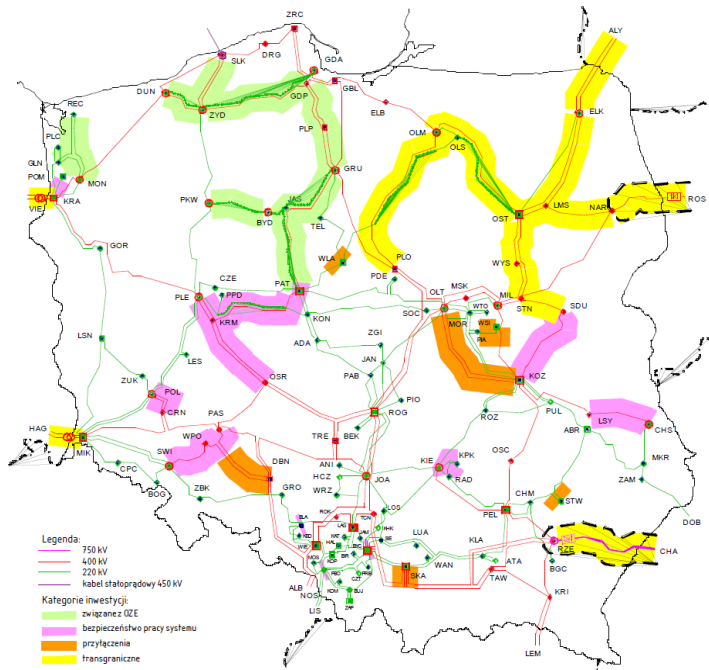
Rys.3.7. Schemat rozwoju sieci przesyłowej do roku 2016

W poniższej tabeli przedstawiono wycinek listy zadań planowanych na lata 2012-2016, na obszarze całej Polski.

Tab.3.9. Częściowa lista zadań planowanych do realizacji 2012-2016. Obszar PSE Centrum.

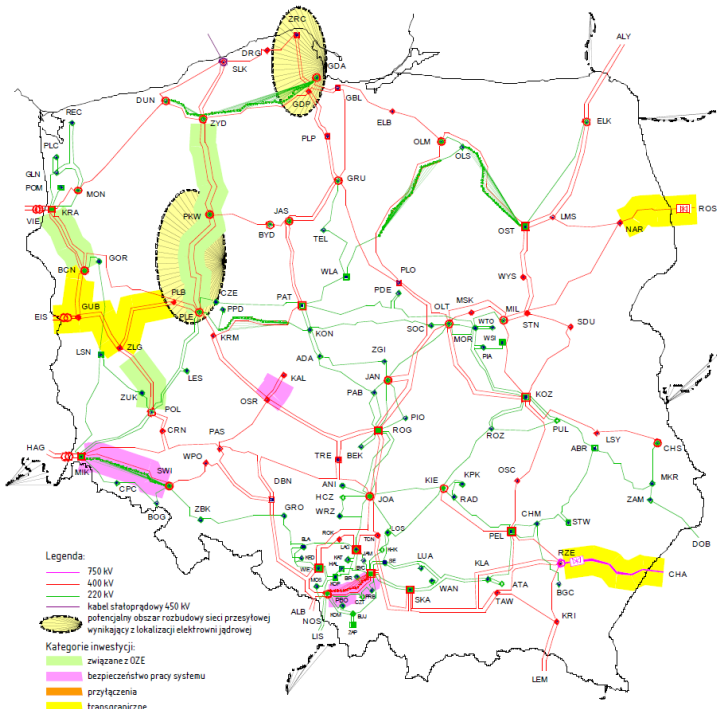
Lp.	Zadanie
1	SE 220/110 Elk
	Rozbudowa stacji 220/110 kV Elk o rozdzielnię 400 kV (etap I i II) Montaż TR 400/110 kV 330 MVA w SE Elk
2	SE 400 kV Łomża
	Budowa stacji Łomża 400 kV
3	SE 400/110 kV Narew
	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/110 kV Narew (dla I. Ostrołęka)
	Rozbudowa stacji 400/110 kV Narew
	Montaż TR 400/110 kV 330 MVA w SE Narew Montaż dławika w rozdzielni 400 kV w SE Narew
4	SE 400/220/110 kV Ołtarzew
	Budowa stacji 400/220/110 kV Ołtarzew
	Montaż TR 400/220 kV 500 MVA w SE Ołtarzew Montaż TR 400/220 kV 500 MVA w SE Ołtarzew
	Montaż TR 400/110 kV 330 MVA w SE Ołtarzew

3.2.2. Plan rozwoju po roku 2016



Rys.3.8. Schemat sieci przesyłowej ze wskazanymi „obszarami inwestycyjnymi” do roku 2020.

Na rysunku (3.8.) przedstawiono główne inwestycje sieciowe OSP, obejmujące II okres rozwoju sieci, na których zaznaczono zasadnicze obszary inwestycyjne, związane z: przyłączeniem i wyprowadzeniem mocy z nowych lokalizacji elektrowni konwencjonalnych, przyłączeniem OZE (farm wiatrowych), poprawą bezpieczeństwa pracy KSE, połączeniami transgranicznymi.



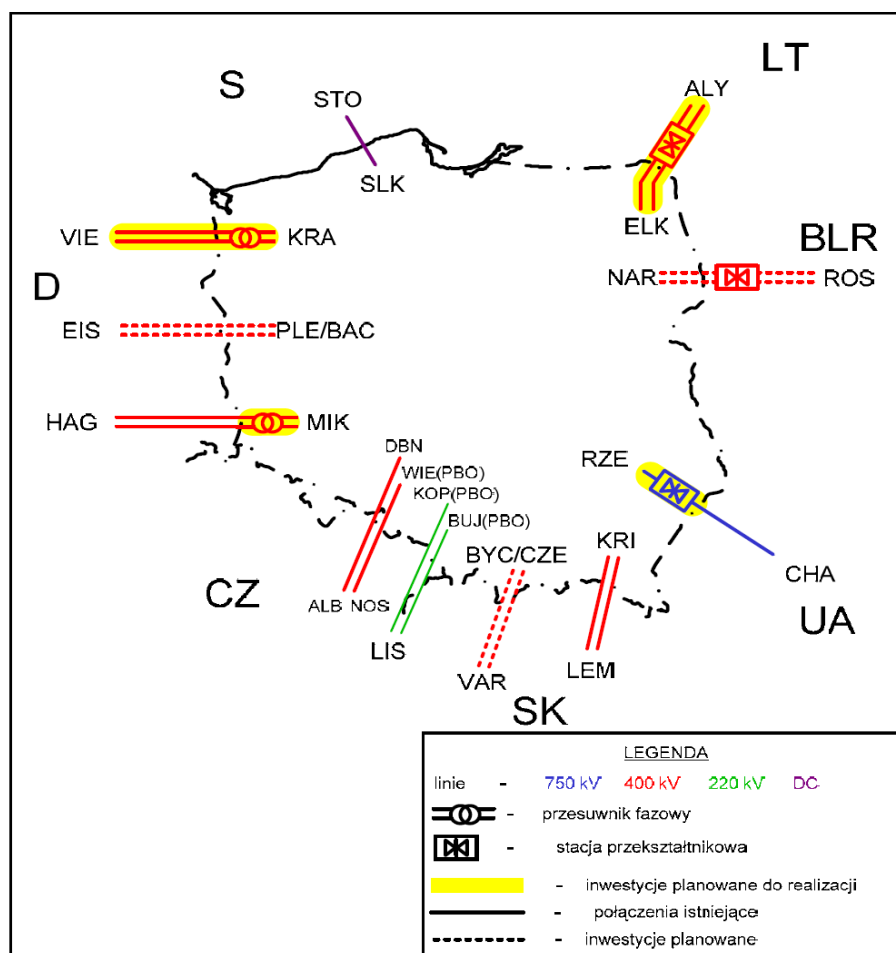
Rys.3.9. Schemat sieci przesyłowej ze wskazanymi „obszarami inwestycyjnymi” po roku 2020.

Na rysunku (3.9.) przedstawiono dalsze kierunki inwestycji sieciowych PSE Operator S.A. (III okres rozwoju). Inwestycje te stanowią kontynuację działań w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa oraz zaspokojenia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w KSE. Skupiają się one na następujących kategoriach przedsięwzięć, związanych z: przyłączeniem i wyprowadzeniem mocy z pierwszego bloku

elektrowni jądrowej, przyłączeniem i wyprowadzeniem mocy z nowych lokalizacji elektrowni konwencjonalnych, dalszym rozwojem OZE, w tym farm morskich, dalszą rozwojem połączeń transgranicznych z innymi systemami, poprawą bezpieczeństwa pracy KSE.

3.3. Połączenia transgraniczne.

Rozwój połączeń transgranicznych umożliwia wykorzystanie tych linii do importu energii w sytuacji kiedy brak jest możliwości pokrycia zapotrzebowania na energię z własnych źródeł. Na mapie poniżej przedstawiono planowane oraz istniejące połączenia transgraniczne.



Rys.3.10. Mapa planowanych i istniejących połączeń transgranicznych.

Połączenia transgraniczne – asynchroniczne

- Połączenie Polska – Litwa,
- Połączenie Polska – Ukraina,
- Połączenie Polska – Białoruś.

Każda z inwestycji wymaga zrealizowania wielu elementów, przykładowo dla połączenia z Białorusią należy wybudować nową linię 400 kV, w relacji Narew – Roś, z wstawką przekształtnikową AC/DC/AC lub AC/DC. Konieczne jest również dostosowanie jej do połączenia systemu elektroenergetycznego polskiego z systemem białoruskim. Trasa linii 220 kV Białystok (PL) – Roś (BY) (aktualnie wyłączona) może być wykorzystana do nowego połączenia asynchronicznego 400 kV, stacji Narew z Białorusią. Zakłada się, że realizacja połączenia Narew – Roś możliwa będzie po zakończeniu planowanej rozbudowy KSP (północno – wschodnia część Polski) oraz rozbudowy Warszawskiego Węzła Energetycznego.

Planowana przepustowość połączenia to minimum 600 MW w obu kierunkach. Długość linii wynosi w całości ok. 120 km (w tym: do granicy z Białorusią – ok. 75 km oraz po stronie białoruskiej – ok. 45 km). Połączenie to daje większą elastyczność wymiany mocy pomiędzy tymi systemami.

- Połączenie Polska – Szwecja.

Dla tego połączenia nie przewiduje się zwiększenia możliwości wymiany oraz rozbudowy infrastruktury KSP.

Połączenia transgraniczne – synchroniczne

- Połączenie Polska – Niemcy

Na przykład w toku współpracy z Vattenfall Europe Transmission ustalono, że konieczne jest jak najszybsze zainstalowanie, w polskich stacjach przygranicznych, transformatorowych przesuwników fazowych (umożliwiających regulację/zmniejszenie niepożądanych narzutów mocy na polski system, od strony systemu niemieckiego). Powiązane to musi być z odpowiednimi wzmocnieniami wewnętrznej sieci przesyłowej Niemiec. Inwestycje te umożliwią utrzymanie wymaganego poziomu bezpieczeństwa i pewności pracy KSE. Zwiększą również możliwości wymiany międzynarodowej mocy zarówno w kierunku importowym jak i eksportowym.

W następnej kolejności, w celu dalszego zwiększenia możliwości wymiany międzynarodowej, konieczna będzie dodatkowa budowa nowego połączenia 400 kV z Niemcami.

- Połączenie Polska – Czechy,
- Połączenie Polska – Słowacja.

4. Trochę informacji o energetyce jądrowej

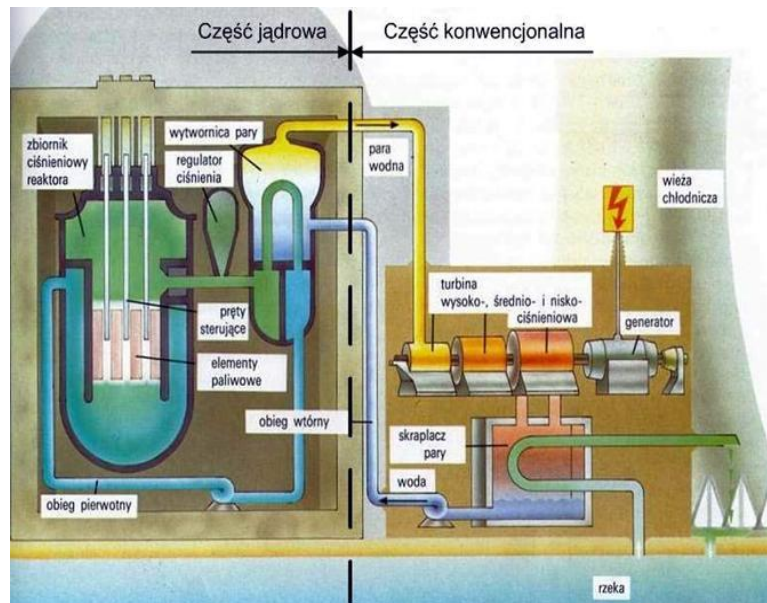
Pierwsza elektrownia jądrowa powstała w 1954 r. w Związku Radzieckim, w Obnińsku. Moc owej elektrowni wynosiła wówczas tylko 5 MW.

Co do zasady proces wytwarzanie energii elektrycznej w elektrowni jądrowej nie różni się znacząco od tego jaki ma miejsce w elektrowni węglowej. Jedyną różnicą, to zastąpienie kotła parowego reaktorem jądrowym i praca przy innych parametrach i sprawnościach. Energię elektryczną uzyskuje się nie na skutek spalania kopaliny, lecz dzięki rozszczepianiu jąder atomowych.

Budowę elektrowni jądrowej można podzielić na dwie części: część konwencjonalną oraz część jądrową. W przypadku części konwencjonalnej budowa elektrowni jądrowej jest tożsama z budową innych elektrowni ciepłych, w których wykorzystuje się kopaliny. Odmienną jest natomiast część jądrowa elektrowni. Składa się ona z trzech podstawowych elementów: reaktora, pomp cyrkulacyjnych i wytwornicy pary (w przypadku reaktora typu PWR) bądź reaktora i pomp stabilizacyjnych (w przypadku reaktora BWR).

W przypadku reaktora typu PWR i pochodnych owe elementy są ze sobą połączone za pomocą odpowiedniego układu rurociągów. Układ ten nazywa się pierwotnym obiegiem wody. Pierwotny obieg wody jest obiegiem zamkniętym. Za jego pomocą woda przenosi energię cieplną z reaktora do wytwornicy pary. Dodatkowo do obiegu pierwotnego wody dołącza się regulator ciśnienia. Jego zadaniem jest skompensowanie zmian objętości wody, które to powstają w wyniku zmian w temperaturze wody. W elektrowni jądrowej występuje również wtórny obieg wody. Wspólnym elementem obydwu obiegów jest wytwornica pary. Obieg wtórny dostarcza do niej wodę, która odbiera ciepło od wody obiegu pierwotnego. W wyniku tego zjawiska powstaje para wodna, która przepływa rurociągiem, pod wysokim ciśnieniem sięgającym 6 MPa od wytwornicy do turbiny parowej. W wyniku rozprężenia pary wodnej w zespole poszczególnych turbin ma miejsce obrót wału generatora elektrycznego, czego skutkiem jest generacja prądu elektrycznego.

Reaktor jądrowy jest urządzeniem, w którym zachodzi regulowane wyzwalamie energii jądrowej w procesie samopodtrzymującej się reakcji łańcuchowej. Paliwem dla tego typu reaktorów są trzy pierwiastki, a mianowicie uran, pluton oraz tor. Obecnie istnieje wiele typów reaktorów jądrowych, z pośród których, wybrane reaktory zostały poniżej omówione.

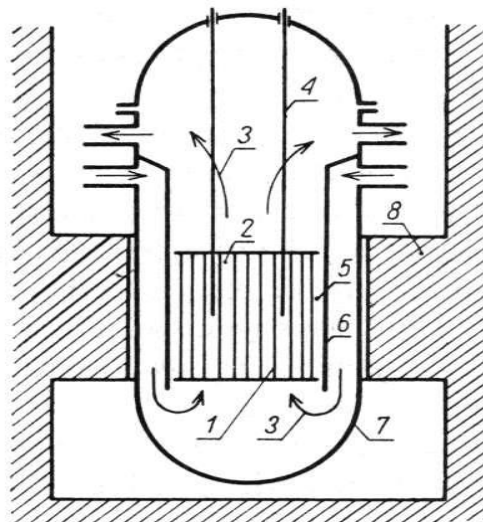


Rys. 4.1. Przykładowa budowa elektrowni jądrowej z reaktorem wodnym ciśnieniowym.

Reaktory termiczne i prędkie są to takie reaktory, w których w proces reakcji łańcuchowej zachodzi na skutek działania neutronów o różnej energii wywołujących rozszczepienia⁴.

W reaktorze termicznym paliwo jądrowe wypełnia wewnętrzną część reaktora – rdzeń. Jest ono otoczone przez moderator, czyli spowalnicznik neutronów, z odpowiednimi kanałami przepływu czynnika chłodzącego i kanałami urządzeń sterujących. W rdzeniu reaktora jest wytwarzana energia cieplna oraz strumień neutronów. Dzieje się tak dzięki rozszczepieniu jąder. W reaktorach termicznych zdecydowana większość rozszczepień zachodzi w wyniku pochłonięcia przez jądra U-235 neutronów o energiach termicznych. Tylko mała część rozszczepień, ok. 3%), zachodzi w wyniku pochłonięcia neutronów prędkich przez jądra U-235 i U-238.

Szczegółową budowę omawianego typu reaktora przedstawia poniższa ilustracja.



Rys.4.2. Przekrój termicznego reaktora o jądrowego.

Gdzie: 1 – pręty paliwowe, 2- moderator, 3- chłodziwo, 4 – pręty regulacyjne, 5- reflektor neutronów, 6- osłona termiczna, 7- zbiornik reaktora, 8 –osłona biologiczna.

⁴ Ze względu na energię rozróżnia się trzy typy: neutrony termiczne (energia do 0,1 eV), neutrony epitermiczne (energia w zakresie 0,1 eV – 1 MeV), neutrony prędkie (energia powyżej 1 eV).

Paliwo jądrowe wprowadza się do reaktora w stanie stałym i umieszczane jest w prętach paliwowych. Generalnie paliwo może występować w trzech postaciach: metalicznej, tlenkowej UO_2 , węglkowej UC.

Obecnie najczęściej wykorzystywanym paliwem w omawianym typie reaktorów jest dwutlenek uranu UO_2 .

Pręty paliwowe posiadają rozszczepialny materiał pod postacią pastylek, które są umieszczane w rurkach o średnicy 8 – 12 mm. Rurki te są wykonane z materiałów, które słabo pochłaniają neutrony. Pręty paliwowe mają długości sięgające do kilku metrów. Są one umieszczane w kasecie paliwowej w liczbie kilku do kilkudziesięciu. Budowa takowa jest niezbędna ze względów konstrukcyjnych, dzięki czemu jest prościej „manipulować” paliwem. Grupa kilku kaset paliwowych, pomiędzy którymi znajdują się kanały gdzie następuje przepływ czynnika chłodzącego, tworzy tzw. rdzeń reaktora.

Rdzeń reaktora otacza reflektor czyli materiał posiadający duży przekrój czynny na rozproszenie, a mały na wychwyty. Jego zasadniczą funkcją jest zwracanie z powrotem określonej ilości neutronów, które opuszczają rdzeń. Dzięki temu następuje zmniejszenie wymiarów krytycznych reaktora. Najwłaściwsza grubość warstwy reflektora, przy użyciu grafitu, wynosi mniej więcej 8010mm, a przy zastosowaniu wody ok. 150 mm.

Ciepło jakie powstaje w reaktorze jest z niego odprowadzane za pomocą chłodziwa przez układ chłodzący. Chłodziwo posiada kilka cech szczególnych, wśród których najważniejsze to: dobre przewodnictwo ciepła, duża wartość ciepła właściwego, brak toksyczności, stałe wartości fizykochemiczne w szerokim zakresie zmian temperatury. Chłodziwa można podzielić na dwie grupy: chłodziwa ciekłe (woda, woda ciężka D_2O , metale ciężkie Na) oraz chłodziwa gazowe (CO_2 , hel).

Pręty regulacyjne są wykonane z materiałów, które są w stanie silnie pochłaniać neutrony, a więc bor, kadm, ind, etc. Znajdują się one pomiędzy kasetami paliwowymi. Dzięki temu działają efektywnie, oraz zapewniają równomierną promieniową gęstość strumienia neutronów.

Kolejnym ważnym elementem budowy omawianego typu reaktora jest moderator, nazywany również spowalniczem. Jego głównym zadaniem jest zmniejszenie energii neutronów do energii termicznej. Moderatorami są pierwiastki mające małą liczbę atomów, a zarazem duży przekrój czynny na rozpraszanie neutronów σ_s . Najbardziej skutecznymi moderatorami są lekka woda H_2O , ciężka woda D_2O oraz grafit.

Zbiornik reaktora izoluje rdzeń reaktora jądrowego i chłodziwo od otoczenia. Przed jego nadmiernym naprężeniem termicznym chroni go osłona termiczna.

Zewnętrzną obudowę reaktora nazywa się osłona biologiczną. Jej zadaniem jest ochrona środowiska zewnętrznego przed szkodliwymi skutkami promieniowania jądrowego. Jest wykonana z betonu z dodatkiem substancji które pochłaniają promieniowanie.

W reaktorach prędkich, w przeciwieństwie do omówionego powyżej reaktora termicznego, zdecydowana większość procesów rozszczepienia paliwa wywołują neutrony prędkie, czyli te których energia wynosi ponad 0,1 MeV. Pomimo iż, średnia energia neutronów uwalnianych w procesie rozszczepiania wynosi ok. 2 MeV, to w reaktorze prędkim jest ona niższa i wynosi mniej więcej od 50 do 100 ke V. Dzieje się tak wskutek rozpraszania niesprężytanego w samym paliwie jak i materiałach konstrukcyjnych.

Znaczącą różnicą konstrukcyjną w stosunku do omówionego uprzednio reaktora, jest brak moderatora. Skutkiem tego rdzeń reaktora jest mniejszych rozmiarów niż w przypadku rdzenia w reaktorze termicznym. Mniejsza jest również objętość materiałów konstrukcyjnych i chłodziwa w obszarze rdzenia. Takie rozwiązanie skutkuje zmniejszeniem udziału w rdzeniu wszelakich materiałów mogących spowalniać neutrony. Ze względu na rozmiary rdzenia reaktora stosuje się pręty paliwowe o małej średnicy, zwane szpilkami paliwowymi. Celem tego jest uzyskanie dużej powierzchni wymiany ciepła.

W centralnej części rdzenia umieszczone są zestawy paliwowe. Są one otoczone tzw. płaszczem, który jest wykonany z materiału paliworodnego. W każdym pręcie paliwowym centralną strefę wypełniają pastylki, a część górną i dolną pastylki ze zubożonego UO_2 . Dzięki takiemu zabiegowi paliwo znajdujące się w rdzeniu ze wszystkich stron otacza odpowiednia warstwa materiału paliworodnego. Niezwykle istotną rzeczą w przypadku reaktorów prędkich jest kwestia odpowiedniego chłodziwa. Ze

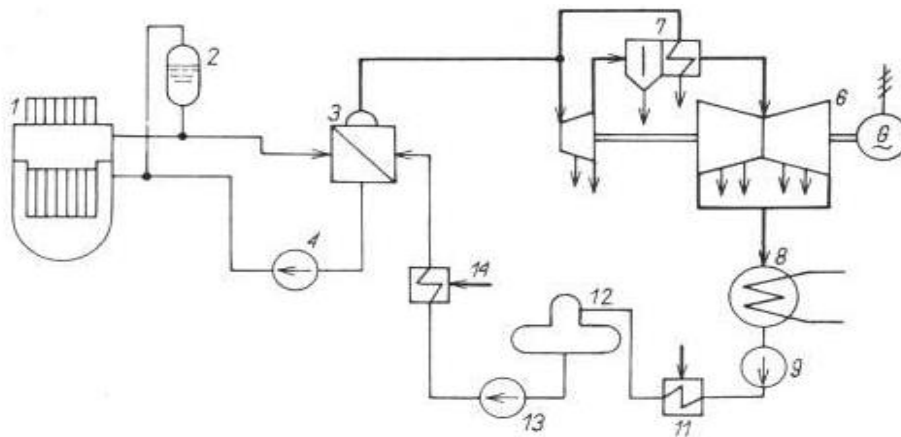
względu na swoją specyfikę, do chłodzenia reaktora prędkiego nie może zostać wykorzystana ciecz o małej liczbie masowej, np. woda. Wybór w tym wypadku jest dość ograniczony i zawęża się do sodu i ołowiu. Obecnie najczęściej stosowanym chłodziwem w reaktorach prędkich jest ciekły sód. W przypadku reaktorów prędkich, gdzie jako chłodziwo wykorzystywany jest sód, rozróżnia się dwa ich typy konstrukcyjne: zbiornikowy i pętlowy. Paliwem do omawianego typu reaktora jądrowego może być paliwo w postaci wysokowzbogaconego uranu bądź też izotopy rozszczepialne plutonu.

Ciśnieniowy reaktor wodny PWR zalicza się do grupy reaktorów lekkowodnych LWR i należy do największej grupy reaktorów stosowanych aktualnie w energetyce jądrowej.

Ciepło wytwarzane w takim reaktorze doprowadza się za pomocą znajdującej się pod dużym ciśnieniem wody, rzędu 15 MPa, do wytwornicy pary. Dzięki takiemu zabiegowi nie dochodzi do wrzenia wody w obiegu chłodzenia reaktora. Lekka woda opływająca rdzeń pełni jednocześnie trzy funkcje: chłodziwa, moderatora i reflektora.

Reaktor ciśnieniowy wodny pracuje w oparciu o dwa obiegi wody. Podstawowymi częściami obiegu pierwotnego są zbiornik reaktora z rdzeniem, wytwornica pary, pompa wodna oraz stabilizator ciśnienia. Obieg ten jest podzielony na kilka równoległych pętli. Woda krążąca w obiegu pierwotnym ogrzewa wodę z obiegu wtórnego, schładzając się wskutek tego z 330°C do 290°C.

Z kolei zasadniczymi elementami obiegu wtórnego są wytwornica pary, turbina parowa, skraplacz i pompa wody zasilającej. Woda w tym obiegu wrze i dzięki temu wytwarzana jest para wodna, która napędza turbinę generator. Jednocześnie woda znajdująca się w pierwszym obiegu (nadal znajdująca się w stanie ciekłym) jest pompowana do rdzenia. Tam ponownie zostaje podgrzana do 330°C. Typowy reaktor PWR mający moc ok. 1300 MW ma rdzeń posiadający mniej więcej 200 elementów paliwowych, po 300 prętów paliwowych każdy.

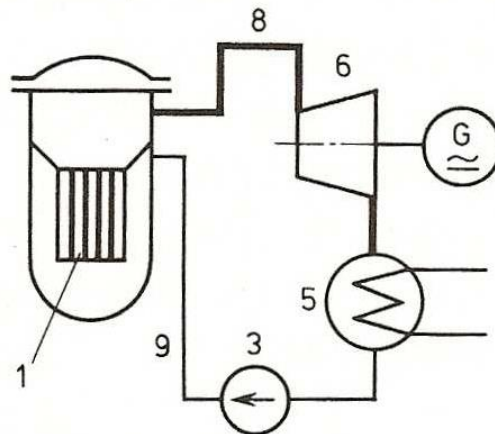


Rys.4.3. Przykładowy schemat elektrowni z reaktorem wodnym typu PWR.

Gdzie: 1 – reaktor; 2- stabilizator ciśnienia; 3 – wytwornica pary; 4 – główna pompa obiegowa; 5 – pompa cyrkulacyjna; 6 – turbozespół; 7 – separator wilgoci i przegrzewacz międzystopniowy; 8 – skraplacz; 9 – pompa skroplin; 10 – układ oczyszczania skroplin; 11 – podgrzewacze regeneracyjne niskiego ciśnienia; 12 – odgazowywacz; 13 – pompa wody zasilającej; 14 – podgrzewacze regeneracyjne wysokiego ciśnienia

W reaktorze wrzącym typu BWR woda będąca pod ciśnieniem rzędu 7,0 MPa, odparowuje wprost w rdzeniu. Po osuszeniu jest przesyłana do turbiny. Zatem reaktor jest wytwornicą pary, a co za tym idzie występuje tylko jeden obieg wody. Z kolei woda chłodząca reaktor pełni podwójną rolę: moderatora, czynnika roboczego w cyklu parowo - wodnym.

Porównując ów reaktor do reaktora typu PWR należy stwierdzić, iż jego układ jest dużo prostszy. Nie ma w nim bowiem wytwornicy pary, głównych pomp obiegowych, a także stabilizatora ciśnienia. Jednakże ze względu na jednoobiegową konstrukcję należy zwrócić uwagę na wady takowego rozwiązania. Chodzi o przechodzenie wody, która została zanieczyszczona przez izotopy, poprzez wszystkie elementy obiegu. W związku z tym wszystkie urządzenia muszą być zabezpieczone odpowiednimi osłonami, co w znaczny sposób utrudnia korzystanie z nich.



Rys. 4.4. Schemat budowy reaktora jednoobiegowego.

Gdzie: 1 – rdzeń reaktora, 3 – pompa cyrkulacyjna, 5 – skraplacz (kondensator), 6 – turbina parowa, 8 – para, 9 – woda.

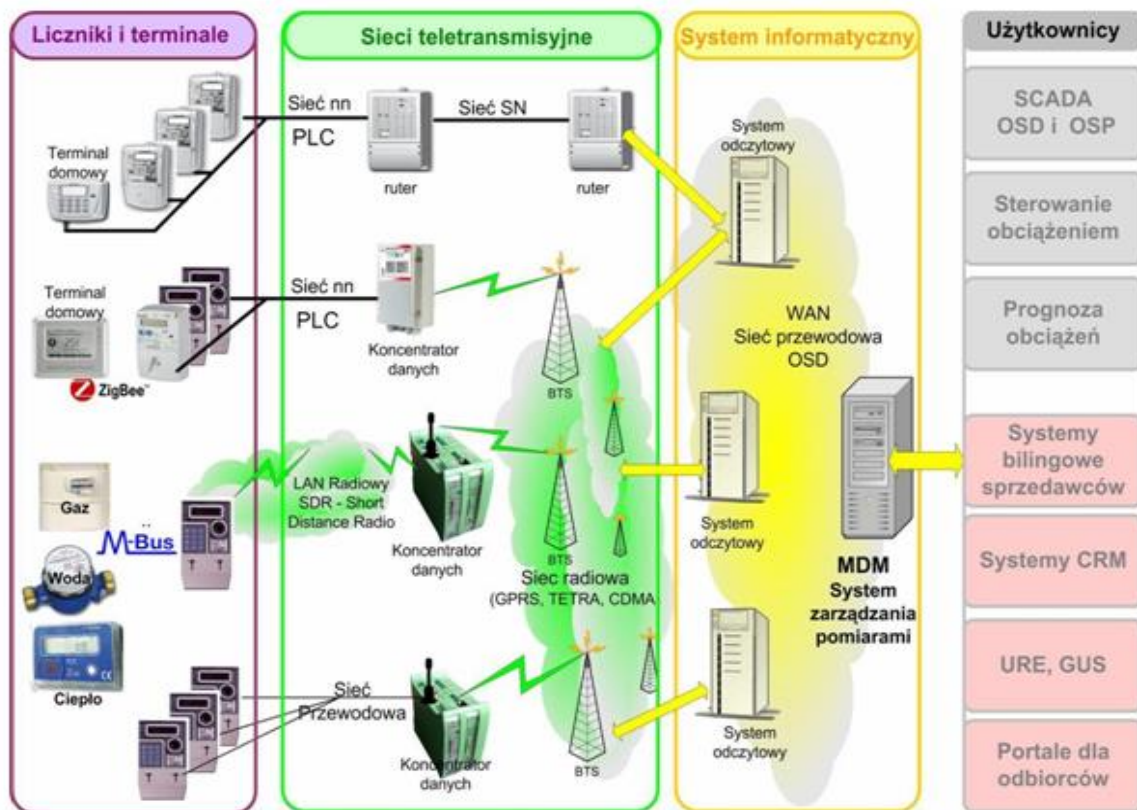
5. Trochę informacji o sieciach inteligentnych

Koncepcja i wizja Smart Grid powstała w 2001 roku w Stanach Zjednoczonych. Ten system przyszłości początkowo nosił nazwę IntelliGrid, ale po latach zwyciężyła nazwa Smart Grid. Rok 2001 nie był najlepszym momentem. Wydarzenia z 11 września skierowały uwagę wszystkich na inne sprawy niż doskonalenie systemu elektroenergetycznego. Jednak niedługo później pojawiły się głosy na potrzebę modernizacji energetyki i przygotowania jej na wypadek terroryzmu. Tak zdefiniowany został pierwszy element charakterystyki inteligentnego systemu – jego odporność na ataki terrorystyczne. Następne elementy były w środowisku energetyków wręcz oczywiste. System powinien być w pełni adaptacyjny do zmieniających się warunków otoczenia i samonaprawiający się. Ma zagwarantować pełną łączność z klientami i rynkami, pozwolić na optymalne wykorzystanie zainwestowanych już uprzednio środków i pieniędzy, przewidujący, a nie tylko reagujący na powstałe sytuacje krytyczne; bez względu na ograniczenia geograficzne lub organizacyjne pozwalający na pełną integrację i kontrolę rozproszonych źródeł energii, łączący w jeden spójny system elementy monitorowania systemu, jego kontroli, ochrony, zarządzania energią, jej popytem, a wszystko oparte na najnowocześniejszych systemach informatycznych i telekomunikacyjnych.

Otwarcie przyznano, że pełne przejście do systemu typu smart będzie długie i kosztowne. Uświadomiono, że niemożliwe i nierozsądne byłoby próbowanie natychmiastowego usunięcia wszystkich obecnych systemów i zastąpienia ich nowymi. Smart Grid będzie wspierać stopniowe przejście i długie współistnienie różnych technologii, nie tylko w procesie odejścia od dzisiejszych schyłkowych systemów i urządzeń, lecz także w procesie przejścia do tych przyszłych. Upraszczając, Smart Grid to połączenie systemów elektroenergetycznego z informatyczno-telekomunikacyjnym. Inteligentna sieć musi charakteryzować się dwustronnym przepływem energii i informacji, co stworzy rozległą, zautomatyzowaną sieć dostaw energii. Sieć taka będzie czerpać korzyści z rozproszonego systemu naliczania i komunikacji z przepływem informacji w czasie rzeczywistym, co zapewni prawie natychmiastową reakcję i utrzymanie równowagi pomiędzy popytem i podażą na poziomie urzędów.

Żeby to zrealizować trzeba zaprząć rozliczne technologie, zintegrować je w jeden spójny system komunikacyjny, monitoringu oraz kontroli oparty na najnowszych rozwiązaniach z wykorzystaniem superprzewodników, energoelektroniki, czujników. Trzeba rozwiązać problem integracji z systemem rozproszonych odnawialnych źródeł energii, np. energia z wiatraków, które szczególnie dużo wiatru nabierają w śmigła nocą kiedy to zapotrzebowanie na energię jest najmniejsze, więc tę nadwyżkę trzeba gdzieś zgromadzić, a następnie wykorzystać – z zyskiem – w godzinach szczytu, aby uniknąć chwilowych wzrostów cen energii elektrycznej. Ogromna ilość czujników rozproszonych w systemie sygnalizujących na bieżąco jego stan pracy, jego techniczną kondycję i uwarunkowania zewnętrzne (np.

temperatura) sprawia, że będą potrzebne zintegrowane systemy obliczeniowe bazujące na zaawansowanych algorytmach oddzielających błędne informacje od poprawnych. Oczywiście wszystkie te technologie mogą być dostarczone przez wielu producentów, w różnych częściach świata. Jednak żaden producent nie podejmie się dostarczenia technologii bez odpowiednich standardów technicznych. Standardy gwarantują spójność rozwiązań i ich skuteczność, gwarantują użytkownikom efektywne wykorzystanie środków inwestycyjnych. Przykładem niech będzie standard komunikacyjny IEC (International Electrotechnical Committee) 61850, który umożliwia pełną komunikację między wszystkimi elementami wewnątrz np. rozdzielczej stacji dystrybucyjnej bez ingerencji człowieka. Obecnie wszyscy producenci sprzętu stacyjnego wyposażają swoje urządzenia w protokół IEC 61850 dzięki, któremu użytkownik może zbudować stacje używając sprzętu od różnych wytwórców. W wyborze liczy się obecnie funkcjonalność tych elementów oraz ich cena, a nie ich producent. Dzisiaj rozwiązanie to jest powszechnie stosowane w sektorze elektroenergetycznym i jest to fundament systemu Smart Grid.



Rys. 5.1 Struktura inteligentnego systemu AMI

Jednym z priorytetów inteligentnego systemu pomiarowego jest stworzenie wspólnej bazy danych dostępnej dla innych aplikacji wewnątrz OSD, wykonującej szereg funkcji: odczyt pomiaru energii, gwarancja bezpieczeństwa dostępu do przechowywanych danych, obsługa zdarzenia związanego z licznikami, obsługa poleceń związanych z zarządzaniem mocą, zdalna wymiana oprogramowania firmowego licznika, zarządzanie siecią liczników, na polecenie sprzedawcy możliwość zmiany płatności z karty kredytowej na przedpłatową, przywrócenie zasilania w jak najkrótszym czasie w przypadku wykrycia braku zasilania.

System AMI charakteryzuje trzy warstwy funkcjonalne:

warstwa pomiarowa – obejmuje liczniki energii elektrycznej z możliwością wymiany danych z koncentratorem lub systemem odczytowym wykorzystujący określony sposób transmisji;

warstwa komunikacji z licznikami – sieci teletransmisyjne, zaliczamy tutaj koncentratory, które zbierają dane z grupy dołączonych do niej liczników oraz routery odczytujące dane przez systemy odczytowe bezpośrednio z liczników;

warstwa systemów informatycznych – obejmuje systemy odczytowe i system zarządzania pomiarami MDM.

Podstawową funkcją inteligentnego systemu pomiarowego jest dwukierunkowa wymiana danych pomiędzy licznikami, a systemem odczytowym.

Na rynkach europejskich w obecnie wdrażanych systemach AMI, zastosowanie znajduje wąskopasmowa transmisja danych przez sieć elektroenergetyczną niskiego napięcia.

Ze względu na wciąż trwający postęp technologiczny w tej dziedzinie, możliwe jest rozpowszechnianie technologii PLC. Ten rodzaj komunikacji jest najlepszym i naturalnym rozwiązaniem dla OSD stających się operatorami sieci komunikacyjnych gwarantujących łączność z licznikami energii elektrycznej.

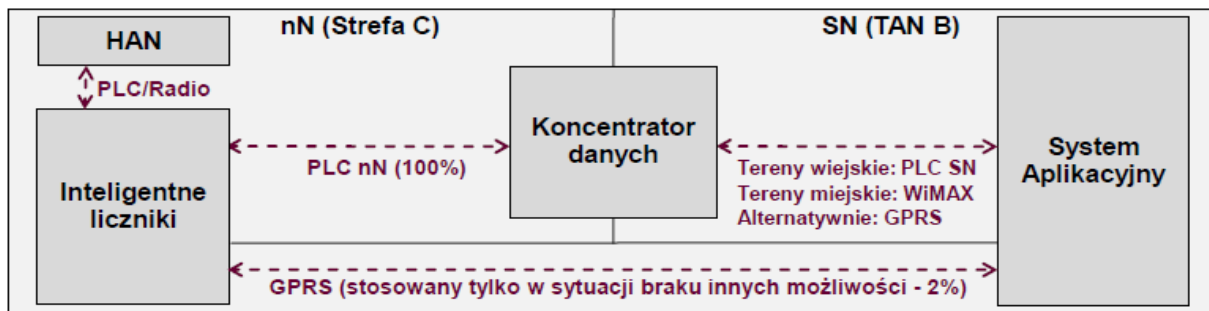
W praktyce spotyka się następujące techniki komunikacyjne:

wąskopasmowa transmisja danych przez sieć elektroenergetyczną niskiego i średniego napięcia (PLC – Power Line Communication),

bezprowadowa transmisja danych (Wi-Fi, GPRS oraz radio w ogólnodostępnym paśmie ISM, krótkiego zasięgu) - przewodowa transmisja danych (M-bus, Ethernet, itp.)

W sytuacji wystąpienia problemów technicznych z zestawieniem łącza PLC, wykorzystywana jest technologia GPRS, jednak tylko w maksymalnie 2% punktów pomiarowych. Tak samo wygląda komunikacja w przypadku sieci średniego napięcia.

W przypadku terenów o zwartej zabudowie wykorzystana jest sieć radiowa WiMax.



Rys. 4.2 Technologia komunikacyjna w systemie AMI

Bibliografia

1. Cichosz Rafał, Marta Zdzeszyńska „Perspektywy rozwoju krajowego systemu elektroenergetycznego w świetle dyrektyw unijnych oraz wskaźników zapotrzebowania mocy” PD AM Gdynia 2012
2. Pawlik M., Elektrownie jądrowe [w] M. Pawlik (red.), F. Strzelczyk (red.), Elektrownie, Wydawnictwo Naukowo Techniczne, wyd. V, Warszawa 2009.
3. Pawlik M., Wstęp [w] D. Laudyn, M. Pawlik, F. Strzelczyk, Elektrownie, Wydawnictwo Naukowo – Techniczne, Wyd. 3, Warszawa 1997
4. Zajczyk R. "Regulacja napięć i rozpyływu mocy biernej w systemie elektroenergetycznym" PG Gdańsk 2006
5. Zajczyk R. "Regulacja częstotliwości i mocy w systemie elektroenergetycznym" PG Gdańsk 2006
6. Areva "Wszystko o energetyce jądrowej" Paryż 2008
7. Domozych M.: "Optymalizacja lokalizacji głównego punktu zasilania na terenie farmy wiatrowej" Praca dyplomowa magisterska Akademia Morska Gdynia 2012.
8. Kożuszek A.: "Inteligentne sieci elektroenergetyczne" Praca dyplomowa AM Gdynia 2012.
9. Skrypt: Praca zbiorowa pod redakcją Mindykowski J. "Elektroenergetyka Okrętowa"
10. www.pse.pl
11. www.ptpiree.pl

Ćwiczenie 1.

Badanie procesu synchronizacji ręcznej prądnic

Warunki synchronizacji

W systemach elektroenergetycznych napięcie w danej fazie ma przebieg sinusoidalny, a więc zmienny w czasie według zależności

$$u(t) = U_{\max} \cdot \sin \omega t \quad (1)$$

Jeżeli zaistnieje potrzeba dołączenia jednej prądnicy do pracy równoległej z drugą, już pracującą na szyny zbiorcze, to należy spełnić warunki, które mają doprowadzić do takiego stanu, w którym napięcia chwilowe w odpowiadających sobie fazach będą się różniły o wartość akceptowalnie małą przez czas wystarczający do ich połączenia. Czynności, jakie należy wykonać w tym celu nazywają się synchronizacją.

Ogólny warunek tego procesu można zapisać jako:

$$U_{1m} \sin \omega_1 t = U_{2m} \sin \omega_2 t \quad (2)$$

gdzie: U_{1m}, U_{2m} - wartości amplitudy rozważanych napięć, ω_1, ω_2 - pulsacje napięcia sieci i prądnicy załączanej,

Prądnice na etapie montażu muszą mieć odpowiednio połączone kolejne fazy, aby zapewnić zgodny kierunek wirowania faz napięć. Przed przystąpieniem do synchronizacji należy sprawdzić wartość napięć prądnicy U_{mG} , które powinny być równe wartościom napięć na szynach zbiorczych U_{mS} pracującego systemu. Wartość napięcia prądnicy utrzymywana jest automatycznie na stałym poziomie przez regulator napięcia prądnicy. Stąd, odpowiadające sobie napięcia w poszczególnych fazach napięcia prądnicy i pracującego muszą być równe:

$$U_{mG} = U_{mS} = U_m \quad (3)$$

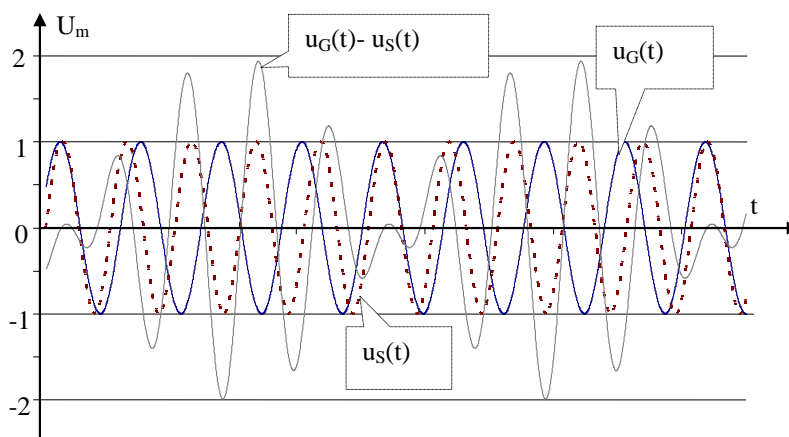
Do synchronizacji prądnic wykorzystuje się zjawiska, jakie zachodzą pomiędzy odpowiadającymi sobie zaciskami na wyłączniku. Pomiedzy odpowiadającymi zaciskami występują różnice napięć, które przed załączeniem wyłącznika mają nieznacznie różniące się częstotliwości. Odpowiednio napięcia na generatorze $u_G(t)$ i szynach zbiorczych $u_S(t)$ można zapisać:

$$u_G(t) = U_m \sin \omega_G t; \quad u_S(t) = U_m \sin \omega_S t \quad (4)$$

Różnica napięć na zaciskach wyłącznika dla danej fazy może być wyrażona następującym wzorem:

$$u_G(t) - u_S(t) = 2U_m \cos[(\omega_G + \omega_S)t/2] \sin[(\omega_G - \omega_S)t/2] \quad (5)$$

Sytuację tą ilustrują przebiegi na rys.1.



Rys. 1. Przebiegi napięć podczas synchronizacji.

W trakcie synchronizacji wykorzystuje się fakt, że przy odpowiednio małej różnicy częstotliwości różnica napięć pomiędzy stykami wyłącznika okresowo jest odpowiednio mała i utrzymuje się przez odpowiednio długi czas wymagany do załączenia wyłącznika. Takie warunki zachodzą cyklicznie z okresem równym połowie różnicy częstotliwości.

Reasumując, ogólnym i podstawowym warunkiem synchronizacji jest równość wartości chwilowych napięć prądnicy załączanej i sieci we wszystkich fazach, kiedy odpowiednie sinusoidy napięć wzajemnie się pokrywają. Z warunku ogólnego wynikają szczegółowe warunki synchronizacji, które można określić analitycznie.

Wartość chwilowa napięcia sieci u_1 w dowolnej fazie wynosi:

$$u_1(t) = U_{1m} \cdot \sin(\omega_1 t - \psi_1) \quad (6)$$

a w prądnicy załączanej :

$$u_2(t) = U_{2m} \cdot \sin(\omega_2 t - \psi_2) \quad (7)$$

gdzie: ψ_1, ψ_2 - fazy początkowe napięć sieci i prądnicy.

Po porównaniu wyrażen na wartości chwilowe napięć we wszystkich fazach określa się szczegółowe warunki synchronizacji. Dla dowolnej fazy jest to równość $u_1(t) = u_2(t)$, czyli:

$$U_{1m} \cdot \sin(\omega_1 t - \psi_1) = U_{2m} \cdot \sin(\omega_2 t - \psi_2) \quad (8)$$

a jej spełnienie wymaga, aby:

- wartości maksymalne (a tym samym skuteczne) odpowiednich napięć fazowych były sobie równe, co dla dowolnej fazy można zapisać jako:

$$\left. \begin{array}{l} U_{1m} = U_{2m} \\ \text{lub} \\ U_1 = U_2 \end{array} \right\} \quad (9)$$

- pulsacje lub częstotliwości napięć sieci i prądnicy załączanej były jednakowe, a więc

$$\omega_1 = \omega_2 \quad \text{lub} \quad f_1 = f_2 \quad (10)$$

- fazy początkowe napięć sieci i prądnicy załączonej były takie same, czyli dla dowolnej fazy

$$\psi_1 = \psi_2 \quad (11)$$

- kolejność następstwa faz napięcia sieci i prądnicy załączanej była zgodna, co można zapisać symbolicznie jako

$$(UVW)_1 \quad \text{oraz} \quad (UVW)_2 \quad (12)$$

przy czym warunek ten podlega kontroli tylko podczas instalowania prądnic lub po remoncie kapitalnym, ponieważ kolejność faz zależy od kierunku wirowania wału prądnicy i porządku podłączenia do zacisków prądnicy.

Podane warunki synchronizacji (ogólny i szczegółowe) noszą nazwę idealnych warunków synchronizacji

W przypadku idealnym punkt zrównania się przebiegów napięć chwilowych sieci $u_1(t)$ i prądnicy załączanej $u_2(t)$ nastąpi przy wartości zerowej.

W warunkach rzeczywistych punkt ten może być rozmyty. Włączenie do pracy równoległej dokładnie w punkcie zerowej różnicy napięć chwilowych nie wiąże się z natychmiastowym doprowadzeniem do stanu synchronizacji ze względu na różnicę częstotliwości. W wyniku tego popłyną udarowe prądy wyrównawcze, wywołujące kołysanie mocy o stopniu zależnym od Δf oraz stałych czasowych elektromagnetycznych i elektromechanicznych zespołów prądotwórczych. Utrzymanie oddziaływania dynamicznego w granicach dopuszczalnych osiąga się głównie przez minimalizację strefy Δf . Kołysanie zespołów polega na tym, że gdy przebieg $u_2(t)$ prądnicy wyprzedza $u_1(t)$, to prądy wyrównawcze

po załączeniu do pracy równoległej wywołują momenty, które hamują prądnicę synchronizowaną i przyspieszają zastępczą prądnicę sieciową. Kiedy amplitudy są znacząco różne ($U_1 \neq U_2$), to mimo spełnienia innych warunków oraz dopuszczalnej różnicy częstotliwości Δf napięcie różnicowe nigdy nie osiągnie wartości zerowej i bezpieczna synchronizacja staje się niemożliwa.

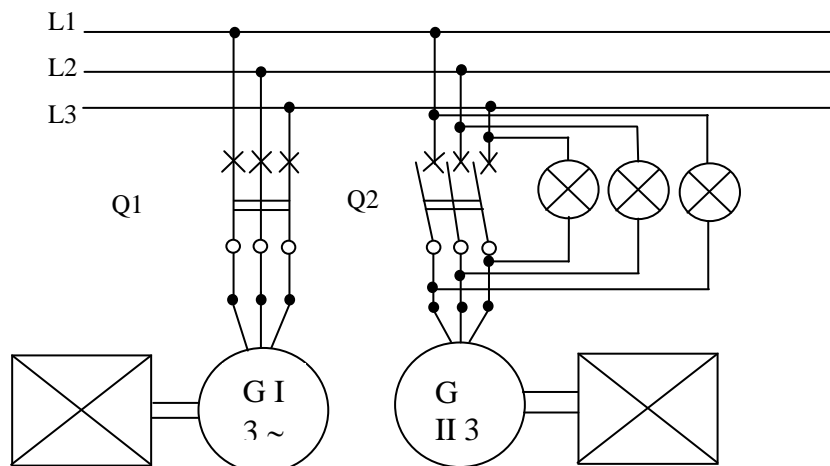
Metody synchronizacji

Synchronizacja dokładna odpowiada prawie idealnie spełnionym warunkom synchronizacji. W chwili załączania prądnicy do pracy równoległej są spełnione wszystkie warunki, a występuje tylko niewielka różnica częstotliwości, nie przekraczająca 0,5 Hz (najlepiej zbliżona do zera). Sposób ten można realizować ręcznie, półautomatycznie lub automatycznie. Obecnie, w nowoczesnych elektrowniach stosuje się synchronizację automatyczną, a ręczną przeprowadza się wyłącznie w stanach awaryjnych.

Podstawową metodą synchronizacji jest synchronizacja „na ciemno”, której wskaźnikiem są żarówki włączone do poszczególnych faz na różnicę napięć sieć-prądnica. Żarówki te przyłączone są do styków wyłącznika głównego prądnicy, co pokazano na rys. 2.

Wartości napięć mierzy się woltmierzami, natomiast za pomocą żarówek sprawdza się kolejność faz, przesunięcie fazowe, różnicę częstotliwości.

Równoczesne zapalenie i gaśnięcie wszystkich żarówek oznacza zgodną kolejność faz. Ciągłe świecenie żarówek oznacza stałe przesunięcie fazowe napięć prądnicy i sieci, a migotanie oznacza różnicę częstotliwości, gdyż żarówki zapalają się z częstotliwością różnicy $f_1 - f_2$.



Rys. 2. Schemat ideowy układu do synchronizacji „na ciemno”.

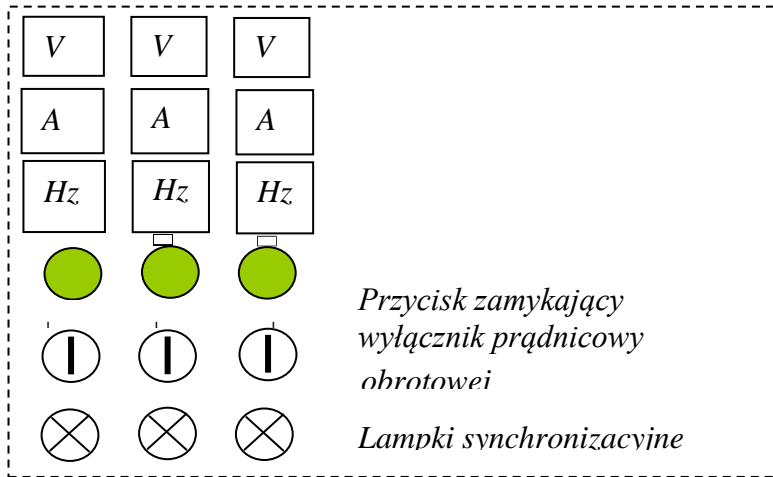
Synchronizacja na „światło wirujące”. Układ ten nie tylko ułatwia uchwycenie w chwili, w której należy włączyć synchronizowaną prądnicę na szyny, ale także przez pozorny kierunek wirowania światła wskazuje, czy częstotliwość synchronizowanej prądnicy jest większa, czy też mniejsza od częstotliwości sieci. Układ ten tworzy się poprzez włączenie żarówek synchronizujących w następujący sposób: Pierwszą żarówkę synchronizacyjną łączy się pomiędzy pierwszą fazą sieci L1 a trzecią fazę generatora synchronizowanego L3. Drugą żarówkę synchronizacyjną łączy się pomiędzy drugą fazę sieci L2 i drugą fazę generatora synchronizowanego L2. Trzecią żarówkę synchronizacyjną łączy się pomiędzy trzecią fazę sieci L3 a pierwszą fazę generatora synchronizowanego L1.

Jeszcze lepsze wyniki daje stosowanie synchronoskopu elektromagnetycznego. Jest to przyrząd wskazówkowy, dużo dokładniejszy od synchronoskopu żarówkowego. Obecnie synchronoskopy są wyposażone we wskaźnik diodowy, pokazujący bieżącą różnicę faz pomiędzy napięciem prądnicy a napięciem szyn głównych.

Badania

Badania procesów synchronizacyjnych przeprowadza się wykorzystując rozdzielnicę główną typu RG-103A. Umożliwia ona użytkowanie trzech zespołów prądowców, każdy o mocy 27 kVA ($I_{dop}=39A$). Prądnice w warunkach laboratoryjnych są napędzane silnikami prądu stałego (w miejsce silników wysokoprężnych Diesla) o parametrach: moc 35 kW, napięcie zasilania 230 V, prędkość

obrotowa 1500 obr/min. Obciążenie prądnic stanowi regulowany zespół rezystorów R_0 . Schemat blokowy stanowiska laboratoryjnego przedstawiono na rys.3. Kontrolę parametrów każdej prądnicy umożliwiają przyrządy tablicowe umieszczone na płycie czołowej rozdzielnic. Służą one do pomiaru: napięcia i prądu wzbudzenia, napięcia i prądu obciążenia prądnicy, mocy czynnej i biernej oraz częstotliwości. Układ żarówek pozwala też na przeprowadzenie synchronizacji ręcznej „na ciemno”.



Rys. 3. Przyrządy kontrolno- pomiarowe umieszczone na płycie czołowej rozdzielnic typu RG 103A.

Czynności do wykonania w trakcie ćwiczenia

1. Zapoznać się z podstawowymi parametrami rozdzielnic głównej, określić elementy regulacyjne, ich rolę i sposób użytkowania.
2. Dokonać kolejno rozruchu dwóch zespołów prądotwórczych, sprawdzić wartości napięć i prądów wzbudzenia, napięć wyjściowych prądnicy U_{pr} , częstotliwości f_{pr} oraz skontrolować możliwość regulacji tych parametrów w każdym zespole.
3. Włączyć zespół numer 1 na szyny poprzez wciśnięcie przycisku synchronizującego tegoż zespołu po uprzednim sprawdzeniu braku napięcia na szynach.
4. Obciążyć zespół 1 odpowiednią mocą czynną określoną przez prowadzącego zajęcia za pomocą rezystorów R_0 (łączniki w polu 4).
5. Przeprowadzić synchronizację ręczną „na ciemno” zespołu 2 z siecią tj. z zespołem numer 1
6. Powtórzyć realizację punktów od 3 do 5 zmieniając kolejność synchronizacji poprzez przypisanie generatorowi drugiemu roli wiodącej.

Pytania kontrolne

1. Podaj przyczyny kołysania prądnic w procesie synchronizacji.
2. Podaj wymagania dotyczące parametrów prądnic w procesie synchronizacji.
3. Podaj szczegółowe warunki synchronizacji.
4. Omówi układy synchronizacji ręcznej.

Ćwiczenie 2.

Badanie rozptyłu mocy czynnej podczas pracy równoległej prądnic synchronicznych

Równomierne obciążenie mocą czynną prądnic synchronicznych pracujących równoległe, proporcjonalne do mocy znamionowych, czyli inaczej poprawny rozptył mocy czynnej, to bardzo istotny problem w elektrowniach. Jest on ściśle związany z napędem prądnic.

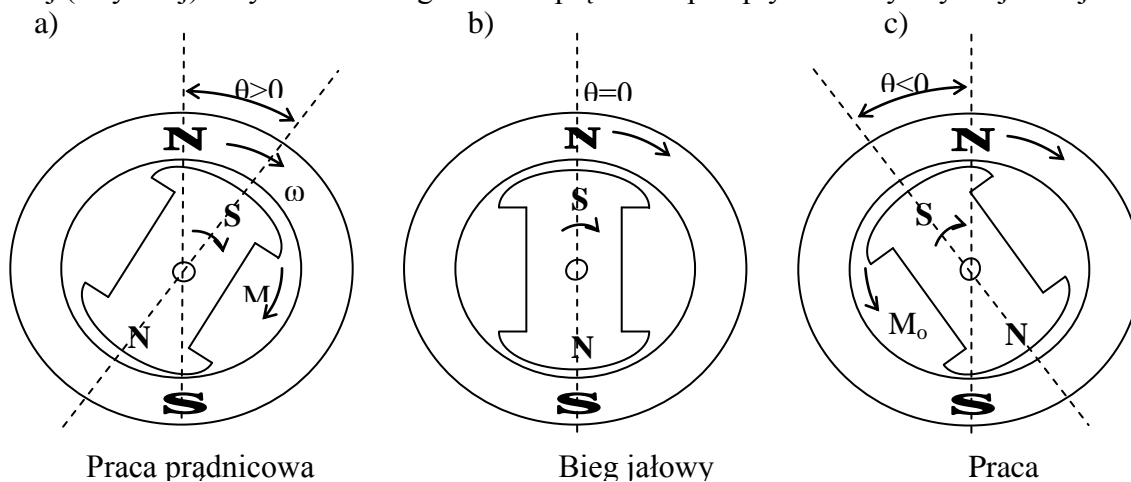
Wpływ nastaw regulatora prędkości kątowej na rozptył mocy czynnej wynika z właściwości prądnicy synchronicznej.

Po zwiększeniu momentu mechanicznego na wale prądnicy synchronicznej na przykład przez zwiększenie dopływu paliwa do silnika spalinowego lub pary do turbiny, wzrośnie kąt mocy (obciążenia) maszyny zawarty między osią wirującego wypadkowego strumienia magnetycznego twornika a osią

magneśnicy wzbudzenia. W przypadku prądnicy, pod wpływem momentu napędzającego wirnik, oś strumienia magnetycznego zacznie wyprzedzać oś strumienia wypadkowego i kąt ten będzie dodatni ($\alpha > 0$). W odniesieniu do silnika zaistnieje sytuacja odwrotna ($\alpha < 0$). Dla biegu jałowego kąt $\alpha = 0$. Aby wirnik utrzymać w synchronizmie, prądnica po wzroście tego momentu musi wytworzyć większy moment hamujący, co powoduje wzrost prądu w obwodzie twornika (jego składowej czynnej) oraz mocy czynnej oddawanej do sieci. Tak więc każda zmiana mocy mechanicznej na wale prądnicy pociąga za sobą odpowiednią zmianę mocy elektrycznej (czynnej) w obwodzie twornika przy stałej prędkości kątowej silnika ($\omega = \text{const}$), ale przy zmieniającym się kącie obciążenia.

Tak więc, w przypadku ogólnym stan pracy prądnicy synchronicznej jest określony obciążeniem mocą czynną i bierną. O wielkości obciążenia mocą czynną decyduje moment mechaniczny na wale rozwijany przez silnik napędowy (np. Diesla), a więc dawka paliwa dozowana przez regulator prędkości kątowej. Podczas równoległej pracy prądnic prawidłowy rozdział mocy czynnej zależy więc, bezpośrednio od właściwego ustawienia tych regulatorów w obu zespołach prądotwórczych.

Celem ćwiczenia jest pomiar charakterystyk mechanicznych dwóch zespołów prądotwórczych, synchronizacja i załączenie ich do pracy równoległej oraz pomiar charakterystyk w warunkach różnych nastaw regulatora prędkości. W dalszej kolejności wykonuje się załączenie jednej prądnicy do sieci miejskiej (sztywnej) i wymuszenie regulatorem prędkości przepływu mocy czynnej do tej sieci.



Rys. 1. Zależność kąta obciążenia od rodzaju pracy maszyny synchronicznej: a) praca prądnicowa, b) bieg jałowy, c) praca silnikowa.

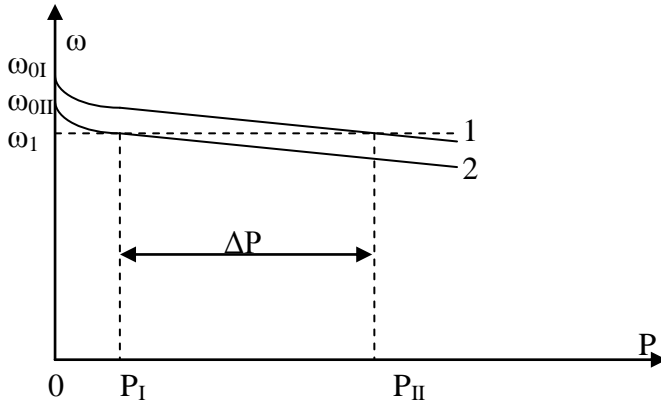
Charakterystyki mechaniczne zespołów prądotwórczych

Badania laboratoryjne modelowych zespołów prądotwórczych podczas pracy równoległej obejmują wszystkie charakterystyczne przypadki rozplywu mocy czynnej, tak prawidłowe, jak i niekorzystne oraz niedopuszczalne. Przypadek prawidłowy jest ogólnie rozumiany jako obciążenie prądnic mocą czynną proporcjonalnie do mocy znamionowych, natomiast w nieprawidłowym zależność ta nie zachodzi.

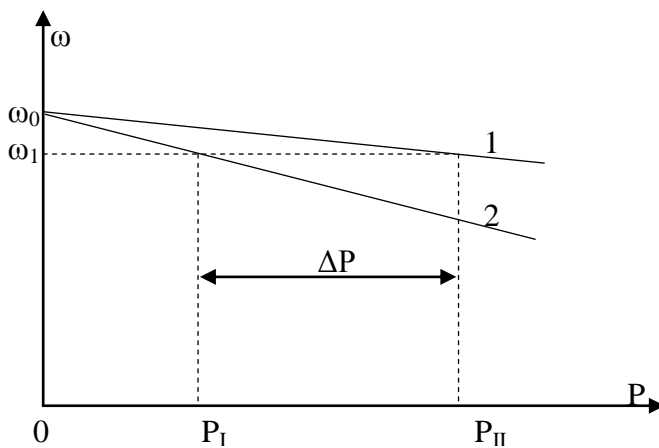
Prawidłowy rozplyw mocy czynnej w przypadku dwóch prądnic o jednakowych mocach uzyskuje się wówczas, gdy prędkości kątowe biegu jałowego tych zespołów i statyzmy regulatorów są identyczne. Istnienie strefy nieczułości w regulatorach prędkości powoduje, że charakterystyki obciążenia obu prądnic przesuwają się względem siebie równolegle, wywołując zmianę rozplywu mocy czynnej. Występują wówczas różnice w prędkościach biegu jałowego i przy pewnej prędkości kątowej ω_1 , wynikającej z obciążenia sieci okrętowej, obciążenie prądnicy I może być małe, a prądnica II będzie przeciążona. Pod pojęciem „styzm” przyjmuje się nachylenie charakterystyki mechanicznej prądnicy określone jako $S = \frac{d\omega}{dP}$. (1)

Gdy prędkości biegu jałowego zespołów będą jednakowe, a statyzmy regulatorów różne, czyli nachylenia charakterystyk niejednakowe, to również wystąpi nierównomierny rozplyw mocy czynnej 2. Jeśli z kolei statyzmy regulatorów będą różne i do tego niejednakowe prędkości biegu jałowego, to wystąpi wzrost nierównomierności obciążeń.

Inny przypadek, to różne statyzmy regulatorów i różne prędkości biegu jałowego oraz przecinające się charakterystyki mechaniczne w punkcie A. W takiej sytuacji, przy obciążeniu ustalającym prędkość ω_1 , prądnica II jest obciążona mocą P_0 , natomiast prądnica I pracuje jako silnik i pobiera moc czynną $-P_1$ (punkt B) od prądnicy II. Zjawisko to jest szkodliwe i w praktyce niedopuszczalne. Jeżeli pobór tej mocy zwrotnej przekroczy wartość 10% mocy znamionowej prądnicy P_n to zadziała przekaźnik mocy zwrotnej powodujący odłączenie prądnicy I od szyn zbiorczych.



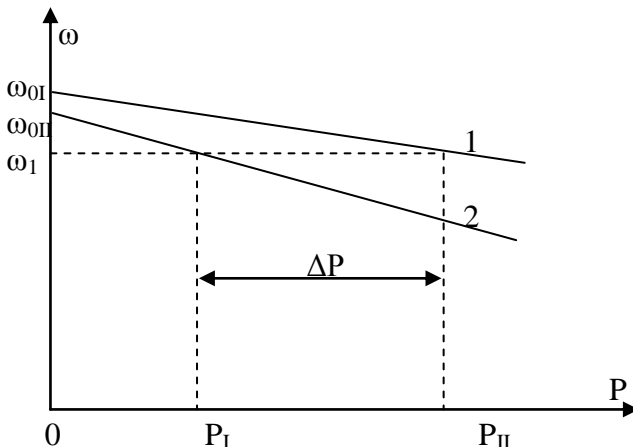
Rys.2. Rozkład mocy czynnej pomiędzy dwie prądnice pracujące równolegle przy jednakowych statyzmach regulatorów i różnych prędkościach biegu jałowego, ΔP – różnica obciążeń mocy czynnej równolegle pracujących prądnic.



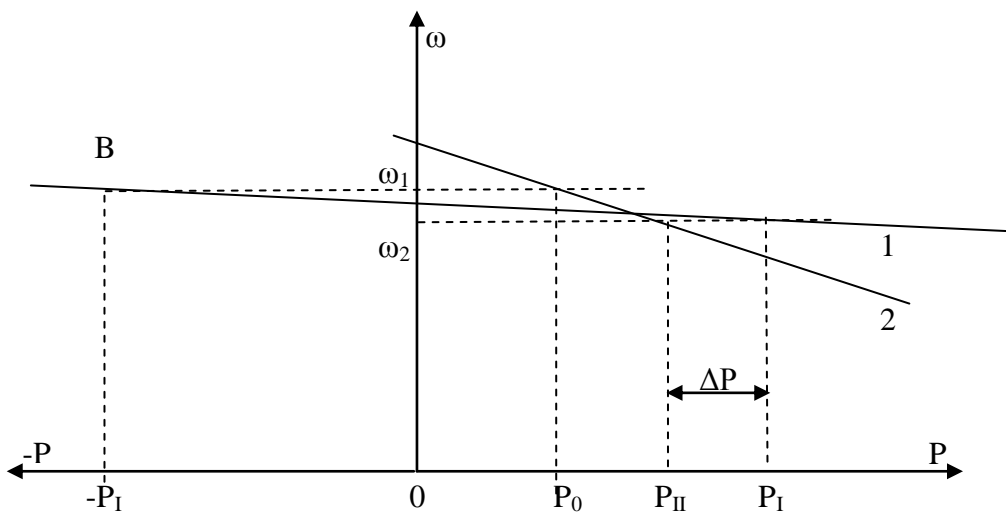
Rys.3. Rozkład mocy czynnej pomiędzy dwie prądnice pracujące równolegle przy jednakowych prędkościach biegu jałowego i różnych statyzmach regulatorów.

W tym samym przypadku, po wzroście obciążenia w sieci, ustali się prędkość ω_2 i prądnica I będzie obciążona mocą większą od prądnicy II, co też jest zjawiskiem niekorzystnym.

Sposobem dopuszczalnym wyrównywania rozplywu mocy czynnej jest zmiana prędkości biegu jałowego ω_0 silnika napędzającego, czyli przesuwanie równolegle charakterystyki mechanicznej. Statyzmy prądnic pracujących równolegle są związane z ich mocą znamionową, dla takich samych mocy powinny być równe.



Rys.4. Rozkład mocy czynnej pomiędzy dwie prądnice pracujące równolegle przy różnych statyzmach regulatorów i prędkościach biegu jałowego.



Rys.5. Rozkład mocy czynnej pomiędzy dwie prądnice pracujące równolegle przy różnych statyzmach regulatorów i prędkościach biegu jałowego oraz w przypadku krzyżowania się charakterystyk obciążenia.

Badania

W trakcie ćwiczenia należy kolejno wykonać następujące czynności:

1. Załączyć do pracy modele tyrystorowe silników Diesla.
2. Doprowadzić do wartości zbliżonych prędkości kątowe biegu jałowego dwóch zespołów prądowców, a następnie, obciążając prądnice w granicach prądów od $0-I_n$ ustawić możliwie jednakowo statyzmy regulatorów.
3. Zdjąć charakterystykę mechaniczną zespołu $\omega=f(P)$ generatora pierwszego, wyniki zarejestrować w tabeli 1.
4. Zdjąć charakterystykę mechaniczną zespołu $\omega=f(P)$ generatora drugiego, wyniki zarejestrować w tabeli 1.
5. Zsynchronizować prądnice i załączyć do pracy równoległej.
6. Przeprowadzić obserwację rozdziału mocy czynnej przy synchronizowanym G_I i G_{II} , wyniki zarejestrować w tabeli 1.

Tabela 1. Pomiar charakterystyki mechanicznej G_I modelu $\omega=f(M)$, oraz $\omega=f(P)$.

Lp.	f	P1	P2	P1'	P2'
	[Hz]	[kW]	[kW]	[kW]	[Nm]

Pytania kontrolne

1. Od czego zależy prawidłowy rozkład mocy czynnej między prądnicami synchronicznymi pracującymi równolegle.
2. Podać i uzasadnić, czy przy pracy równoległej istnieje możliwość przejścia jednej z prądnic w zakres pracy silnikowej.

Ćwiczenie 3

Badanie cyfrowego regulatora napięcia typu DECS

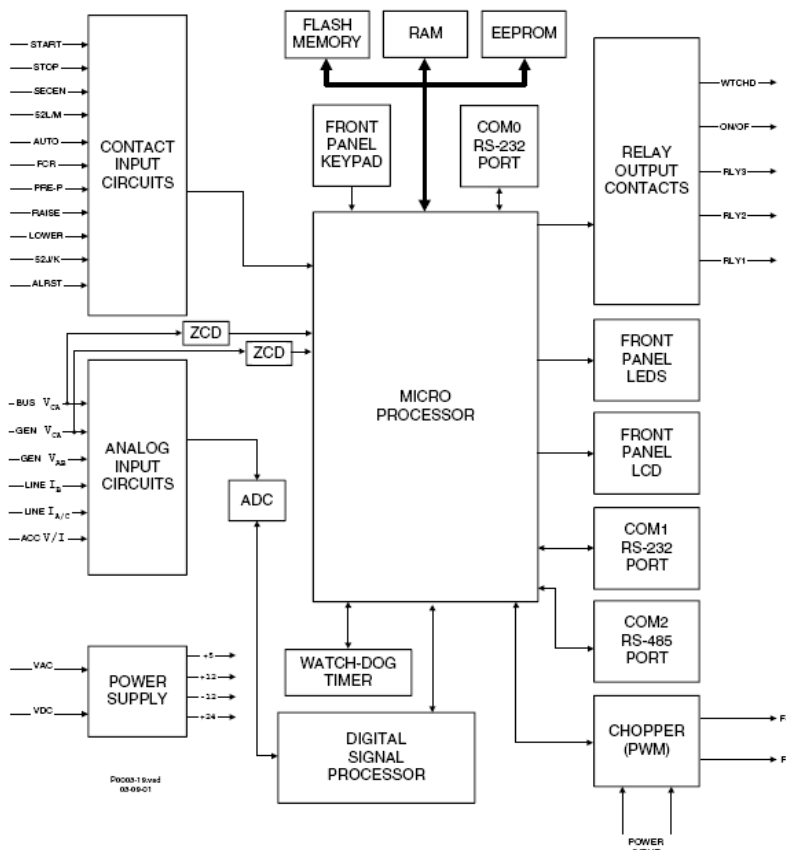
Regulator napięcia typu DECS firmy Basler przeznaczony jest do współpracy z prądnicami synchronicznymi o szerokim zakresie mocy znamionowej zarówno jako element wzbudzenia prądnic, jak i element stabilizujący napięcie na określonym poziomie. Istotną zaletą tego regulatora jest szybkość działania i szerokie spektrum nastaw, umożliwiających dostosowanie układu do wymagań eksploatacyjnych. Stosowanie takich regulatorów poprawia parametry jakości energii elektrycznej w

sieciach okrętowych poprzez utrzymanie stałej wartości napięcia w chwili załączania i odłączania obciążenia z szyn.

Regulator BASLER typu DECS-200 (Digital Excitation Control System), zbudowany jest na bazie mikroprocesora, który jest sercem całego systemu, posiadającym odizolowane i wyprowadzone na zewnątrz sygnały wejściowe i wyjściowe. Schemat tych połączeń, pokazano na rysunku rys.1.

Contact input circuits - jest to jedenaście styków wejściowych zasilanych izolowanym napięciem stałym 12V. Umożliwiają one podawanie sygnałów na DECS-200. Ich znaczenie i typ zostały opisane poniżej:

- Start – w momencie zamknięcia się tego styku następuje uruchomienie regulatora.
- Stop - w momencie zamknięcia się tego styku następuje zatrzymanie regulatora.
- AVR (Automatic Voltage Regulation - Automatyczna Regulacja Napięcia) - w momencie zamknięcia się tego styku regulator przechodzi do opcji AVR. W przypadku braku tego sygnału regulator pracuje w jednym z pozostałych trybów zdefiniowanych przed startem, czyli: FCR, PF lub var.
- FCR (Field Current Regulation – Regulacja Natężenia Prądu Wzbudzenia) - w momencie zamknięcia się tego styku regulator przechodzi do opcji FCR. W przypadku braku tego sygnału regulator pracuje w jednym z pozostałych trybów zdefiniowanych przed startem, czyli: AVR, PF lub var.
- Raise (zwiększ) - dzięki temu wejściu możemy zwiększyć wybraną przez użytkownika wartość. Wejście to jest nieaktywne, gdy na czołowej płycie regulatora włączona jest opcja pre-position.
- Lower (zmniejsz) - dzięki temu wejściu możemy zmniejszyć wybraną przez użytkownika wartość. Wejście to jest nieaktywne, gdy na czołowej płycie regulatora włączona jest opcja pre-position.
- PRE-P (Pre-Position)- wejście to utrzymuje cały czas zwarte styki. Wszystkie nastawialne wartości przyjmują wartości pierwotnie zdefiniowane i automatycznie zwiększane lub zmniejszane są parametry nastaw w zależności od sytuacji pomiarowej. W trybie RELEASE odblokowana jest możliwość zmiany parametrów poprzez przyciski raise i lower.



Rys.1. Uproszczony schemat blokowy regulatora typu DECS-200.

Poniżej przedstawiono ważniejsze funkcje i cechy eksploatacyjne omawianego regulatora.

1. Cztery tryby sterowania;
2. Automatyczna regulacja napięcia (AVR),
3. Regulacja natężenia prądu wzbudzenia (FCR),
4. Kontrola współczynnika mocy (PF),
5. Kontrola mocy biernej (var);
6. Płynny początkowy rozruch z nastawialnym wymuszeniem w trybie sterowania AVR i FCR;
7. Jeden nastawialny zakres wartości początkowych dla każdego trybu sterowania;
8. Przewzbudzenie (OEL) i niedowzbudzenie (UEL) ograniczone w trybach sterowania AVR, var i PF;
9. Dwadzieścia stałych nastaw;
10. Kompensacja częstotliwości;
11. Automatyczne śledzenie wartości rzeczywistej napięcia;
12. Automatyczne kopiowanie nastaw DECS-200 do zapasowej jednostki;
13. Cechy ochrony prądnicy np:
14. zabezpieczenie nadnapięciowe,
15. zabezpieczenie przeciążeniowe,
16. zegar kontrolny,
17. zabezpieczenie od uszkodzenia czujników,
18. zapalenie diod monitorujących (EDM),
19. Wyświetlanie wartości i zapisywanie zdarzeń;

Wejścia i wyjścia:

Jednofazowy czujnik napięcia sieci,

Jedno lub trójfazowy czujnik napięcia generatora,

Jednofazowy czujnik prądu generatora (1 lub 5A),

Wyjście analogowe ($\pm 10V_{dc}$ i $4\div 20mA_{dc}$) zapewniające proporcjonalne, zdalne sterowanie wartości ustalonej,

Jedenaście wejść stykowych kompatybilnych z wewnętrznym systemem,

Odizolowane wejścia mocy ac i dc są dostosowane dla rezerwowych źródeł zasilania,

Moc użyteczna PWM określona jest przy max wartości prądu 15A,

Pięć wyjść przekaźnikowych:

trzy przekaźniki programowalne,

dwa o stałych nastawach.

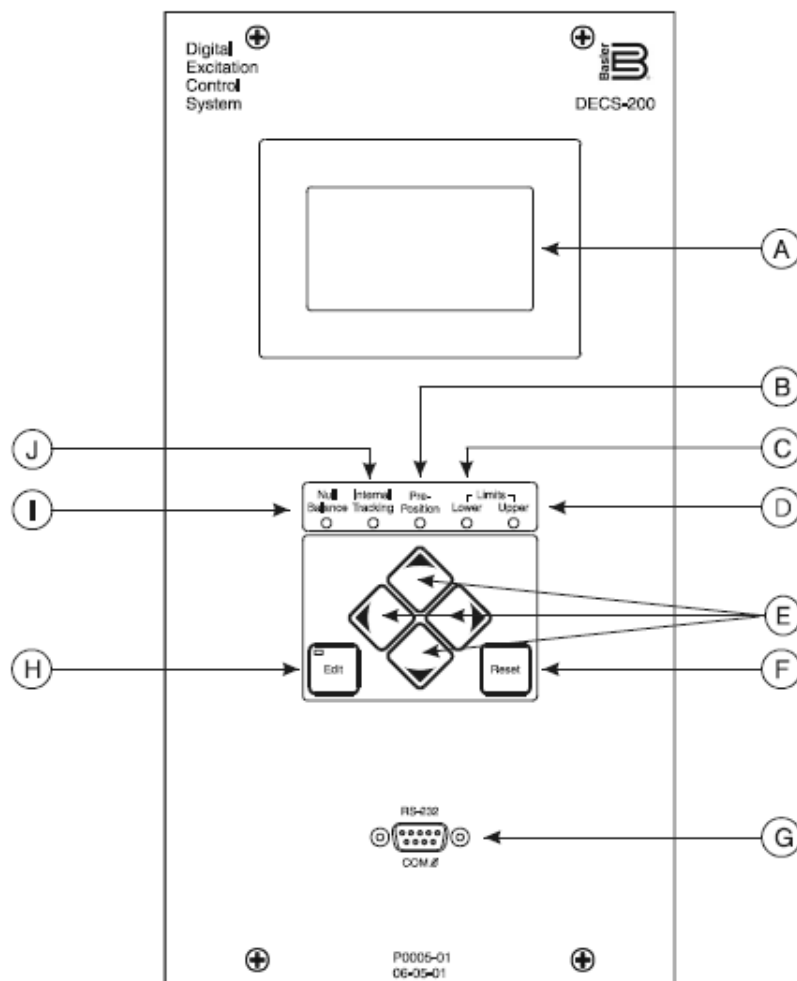
Dodatki HMI:

1. Przedni panel HMI zawiera przyciski kontrolne, wskaźniki diodowe LED, i podświetlany, ciekłokrystaliczny wyświetlacz (LCD).
2. Proste oprogramowanie dostarczone przez BESTCOM Windows[®] czyniące prostsze i łatwiejsze zmienianie parametrów i kontrole
3. Trzy porty komunikacyjne:
4. z przodu port RS-232 do komunikacji z komputerem,
5. z prawej strony port RS-232 umożliwiający komunikację z dodatkowym regulatorem napięcia typu DECS-200,
6. protokół Modbus[™] dla RS-485 pozwalający na komunikację na dużą odległość (1200m).

Tabela 1. Opis przedniego panelu regulatora napięcia typu DECS-200.

Cyfra	OPIS
A	LCD. Podświetlany wyświetlacz ciekłokrystaliczny o rozdzielczości 64 na 128 pixeli. Pierwsze źródło informacji z DECS-200. Funkcje wyświetlacza, ustawienia, pętla bramek, pomiary, funkcje ochrony, parametry systemu, i ustawienia ogólne.
B	Dioda pre-position. Sygnalizująca tryb pracy Pre-position.

C	Dioda niskiego poziomu. Sygnalizująca minimalną wartość nastawionych parametrów.
D	Dioda wysokiego poziomu. Sygnalizująca maksymalną wartość nastawianych parametrów.
E	Przyciski nawigacyjne. Przyciski te umożliwiają swobodne poruszanie się po menu programu w czterech kierunkach.
F	Przycisk Reset. Anuluje edytowane procesy, resetuje wywołane alarmy i zamyka przełącznik alarmowy i może być używany do szybkiego przejścia do monitora parametrów.
G	Port (COM 0) przeznaczony do komunikacji za pomocą przewodu RS-232 między komputerem z odpowiednim programem a regulatorem.
H	Przycisk Edycji. Zatwierdza wprowadzone zmiany. Gdy wciśniemy go po raz pierwszy i dioda blisko przycisku się zapali opcje zmian są aktywne. Po zakończeniu zmian i naciśnięciu przycisku edit zmiany zostają zapisane a dioda gaśnie.
I	Dioda zerowa. Zapalona w chwili nieaktywnych trybów (AVR, FCR, var lub PF) dopasowuje odpowiedni tryb.
J	Dioda wewnętrznego śledzenia. Zapalona w chwili nieaktywnych trybów (AVR, FCR, var lub PF) służy do śledzenia łagodnych zmian parametrów, kiedy następuje zmiana aktywnych trybów.



Rys. 2. Przedni panel regulatora napięcia typu DECS-200.

Badania

Stanowisko laboratoryjne do badania regulatora napięcia wzbudzenia prądnicy synchronicznej powstało w rozdzielnicy głównej RG-103A, przez umieszczenie w niej regulatora DECS-200 i podłączenie do niego wymaganych urządzeń.

Regulator cyfrowy umieszczony w rozdzielnicy głównej może być uruchomiony poprzez zainstalowany program sterujący na komputerze PC lub bezpośrednio z samego regulatora.

W celu uruchomienia prądnicy i procesu regulacji jej napięcia z komputera PC, należy przełączyć przełącznik rodzaju regulatora umieszczony w tylnej części rozdzielnicy głównej w pozycję „DECS” oraz przełącznik obciążenia w pozycję „1”. Następnie należy podłączyć kabel RS232 (pomiędzy komputerem a regulatorem), uruchomić program sterujący i nawiązać komunikację z regulatorem klikając myszką na przycisk COMMUNICATIONS i wybierając zakładkę FRONT PORT-RS232, a także numer portu COM.

W trakcie ćwiczenia należy kolejno wykonać następujące czynności:

1. Należy zaobserwować i zanotować prąd wzbudzenia I_w oraz napięcie wzbudzenia U_w dla różnych nastaw STABILITY RANGE (np. początkowej, środkowej oraz ostatniej) przy następujących sytuacjach: start prądnicy (bieg jałowy), zwiększanie obciążenia (dla pięciu różnych wartości obciążenia $I_{obc} = 0,1I_n, 0,4I_n, 0,6I_n, 0,8I_n, 1I_n$), zmniejszanie obciążenia (dla czterech różnych wartości obciążenia).
2. Należy zmieniać parametry ustawień regulatora według wskazówek prowadzącego i obserwować zachowanie się układu za pomocą oscyloskopu.
3. Należy obserwować okna kontrolne w programie obsługującym regulator.
4. Należy obserwować proces wzbudzenia i regulacji. Zwrócić uwagę na możliwe przeregulowania.

Pytania kontrolne

1. Omówić schemat blokowy regulatora napięcia DECS 200 i podać, jakie funkcje spełniają poszczególne bloki.
2. Przedstawić poziomy zmian parametrów regulacyjnych.
3. Przedstawić blok indykacji pomiarowej regulatora DECS 200.

Ćwiczenie 4

Zintegrowane zabezpieczenie typu SELCO S6000

Moduł S6000 SIGMA zawiera sześć programowalnych funkcji zabezpieczeń działających we wszystkich trzech fazach:

- zwarciove (short circuit),
- przeciążeniowe – nadprądowe (overcurrent),
- mocy zwrotnej (reverse power),
- przeciążeniowe – mocą czynną (overload),
- utraty wzbudzenia (excitation loss),
- nadzoru napięcia (voltage establishment).

Każde zabezpieczenie może zostać aktywowane bądź wyłączone, można je dowolnie konfigurować pod względem nastaw progu i zwłoki czasowej zadziałania, dokonując zmian w programie urządzenia.

Moduł S6000 zapewnia gromadzenie danych i kompletną ochronę pojedynczej prądnicy. Zasada działania urządzenia polega na otwieraniu wyłącznika głównego prądnicy poprzez przekaźnik C/B TRIP po wystąpieniu jednego z w/w sześciu przekroczeń parametrów dopuszczalnych. Sygnał sprzężenia zwrotnego z wyłącznika głównego informujący o jego stanie podany zostaje na wejście C/B STATE. Każdemu zabezpieczeniu przypisane jest wyjście w postaci styku zwiernego. W momencie zadziałania któregośkolwiek z zabezpieczeń jego wyjście zmienia stan (styk zwierny) i pozostaje aktywne do momentu zresetowania alarmu. Zadziałanie któregośkolwiek alarmu sygnalizowane jest zapaleniem się odpowiedniej diody LED.

Moduł S6000 mierzy symetryczne napięcie trójfazowe na zaciskach prądnicy oraz prąd płynący w każdej fazie. Konstrukcyjnie firma SELCO przewidziała dwie opcje podłączenia napięcia trójfazowego: z przewodem neutralnym i bez tegoż przewodu. Rodzaj podłączenia napięcia należy najpierw zdefiniować w programie urządzenia. Moduł SELCO przeznaczony jest więc do pracy z generatorami zarówno w okrętowym, jak i lądowym systemie elektroenergetycznym

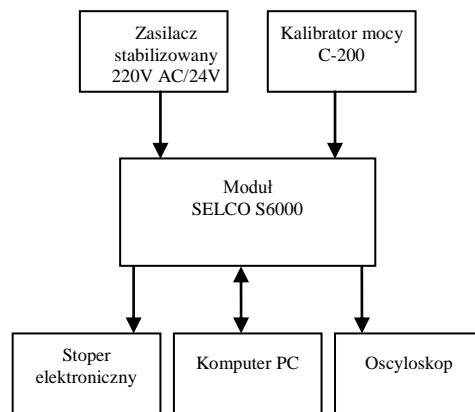
Moduł S6000 można podłączyć do komputera osobistego PC przy użyciu łącza szeregowego RS – 232C. Interfejsem łączącym użytkownika z modułem jest program „S6000- Hyper Terminal” współpracujący z większością typów systemu operacyjnego Windows.

Badania

Stanowisko laboratoryjne do badania zabezpieczeń typu SELCO S6000 składa się z następujących podzespołów:

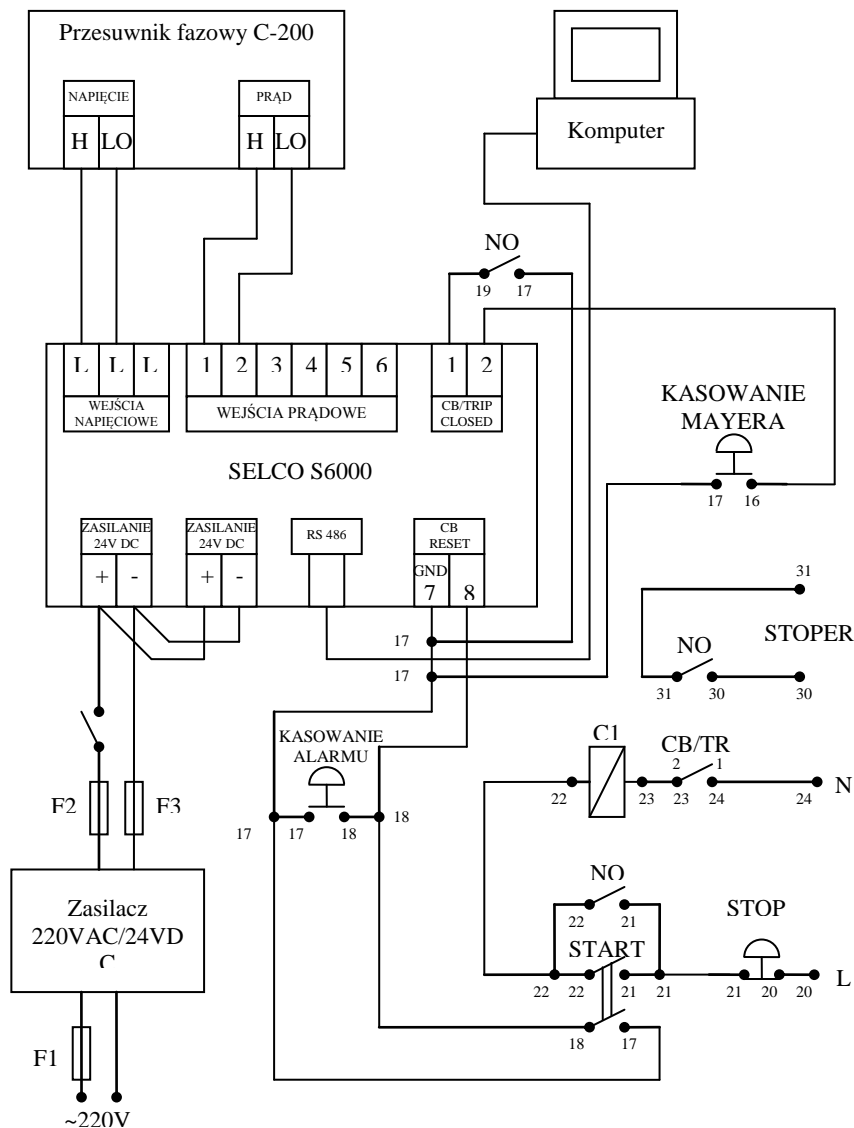
Modułu SELCO S6000, kalibratora mocy C-200, zasilacza stabilizowanego 230V AC / 24V DC, stopera elektronicznego, komputera PC, oscyloskopu, stycznika, przycisków START / STOP, dwóch przycisków RESET, bezpieczników i zacisków przyłączeniowych.

Rys. 1. przedstawia schemat blokowy wykonanego stanowiska laboratoryjnego wraz z zaznaczeniem kierunku przepływu informacji pomiędzy poszczególnymi podzespołami.



Rys. 1. Schemat blokowy stanowiska laboratoryjnego do badania zabezpieczeń prądnic okrętowych typu SELCO.

Moduł S6000 zasilany jest napięciem stałym 24V z zasilacza stabilizowanego. Po stronie pierwotnej i wtórnej zasilacza zainstalowano bezpieczniki 2A, zabezpieczające moduł SELCO przed uszkodzeniem. Źródłem wymuszającym napięciowe i prądowe sygnały wejściowe jest kalibrator mocy C - 200. Podczas składania stanowiska laboratoryjnego zaciski wysokiego i niskiego potencjału (HI i LO) wyjścia napięciowego kalibratora należy podłączyć kolejno do zacisków napięciowych L1 i L2 modułu S6000, natomiast zaciski wysokiego i niskiego potencjału wyjścia prądowego przesuwnika należy podłączyć do pierwszej fazy prądowej modułu zabezpieczenia typu SELCO. Na rys. 2 zamieszczono schemat montażowy stanowiska laboratoryjnego. Pomiar czasu zadziałania poszczególnych rodzajów zabezpieczeń umożliwi elektroniczny stoper. Włączony jest on w obwód sterujący stycznika i uruchamiany przyciskiem START. Funkcją stycznika jest więc uruchamianie startu stopera. Zatrzymywanie odbywa się automatycznie po odliczeniu czasu rozwiernym stykiem C/B TRIP włączonym w obwód zasilający cewkę stycznika bądź ręcznie przyciskiem STOP, przy czym drugi sposób powoduje zatrzymanie stopera bez dokonania pomiaru zwłoki czasowej.



Rys.2. Schemat montażowy stanowiska laboratoryjnego do badania zabezpieczeń prądnic typu SELCO.

Badania

1. Zapoznać się z budową stanowiska laboratoryjnego do badania zabezpieczeń prądnic okrętowych typu SELCO S 6000.
2. Zapoznać się z budową i przeznaczeniem modułu S6000.
3. Zapoznać się z obsługą kalibratora mocy C - 200 firmy CALMET. zapoznać się z podstawami programowania modułu S6000 za pomocą programu Hyper Terminal.
4. Pomierzyć wartości sygnałów wejściowych dla wybranych nastaw oraz zwłok czasowych dla badanych zabezpieczeń (podpunkty a, b, c).
5. Zarejestrować odpowiednie charakterystyki przy pomocy oscyloskopu.

Pytania kontrolne

1. Omówić konstrukcję obudowy zestawu zabezpieczeń typu SELCO – modułowy, zintegrowany. Podać wady i zalety tych konstrukcji
2. Na czym polega okresowa kontrola stanu technicznego zestawu zabezpieczeń typu SELCO i jakie powinny być czynności konserwacyjne.