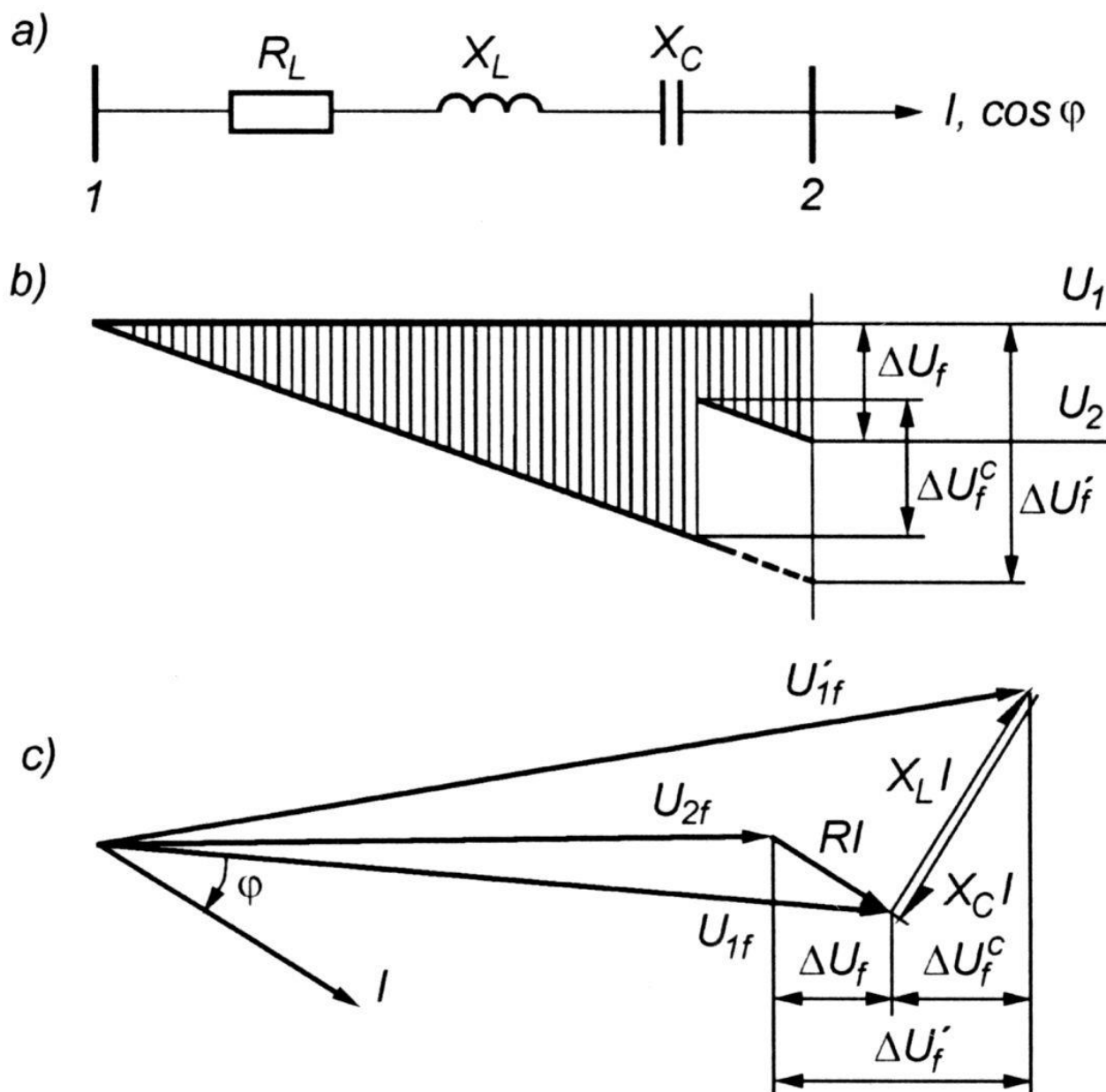


Regulacja napięcia przez zmianę impedancji sieci:

- przez okresowe zmiany konfiguracji sieci:
 - włączanie i wyłączanie równoległych linii i transformatorów;
- przez włączanie kondensatorów szeregowych:
 - kompensacja indukcyjnego spadku napięcia,
 - natychmiastowa reakcja regulacyjna.

Szczególnie przydatne do regulacji napięcia w sieciach zasilających odbiorniki niespokojne (piece łukowe, zespoły napędowe walcarek, spawarki).



Zasada regulacji napięcia za pomocą kondensatorów szeregowych: $\Delta U_f'$ - spadek napięcia w linii bez kondensatora, ΔU_f - spadek napięcia w linii z kondensatorem.

Regulacja napięcia przez zmianę rozplywu mocy biernej

Zainstalowanie dodatkowych odbiorników mocy biernej pojemnościowej:

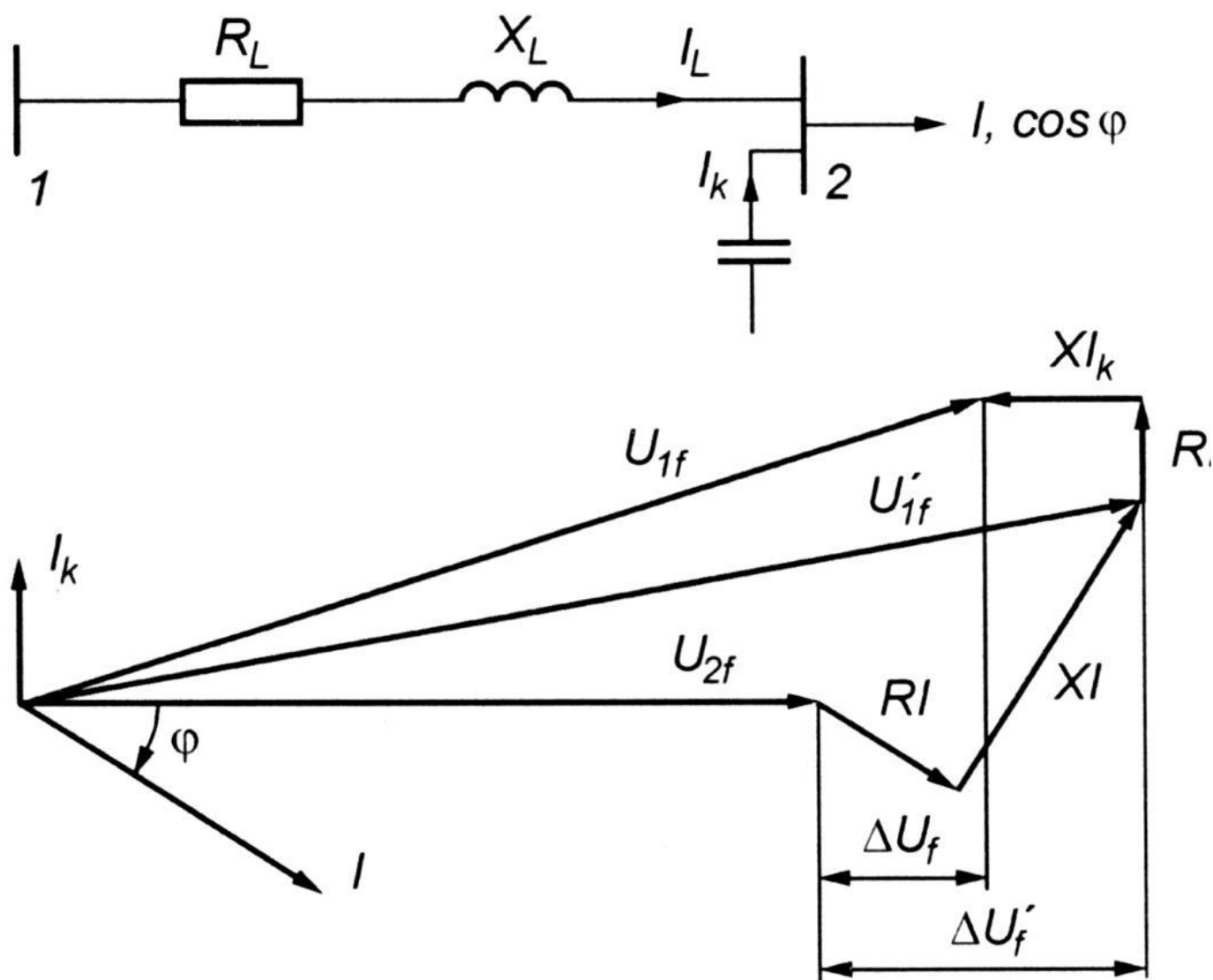
- kondensatory równoległe,
- kompensatory synchroniczne.

Moc bierna kondensatorów zależy od kwadratu napięcia:

$$Q_k = U^2 \omega C$$

Moc kompensacyjna maleje wraz ze wzrostem zapotrzebowania na moc bierną indukcyjną (wzrost obciążenia – zmniejszenie napięcia).

Zwiększanie pojemności baterii kondensatorów przy wzroście obciążenia – regulacja liczby pracujących członów baterii za pomocą tyrystorów.



Zasada regulacji napięcia przez zmianę rozptywu mocy biernych: $\Delta U'_f$ - spadek napięcia w linii bez kondensatora, ΔU_f - spadek napięcia w linii z kondensatorem.

Wahania napięcia

Szybkie zmiany napięcia przekraczające 2% na sekundę:

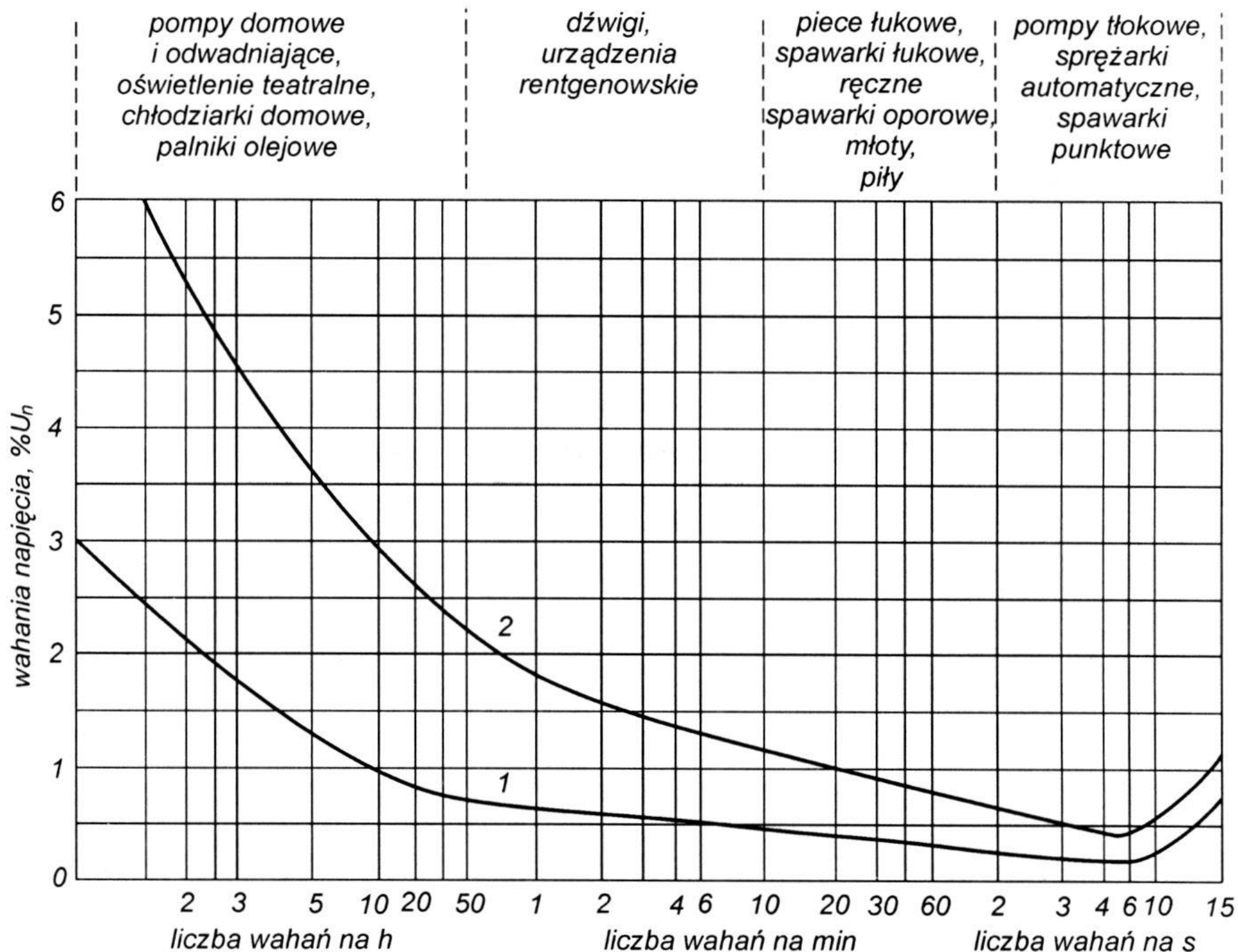
$$\Delta U = \frac{U_{\max} - U_{\min}}{U_r} \cdot 100 \%$$

Przyczyny:

- zwarcia o dużych prądach,
- przełączenie zaczeów transformatora,
- odbiorniki niespokojne:
 - silniki asynchroniczne,
 - spawarki (zwłaszcza punktowe),
 - sprężarki tłokowe,
 - piece łukowe.

Parametry wahań napięcia:

- amplituda wahanania,
- częstość występowania:
 - bardzo częste, rzadkie, bardzo rzadkie,
 - najbardziej uciążliwe o częstotliwości 6...10 Hz.
- czas trwania.



Wrażliwość wzroku na zmiany oświetlenia spowodowane wahaniami napięcia; 1 – próg odczuwalności, 2 – granica dokuczliwości.

Proponowane wartości dopuszczalnych wahań napięcia w Polsce.

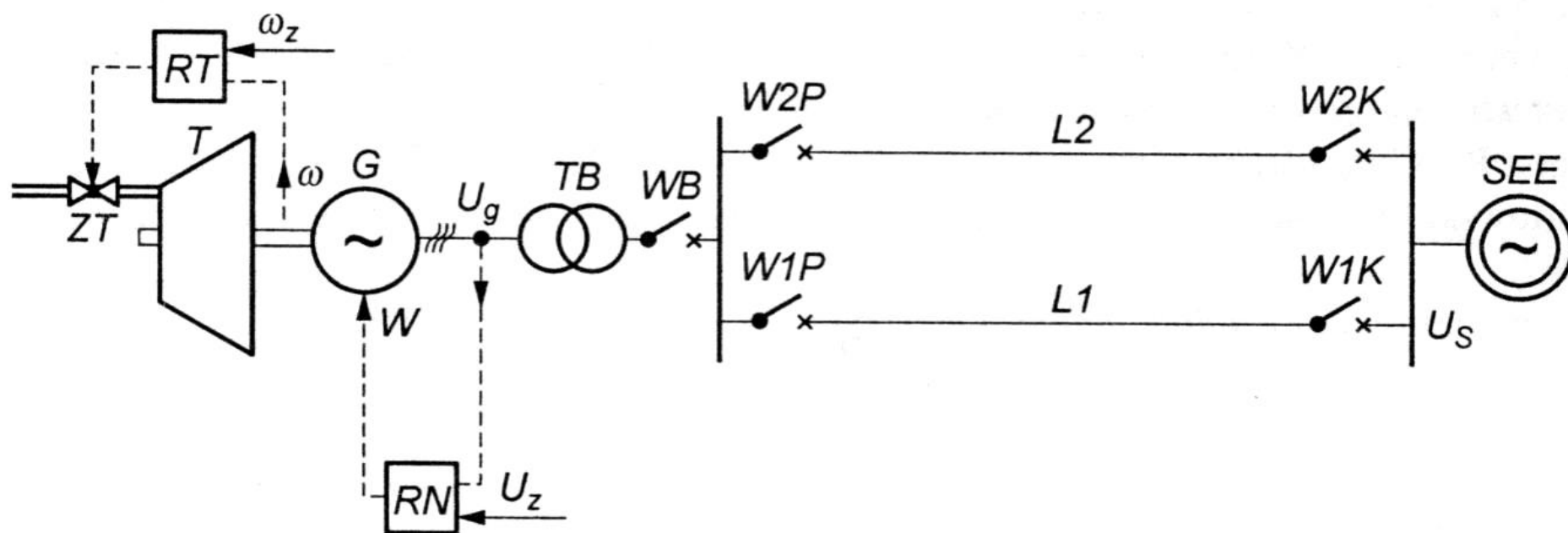
Rodzaj wahań	Częstość wahań	Dopuszczalna wartość, %
Regularne bardzo częste	większa niż 2/s	0,5
Nieregularne bardzo częste	większa niż 2/s	0,7 ÷ 1
Częste	kilka na minutę do 2/s	2 ÷ 2,5
Rzadkie	mniejsze niż kilka na minutę	4 ÷ 5
Bardzo rzadkie	1 na kilka dni	10 ÷ 15

Ograniczanie wahań napięcia:

- zwiększenie mocy zwarcia w miejscu zainstalowania odbiorników niespokojnych,
- zmniejszenie zmian mocy biernej przez zastosowanie kompensatorów dynamicznych,
- zasilanie odbiorników niespokojnych z oddzielnych transformatorów,
- zastosowanie dławików szeregowych o zmiennym stopniu nasycenia.

Praca generatora synchronicznego w systemie elektroenergetycznym

Turbina (np. parowa) T napędza wirnik generatora G , którym jest trójfazowa maszyna synchroniczna. Uzwojenie wzbudzenia generatora W zasilane jest ze wzбудnicy.



Uproszczony schemat funkcjonalny; T – turbina, ZT – zawór turbiny, RT – regulator turbiny, ω - prędkość kątowa wirnika, ω_z – wartość zadana prędkości, G – generator, W – wzbudzenie generatora, RN – regulator napięcia, U_g – napięcie generatora, U_z – zadana wartość napięcia, TB – transformator blokowy, WB – wyłącznik bloku, $L1$ i $L2$ – linie wysokiego napięcia, SEE – system elektroenergetyczny (sieć sztywna), U_S – napięcie systemu.

Zespół generator-turbina, wyposażony jest w regulatory RT i RN . Regulator RT reguluje prędkość obrotową turbiny i działa przez serwomotor na zawór dopływu pary ZT .

Zadaniem RT jest utrzymywanie prędkości wału turbozespołu ω tak, aby była ona równa zadanej prędkości ω_z .

Regulator napięcia RN działa na prąd wzbudzenia generatora, jego zadaniem jest utrzymywanie wartości napięcia generatora U_g równej zadanej wartości U_z .

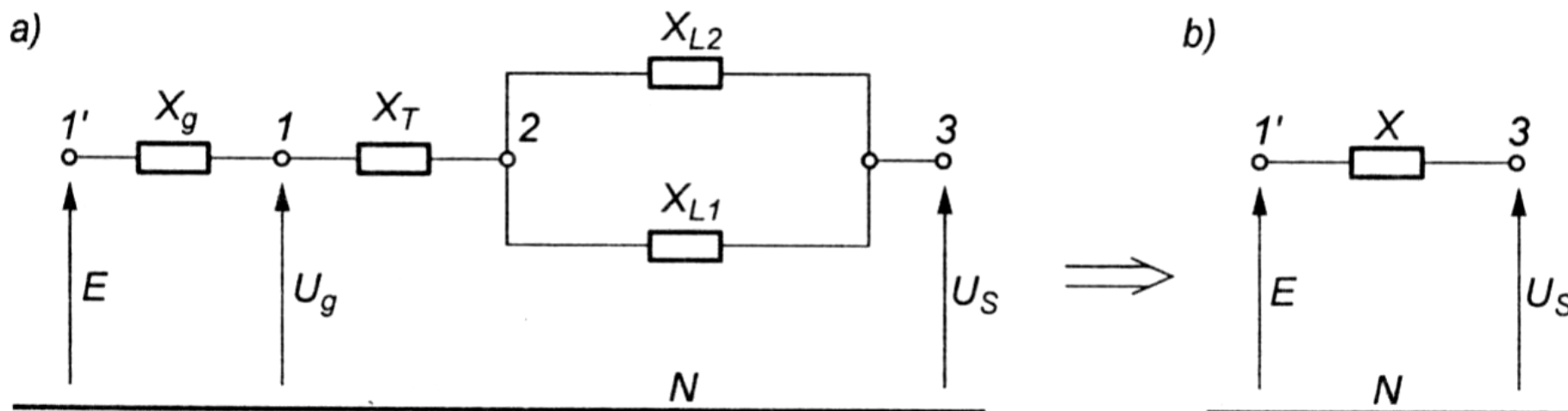
Energia elektryczna doprowadzana jest przez transformator TB podwyższający napięcie oraz linie $L1$ i $L2$ do systemu SEE .

System SEE składa się z dużej liczby podobnych zespołów wytwórczych połączonych liniami wysokiego napięcia.

Suma mocy zainstalowanych w SEE jest wielokrotnie większa od mocy rozważanego zespołu.

Można przyjąć, że SEE stanowi idealne źródło napięcia U_s zdolne odebrać moc dowolnie dużą.

Obciążenie generatora, obszar obciążeń dopuszczalnych, regulacja mocy



Schemat elektryczny (jednofazowy) badanego układu:

a) schemat wyjściowy (pominięto rezystancje elementów),

b) schemat zastępczy: $X = X_g + X_T + X_{L1} \cdot X_{L2} / (X_{L1} + X_{L2})$,

gdzie:

X_g - reaktancja generatora, X_T - reaktancja transformatora,

X_{L1} i X_{L2} - reaktancje linii, E - siła elektromotoryczna generatora,

U_s - napięcie sieci sztywnej.

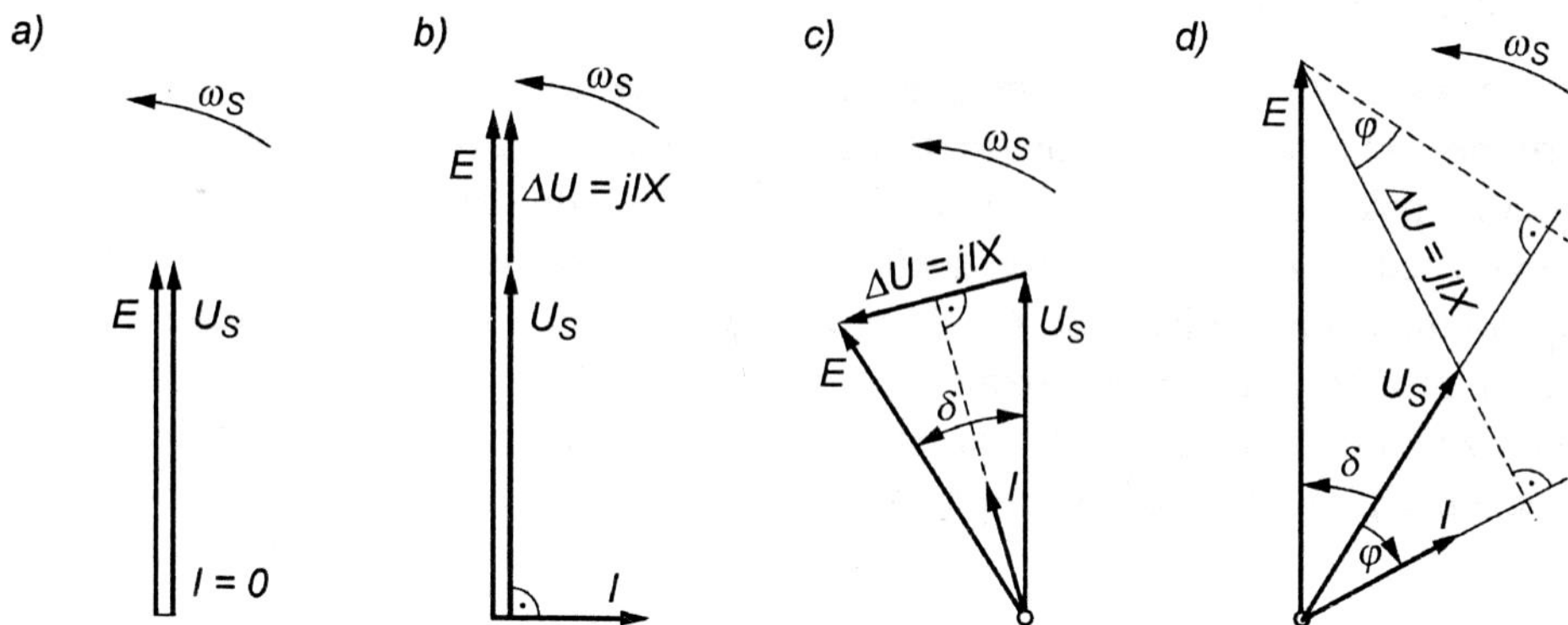
Generator pracuje jałowo ($E = U_g = U_s$, rys. a)).

Założmy, że zmienia się prąd wzbudzenia, np. przez zadanie regulatorowi RN nowej wartości U_z .

Zmiana prądu wzbudzenia powoduje odpowiednią zmianę modułu SEM generatora E .

Z prawa Ohma wynika, że zmiana E wywoła obciążenie generatora prądem biernym rys. b).

Zmianę (zwiększenie) mocy biernej oddawanej przez generator można uzyskać przez zmiany (zwiększenie) prądu wzbudzenia.



Wykresy wskazowe prądów i napięć generatora:

a) stan biegu jałowego,

b) stan obciążenia tylko mocą bierną,

c) stan obciążenia mocą czynną i małą mocą bierną pojemnościową,

d) stan obciążenia mocą czynną i mocą bierną indukcyjną.

Założmy teraz, że nie dokonuje się zmian prądu wzbudzenia generatora, lecz zwiększa się moment napędowy turbiny.

Nadwyżka momentu napędowego powoduje pewien obrót wirnika generatora.

SEM E generatora jest skojarzona z wirnikiem (poprzez strumień wzbudzenia), następuje więc obrót E , rys. c).

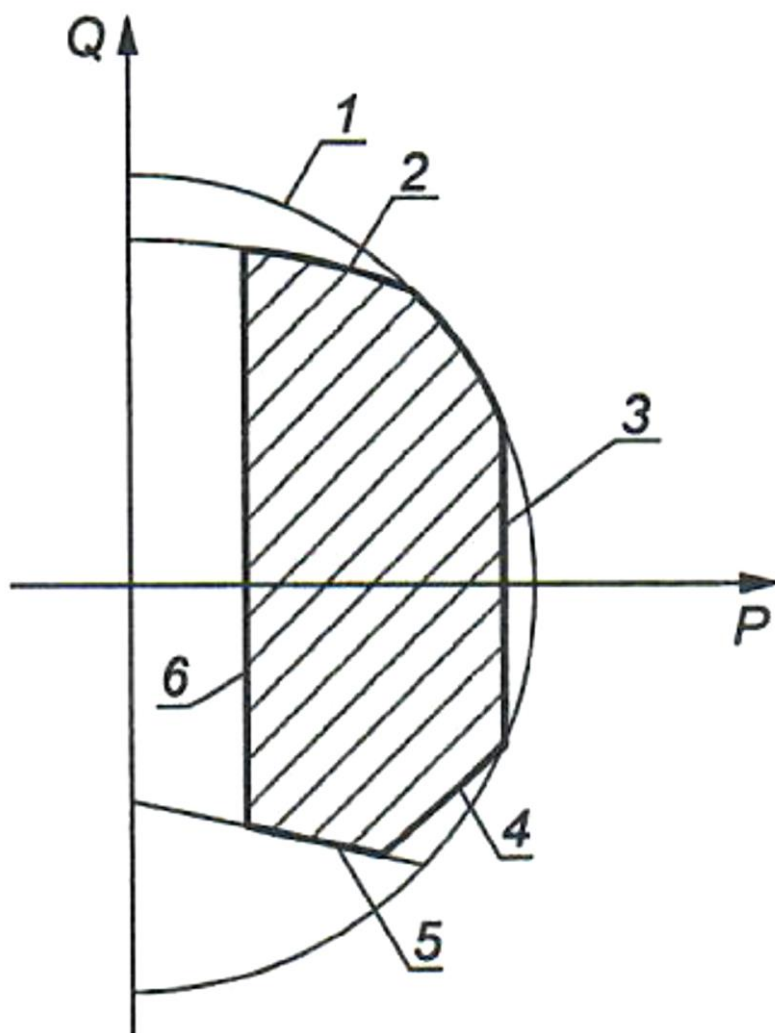
Powstała przez to różnica ΔU wywołuje prąd, który ma charakter głównie czynny i częściowo bierny.

Wirnik oraz E wychylają się tak daleko, aż moc czynna wywołana tym rozchyleniem zrównoważy moment napędowy turbiny.

Zmiana (zwiększenie) mocy czynnej oddawanej przez generator można uzyskać przez zmianę (zwiększenie) mocy turbiny.

Zmian mocy czynnej i biernej generatora nie można dokonywać dowolnie.

Jest wiele ograniczeń tworzących zamknięty obszar dopuszczalnych punktów pracy turbozespołu.



Dopuszczalne stany pracy turbozespołu:

- 1 - ograniczenie ze względu na dopuszczalny prąd stojana,
- 2 - ograniczenie ze względu na dopuszczalny prąd wirnika,
- 3 - ograniczenie maksymalnej mocy turbiny,
- 4 - ograniczenie ze względu na nagrzewanie się skrajnych elementów stali stojana,
- 5 - ograniczenie ze względu na stabilność lokalną generatora,
- 6 - ograniczenie minimalnej mocy turbiny (tzw. minimum technologiczne)

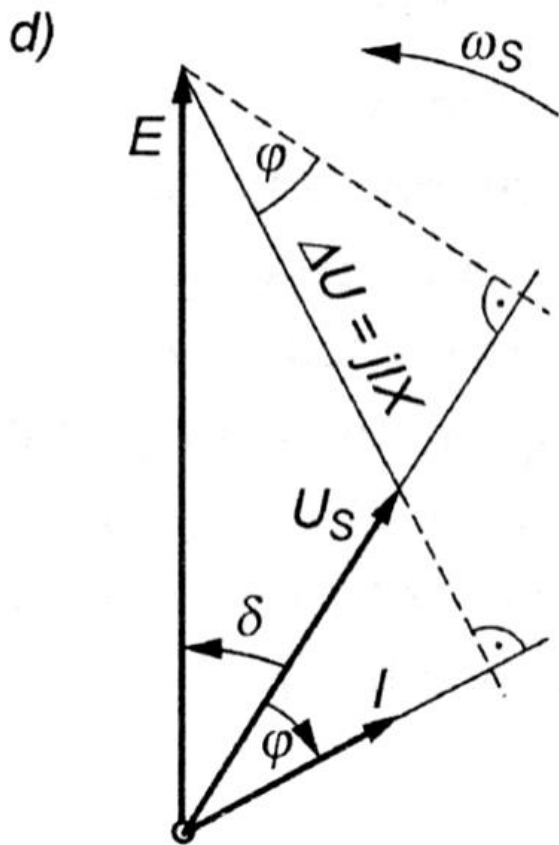
Stabilność lokalna (praca przy małych zaburzeniach)

Moc czynna i bierna oddawana przez generator i wpływająca do sieci sztywnej (zgodnie z rys. d)) może być wyrażona następująco:

$$P = |U_s| |I| \cos \varphi = \frac{|U_s|}{X} |E| \sin \delta = \frac{|E| |U_s|}{X} \sin \delta$$

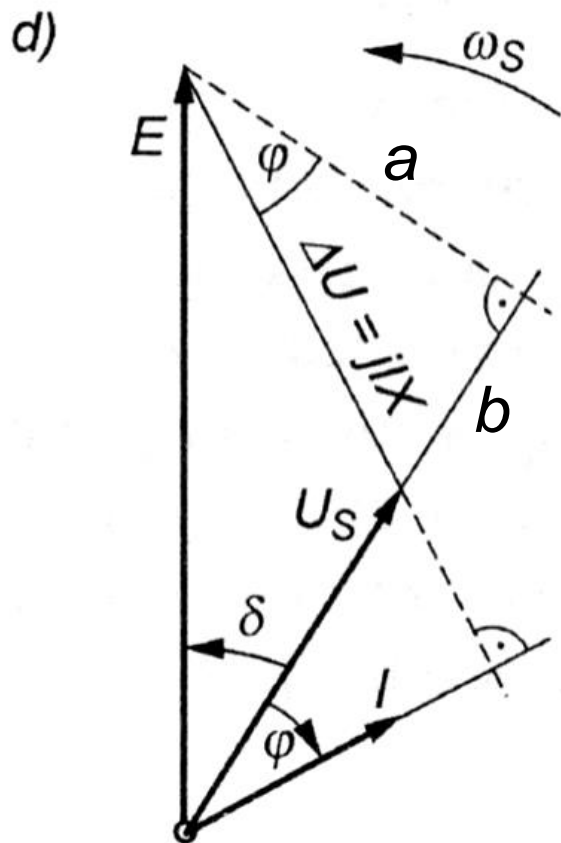
$$Q = |U_s| |I| \sin \varphi = \frac{|U_s|}{X} (|E| \cos \delta - |U_s|) = \frac{|E| |U_s|}{X} \cos \delta - \frac{|U_s|^2}{X}$$

Przyjęto zapis w jednostkach względnych, stąd w powyższych wzorach nie występują współczynniki $\sqrt{3}$ i 3.



Charakterystyczna jest sinusoidalna zależność mocy czynnej (elektrycznej) wpływającej z generatora w funkcji rozchylenia kąтового obu napięć węzłowych (E i U_s).

$$P = |U_s| |I| \cos \varphi = \frac{|U_s|}{X} |E| \sin \delta = \frac{|E| |U_s|}{X} \sin \delta$$



$$\frac{a}{|E|} = \sin \delta \quad a = |E| \cdot \sin \delta$$

$$\frac{a}{|\Delta U|} = \cos \varphi \quad a = |\Delta U| \cdot \cos \varphi$$

$$|E| \cdot \sin \delta = |\Delta U| \cdot \cos \varphi$$

$$\cos \varphi = \frac{|E|}{|\Delta U|} \cdot \sin \delta$$

$$|U_s| \cdot |I| \cdot \cos \varphi = |U_s| \cdot |I| \cdot \frac{|E|}{|\Delta U|} \cdot \sin \delta$$

$$|U_s| \cdot |I| \cdot \frac{|E|}{|\Delta U|} \cdot \sin \delta = |U_s| \cdot \frac{|\Delta U|}{X} \cdot \frac{|E|}{|\Delta U|} \cdot \sin \delta$$

$$Q = |U_s| |I| \sin \varphi = \frac{|U_s|}{X} (|E| \cos \delta - |U_s|) = \frac{|E| |U_s|}{X} \cos \delta - \frac{|U_s|^2}{X}$$

SEM E jest skojarzona z wirnikiem generatora (poprzez strumień wzbudzenia), stąd kąt δ jest także kątem wychylenia wirnika względem swego pierwotnego położenia w stanie jałowym.

Z tego względu kąt δ będzie dalej nazywany kątem położenia wirnika.

Zmianę tego kąta w czasie określa drugie prawo dynamiki dla ruchu obrotowego:

$$J \cdot \varepsilon = \Delta M$$

gdzie:

J - moment bezwładności masy wirnika turbozespołu,

ΔM - różnica momentów napędzającego i hamującego,

$\Delta M = M_T - M$, przy czym M_T - moment turbiny, M - moment elektryczny generatora,

ε - przyspieszenie wywołane różnicą momentów ΔM .

Przyjmując prędkość wirnika ω bliską prędkości synchronicznej ω_s , powyższe równanie można przedstawić w postaci:

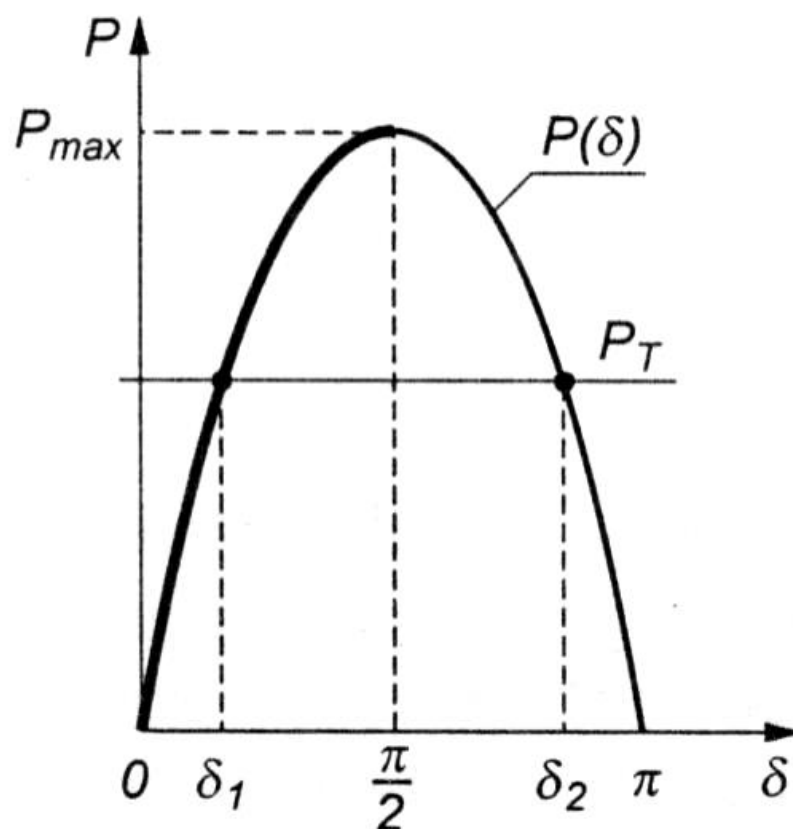
$$\omega_s J \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_T - P$$

Stan, w którym $\Delta M = 0$, tzn. $P_T = P$, nazywa się stanem równowagi.

Przedstawiając zależność:

$$P = |U_s| |I| \cos \varphi = \frac{|U_s|}{X} |E| \sin \delta = \frac{|E| |U_s|}{X} \sin \delta$$

na wykresie:



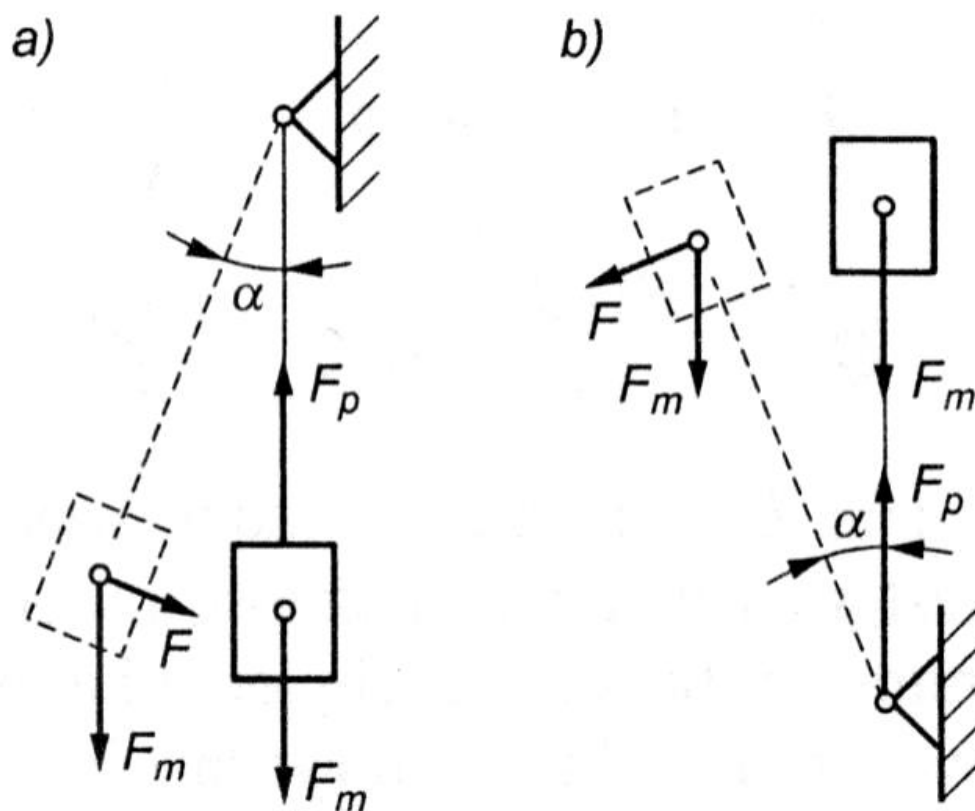
można zauważyć, że przy pewnej mocy turbiny P_T układ, opisany równaniem, ma dwa stany równowagi: przy δ_1 i przy δ_2 .

Dwa stany równowagi:

δ_1 – równowaga trwała,

δ_2 – równowaga nietrwała.

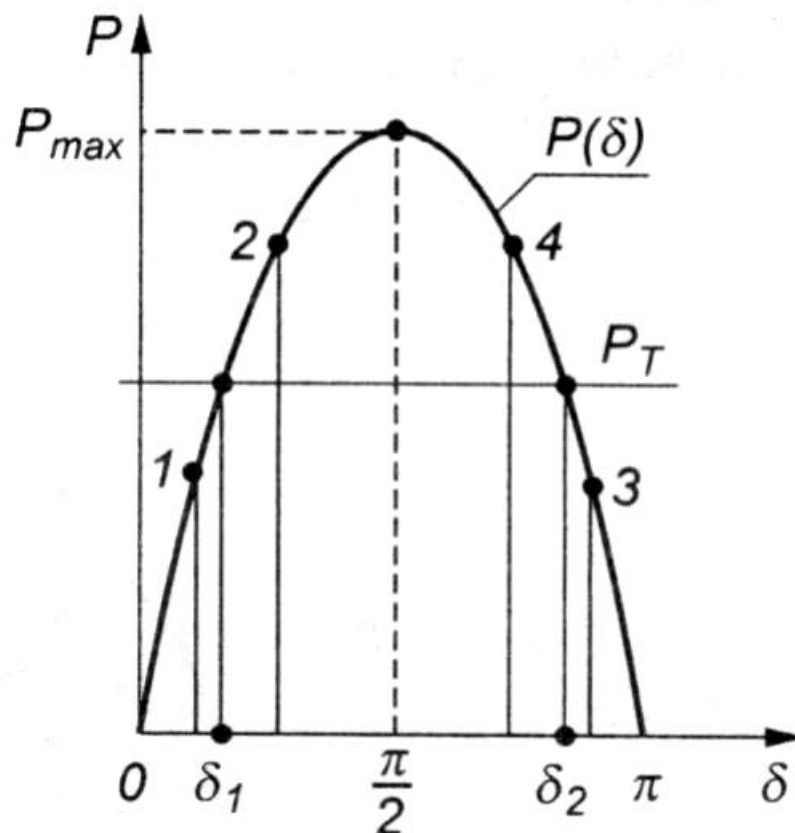
Podobieństwo do wahadła matematycznego.



Stany wahadła matematycznego:

a) równowaga trwała,

b) równowaga nietrwała.



Wychylenie do punktu:

1 – dodatnia $\Delta P = P_T - P$, dodatnie przyspieszenie, ruch do δ_1

2 – ujemna $\Delta P = P_T - P$, ujemne przyspieszenie, ruch do δ_1

3 – dodatnia $\Delta P = P_T - P$, dodatnie przyspieszenie, ruch od δ_2

4 – ujemna $\Delta P = P_T - P$, ujemne przyspieszenie, ruch od δ_2

δ_1 – punkt równowagi trwałej,

δ_2 – punkt równowagi nietrwalej.

Wszystkie punkty na rosnącej części charakterystyki $P(\delta)$ mogą być punktami równowagi trwałe.

Układ może pracować stabilnie przy:

$$P_T < P_{\max} \quad \text{oraz} \quad \delta < \frac{\pi}{2}$$

Przy $P_T > P_{\max}$ wirnik obraca się asynchronicznie.

Miara zapasu stabilności lokalnej:

$$k_p = \frac{P_{\max} - P_T}{P_{\max}}$$

P_{\max} – moc graniczna stabilności lokalnej.

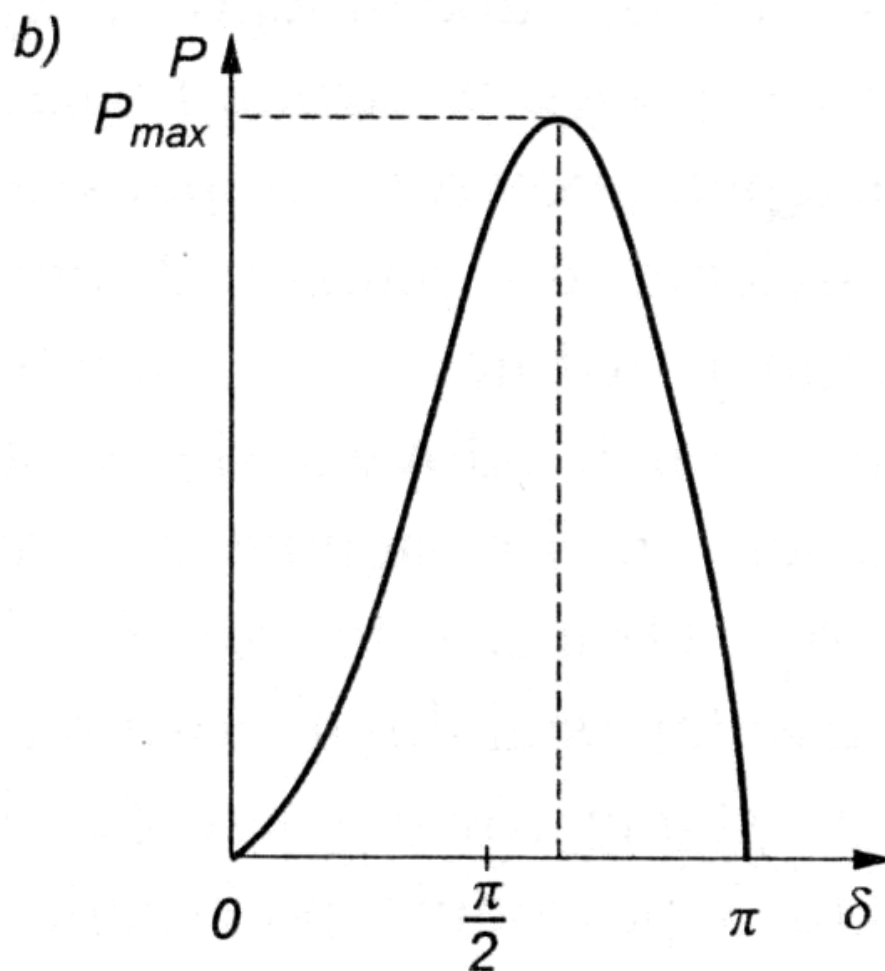
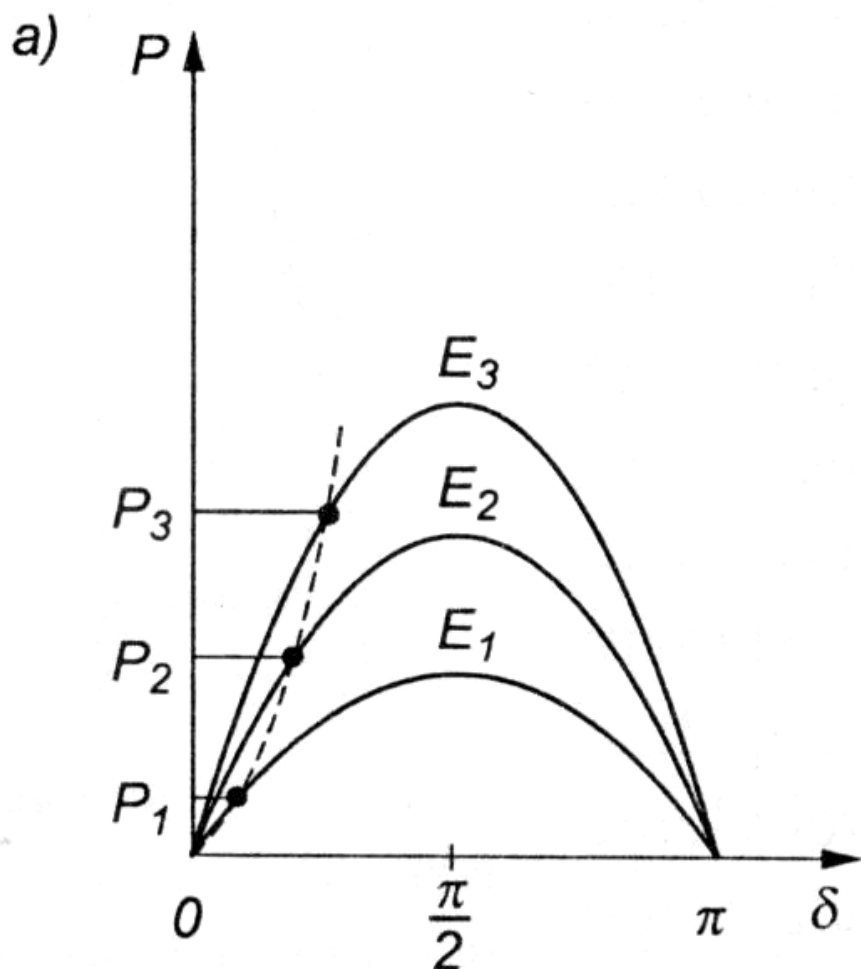
Powyższe rozumowanie jest słuszne, gdy wartość siły elektromotorycznej E generatora jest taka sama dla wszystkich obciążeń $P_T < P_{\max}$.

Sytuacja taka ma miejsce, gdy przy obciążeniu generatora mocą czynną począwszy od stanu jałowego nie reguluje się prądu wzbudzenia generatora, tzn. regulator RN jest odstawiony.

Wzrost obciążenia powoduje spadek napięcia generatora do wartości $U_g < U_z$. Działający regulator zwiększa prąd wzbudzenia (a tym samym i E), by spełnić żądanie $U_g = U_z$.

Każdej nowej mocy odpowiada nowa (większa) wartość E i tym samym nowa charakterystyka.

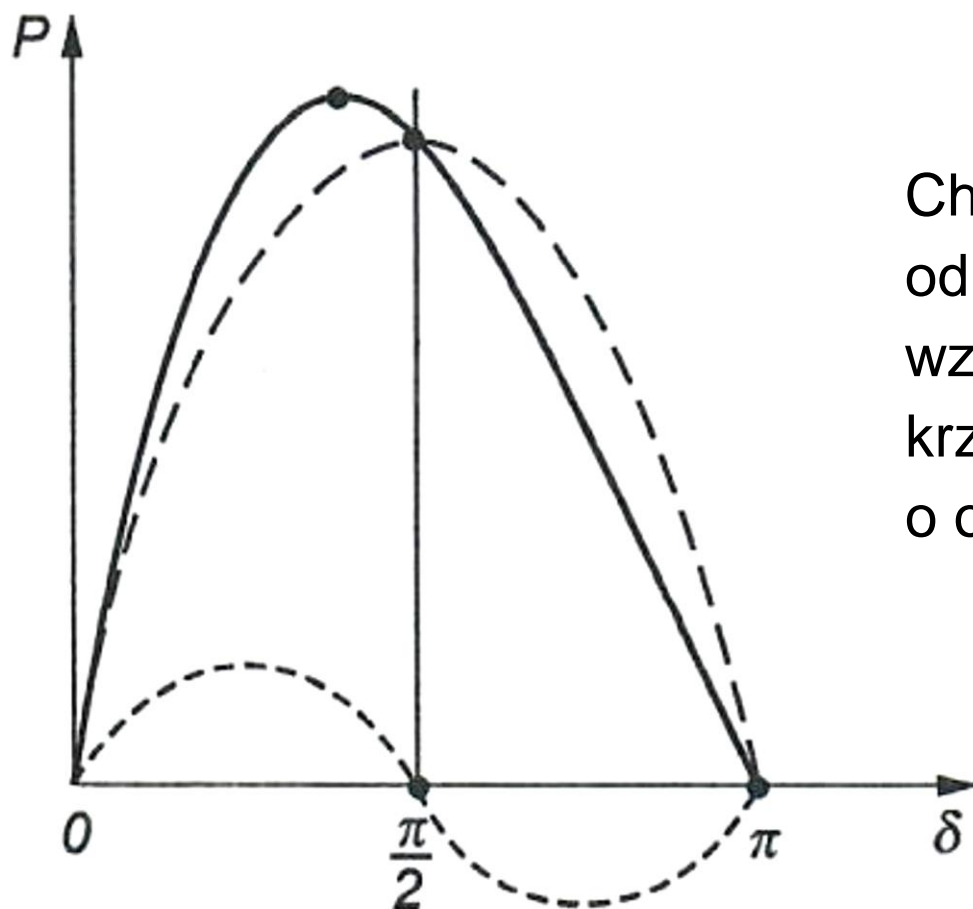
Moc graniczna P_{max} jest tu znacznie większa, a ponadto granica stabilności występuje przy kącie $\delta > \pi/2$.



Powyższe rozważania dotyczyły turbogeneratorach mających cylindryczny wirnik (bieguny utajone).

W przypadku hydrogeneratorów (bieguny jawne), nie można przyjąć jednej reaktancji X_g , należy zastosować wzór:

$$P = \frac{|E||U_s|}{X_d} \sin \delta + \frac{|U_s|^2}{2} \cdot \frac{X_d - X_q}{X_d X_q} \sin 2\delta$$



Charakterystyka $P(\delta)$ odpowiadająca powyższemu wzorowi jest złożeniem krzywych $\sin \delta$ oraz $\sin 2\delta$ o odpowiednich amplitudach.

Stabilność globalna (praca przy dużych zaburzeniach)

Przykłady dużych zaburzeń:

- wyłączenie silnie obciążonej linii wyprowadzającej moc do *SEE*,
- zwarcie na jednej z linii i jej wyłączenie po czasie t_z ,
- zwarcie na jednej z linii, jej wyłączenie po czasie t_z , a następnie załączenie po czasie t_p - przerwy SPZ (cykl udanego SPZ),
- jak poprzednio, lecz cykl nieudanego SPZ, tzn. załączenie na niezlikwidowane zwarcie i po krótkim czasie t_z definitywne wyłączenie linii.

Skutek:

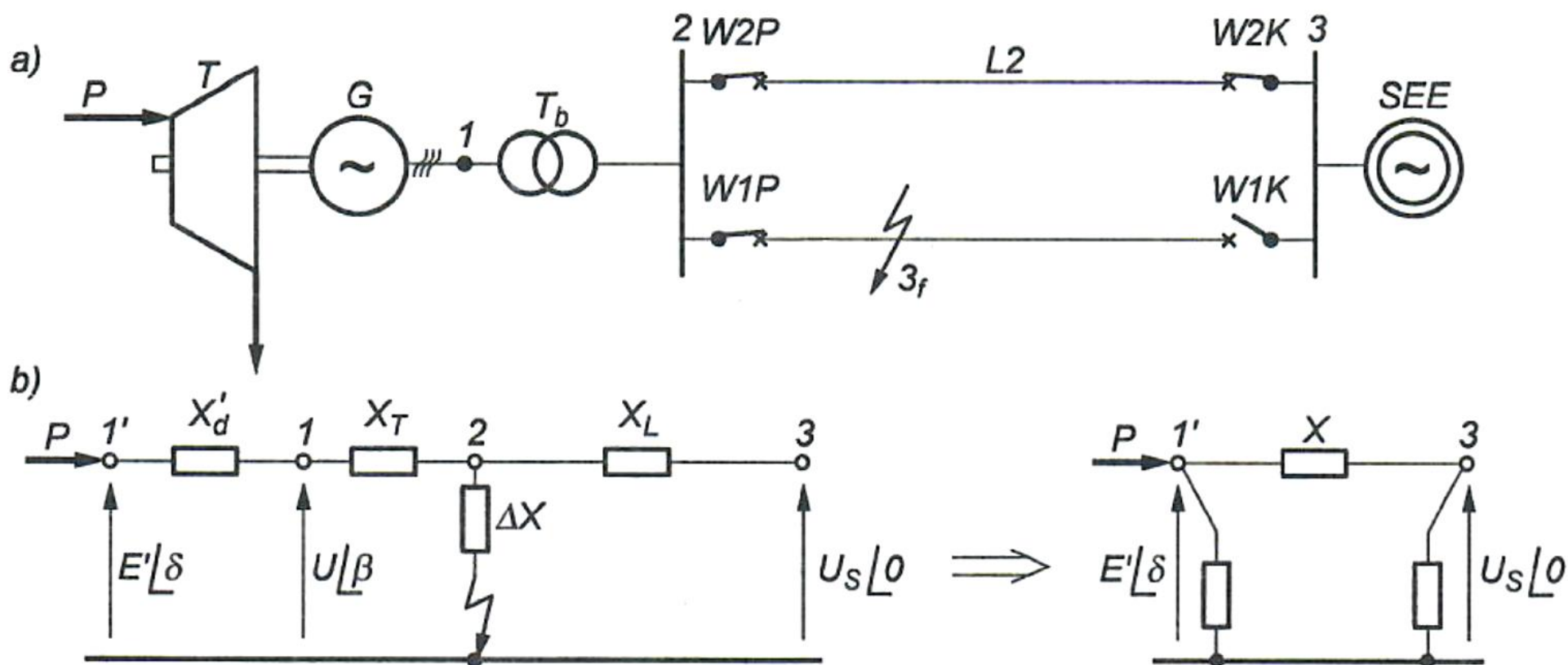
- utrata stabilności układu przez przejście do pracy asynchronicznej generatora lub generatorów znajdujących się blisko zaburzenia.

Ustalenia wstępne:

- regulator napięcia *RN* jest odstawiony,
- moc mechaniczna w rozważanym przedziale czasu jest stała (duże stałe czasowe regulatora turbiny *RT*).

Charakterystyka zaburzenia:

- wyłącznik $W1K$ linii $L1$ jest otwarty,
- na początku linii $L1$ powstanie zwarcie trójfazowe i wskutek działania zabezpieczeń wyłącznik $W1P$ zostanie otwarty po czasie t_z .



Impedancję zwartego odcinka linii $L1$ oznaczono jako ΔX .

Przekształcając otrzymany schemat zastępczy z postaci T w postać Π , otrzymuje się:

$$X = X'_d + X_T + X_L + \frac{(X'_d + X_T) X_L}{\Delta X}$$

gdzie: X'_d - reaktancja przejściowa w osi d.

Gałęzie poprzeczne (rys. b) są reaktancyjne i nie mają znaczenia dla przepływu mocy czynnej.

Przepływ mocy czynnej zdeterminowany jest przez oba napięcia węzłowe i reaktancję zastępczą X , określoną powyższym wzorem.

Można założyć, że zwarcie jest trójfazowe w pobliżu wyłącznika W1P.

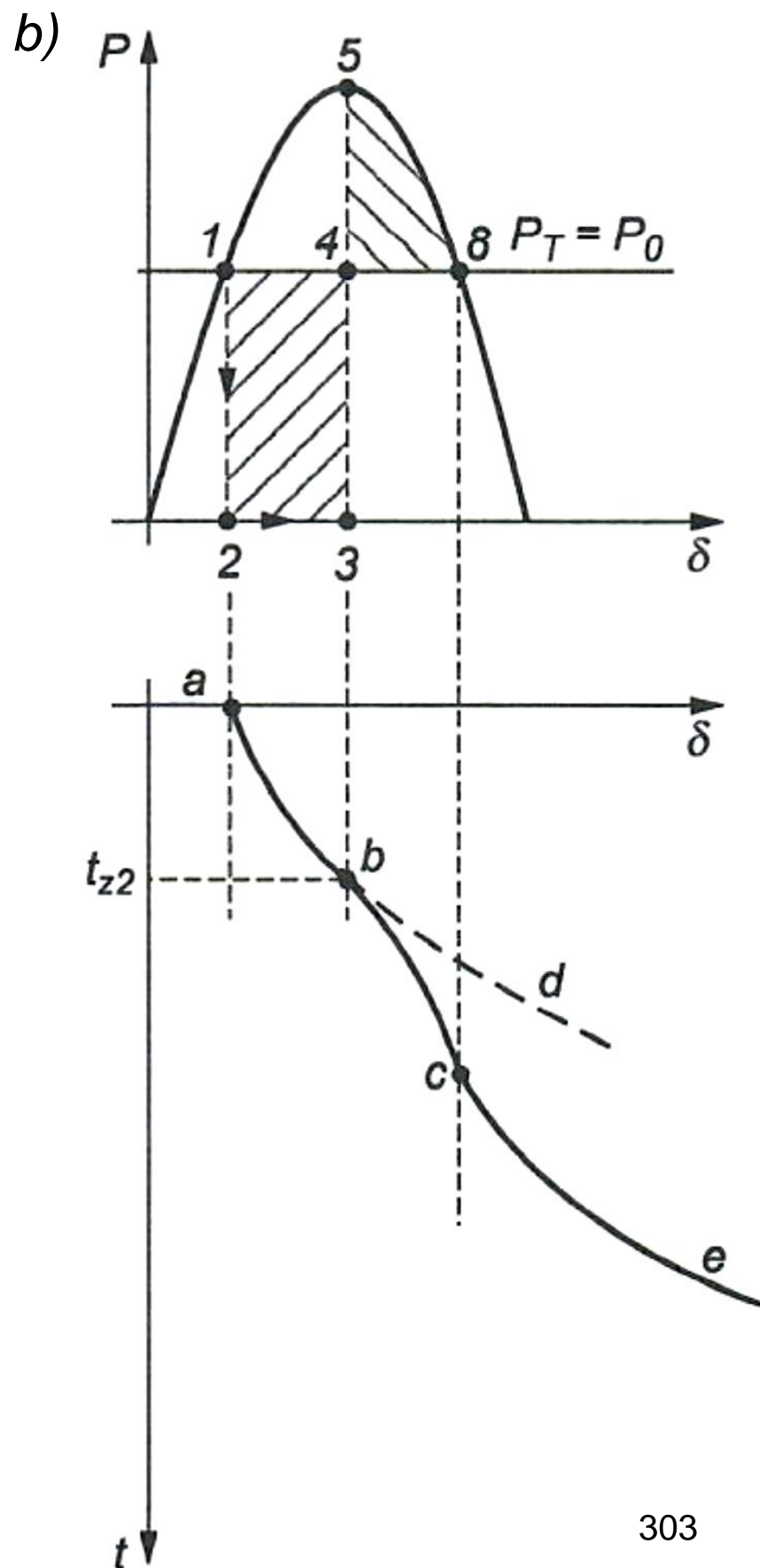
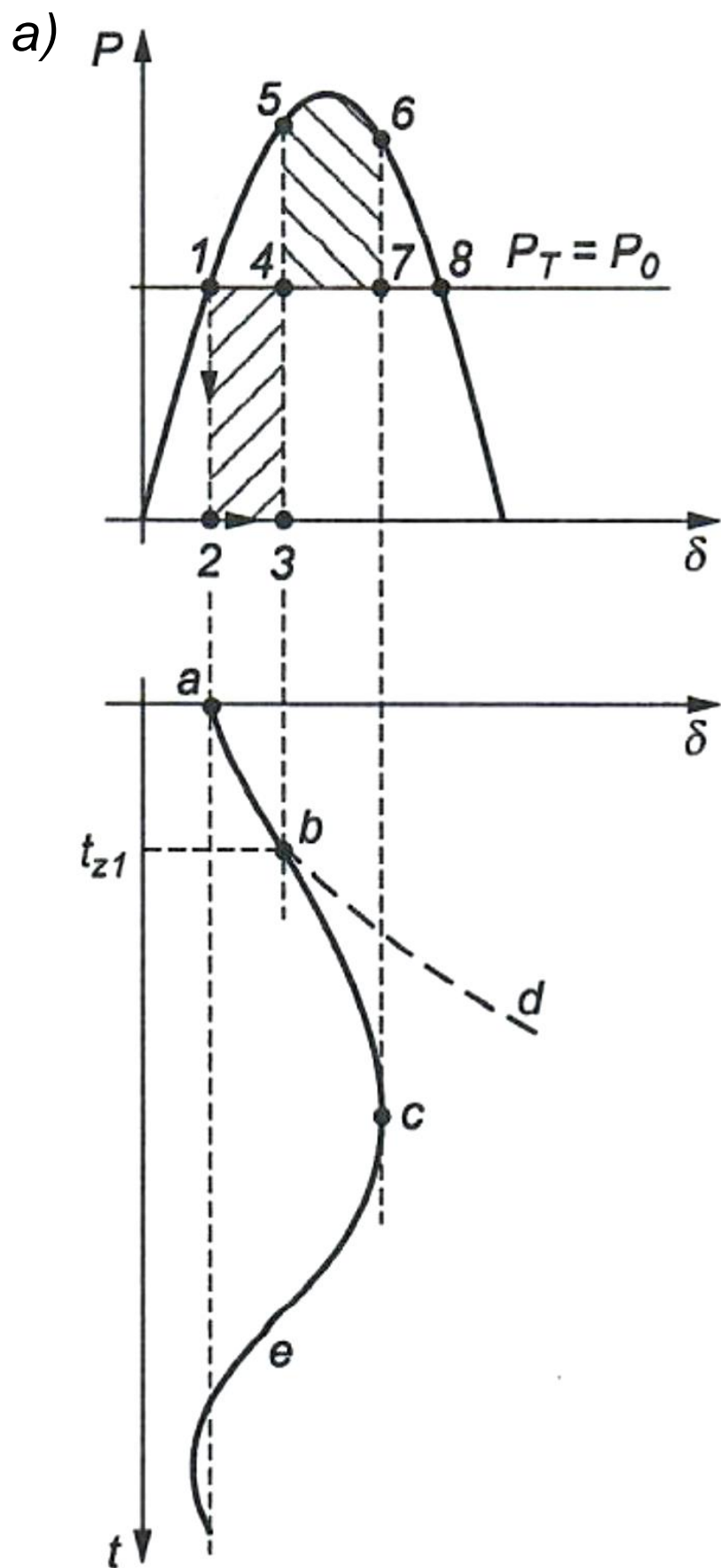
Można więc przyjąć, że $\Delta X = 0$, czyli $X \rightarrow \infty$ oraz $P(\delta) = 0$.

Oznacza to, że omawiane zwarcie w pełni blokuje przepływ mocy czynnej z generatora do systemu.

W momencie zwarcia moc czynna oddawana przez generator jest równa zero.

W stanie zwarcia płynie bardzo duży prąd, ale o charakterze indukcyjnym.

Przebieg zjawisk pokazano na rysunku na następnej stronie.



Przypadek przedstawiony na rysunku a)

Spadek mocy czynnej wywołany zwarcie zaznaczono odcinkiem 1-2.

W czasie zwarcia wirnik musi poruszać się ruchem jednostajnie przyspieszonym z przyspieszeniem: $\varepsilon = P_T / (\omega_s \cdot J)$. Obrazuje to parabola *a*, *b*, *d*.

Ponieważ zwarcie jest zlikwidowane po czasie t_{z1} , wirnik zdąży wykonać tylko drogę *a*, *b* (jest to również odcinek 2-3).

Wskutek działania momentu przyspieszającego proporcjonalnego do odcinka 1-2, wirnik zyskuje na drodze 2-3 energię kinetyczną proporcjonalną do zakreskowanego pola figury o wierzchołkach 1,2,3,4.

Po otwarciu wyłącznika *W1P*, aktualna staje się charakterystyka $P(\delta)$ i generator musi oddawać do *SEE* moc czynną (punkt 5).

Powstaje ujemne przyspieszenie odpowiadające odcinkowi 4-5 i wirnik zaczyna zwalniać, poruszając się nadal (wartość δ rośnie).

Ujemny moment ΔM (zmieniający się w czasie) niweluje tę energię wykonując pracę hamowania rozpędzonej masy.

W punkcie 6, praca hamowania (proporcjonalna do pola 4,5,6,7) równoważy uprzednio zdobytą energię kinetyczną (proporcjonalną do pola 1,2,3,4).

Wirnik w punkcie c ma zerową prędkość (energia kinetyczna = 0).

Ujemny moment ΔM istnieje jednak nadal i wirnik zaczyna poruszać się w stronę przeciwną (odcinek c, e).

Po krótkotrwałych tłumionych oscylacjach wirnik wraca do stanu równowagi, tj. punktu 1 (rys. a).

Pominięto momenty tłumiące, które powodują, że w rzeczywistości oscylacje są silnie tłumione.

Układ jest stabilny, zachowuje synchronizm.

Przypadek przedstawiony na rysunku b)

Przedstawiono przebieg zjawisk w tym samym, co poprzednio przypadku, lecz wydłużono czas trwania zwarcia do t_{z2} .

Energia kinetyczna, jaką tu zyskuje wirnik, jest dużo większa.

Występujące momenty hamujące nie są w stanie zrównoważyć tej energii, moment hamujący maleje szybko przy dochodzeniu do punktu 8.

Praca hamowania 4,5,8 nie równoważy energii 1,2,3,4 i przy dalej zwiększającym się kącie δ moc elektryczna P maleje poniżej P_T .

Za punktem 8 pojawia się znowu moment przyspieszający i kąt zaczyna ponownie szybko rosnać (odcinek c, e).

Generator wykonuje obrót asynchroniczny - następuje utrata stabilności.

Wniosek:

Rozważany układ jest stabilny po zaburzeniu dużym, jeśli (leżące poniżej linii P_T) pole przyspieszeń jest mniejsze od możliwego w danych warunkach (leżącego powyżej linii P_T) pola hamowań.

Warunek stabilności można zapisać:

$$(\text{pole figury } 1,2,3,4) < (\text{pole figury } 4,5,8)$$

Czas zwarcia, przy którym zachodzi równość pól figur 1,2,3,4 i 4,5,8 nazywa się krytycznym czasem trwania zwarcia (przy danej mocy P_T).

O stabilności układu w dużym stopniu decydują parametry układu przesyłowego.

Im reaktancja zastępcza sieci jest mniejsza, tym amplituda charakterystyki mocy $P(\delta)$ jest większa i tym większe jest możliwe pole hamowań.

Im mniej jest linii wyprowadzenia mocy z elektrowni i im dłuższe są te linie, tym większe mogą być kłopoty z zachowaniem stabilności współpracy elektrowni z systemem.

Przy danych parametrach sieci przesyłowej, stabilność układu (i tym samym krytyczny czas trwania zwarcia) zależy od następujących czynników:

- obciążenia generatora przed wystąpieniem zwarcia,
- odległości zwarcia od szyn elektrowni,
- rodzaju zwarcia (liczby faz zwieranych).