

доц. дтн Станимир Вичев

**ПРОЕКТИРАНЕ И ЕКСПЛОАТАЦИЯ
НА РЕЛЕЙНИ ЗАЩИТИ**

Записки

Февруари 2008 г.

Константин Георгиев
Горан Димитров
Стефан Нанчев

Справочник
по
релейна защита

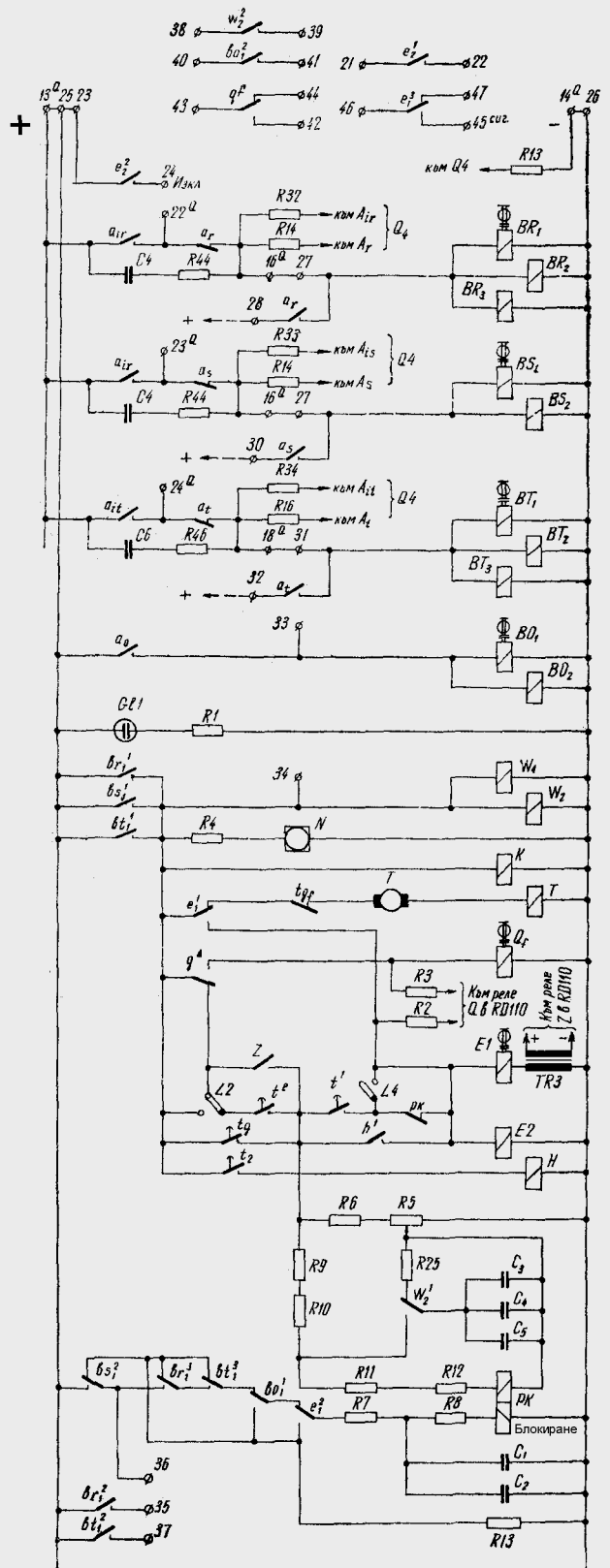
1969

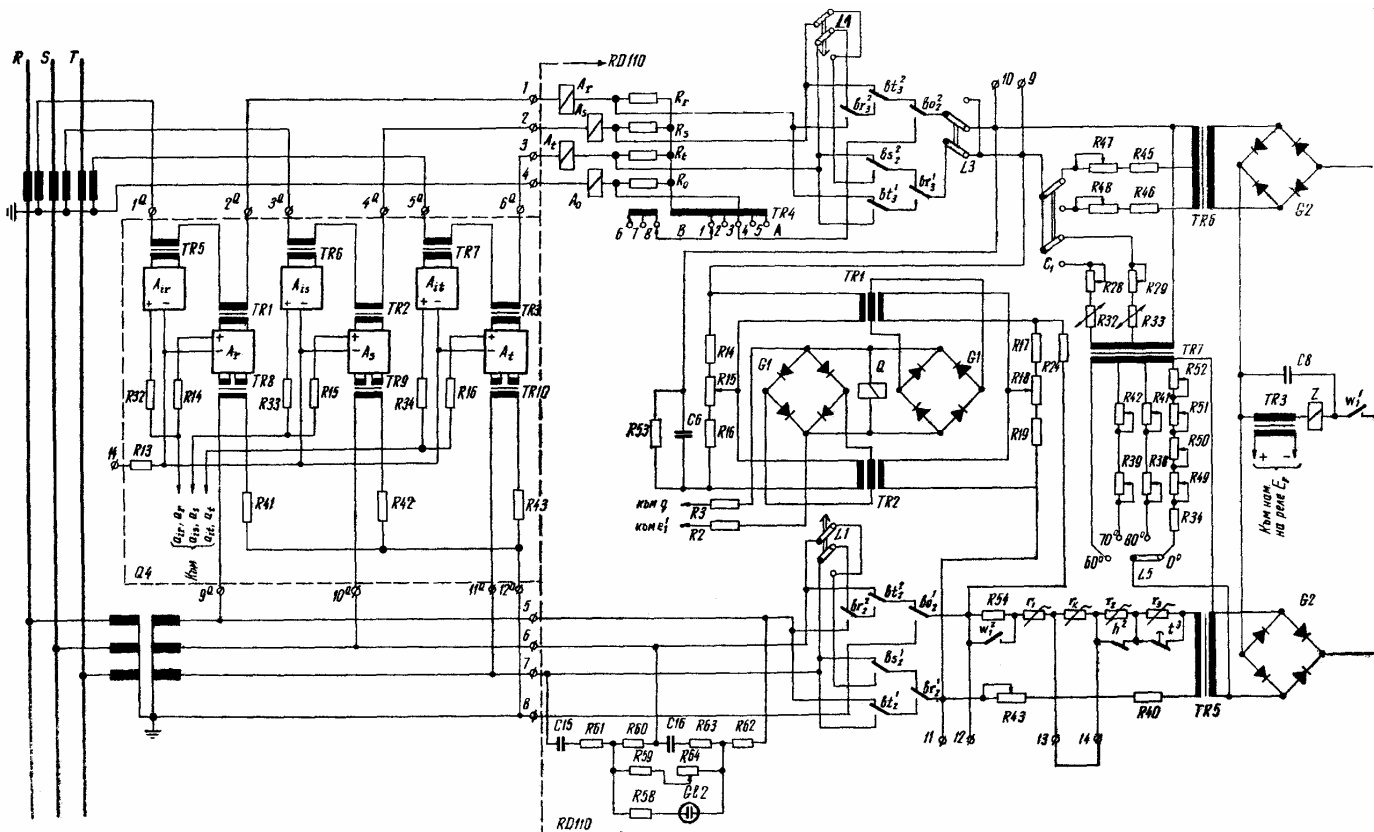
2.1.3. ДИСТАНЦИОННА ЗАЩИТА RD 110 (EAW — ГДР)

Дистанционната защита RD 110 (фиг. 2-36, 2-37) е предназначена за основна и резервна защита в мрежи високо и средно напрежение с голям или малък ток на земно съединение срещу всички видове къси съединения. Тя реагира на импеданс и изключва повредата със

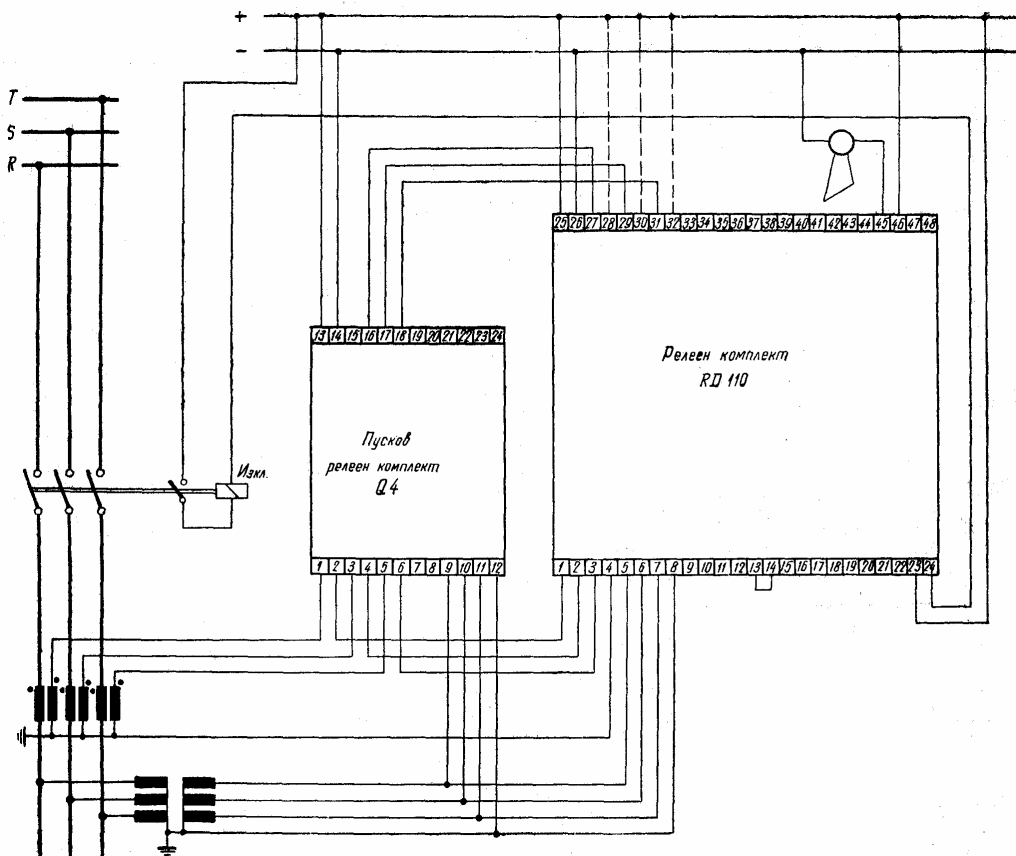
Фиг. 2-36. Разгъната схема на дистанционна защита тип RD 110:

а) схема на оперативните вериги

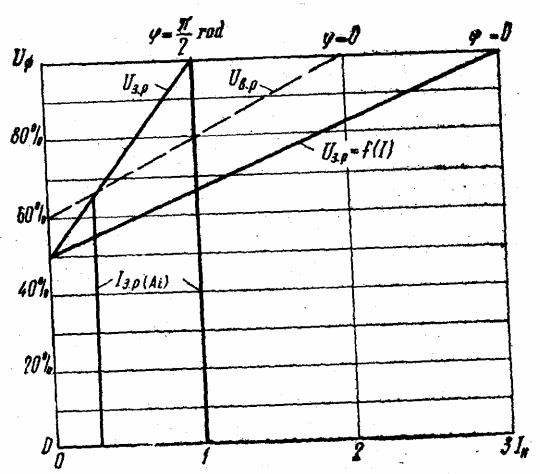
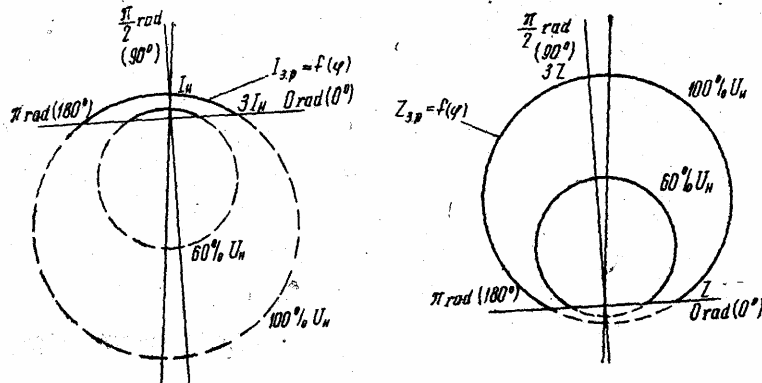
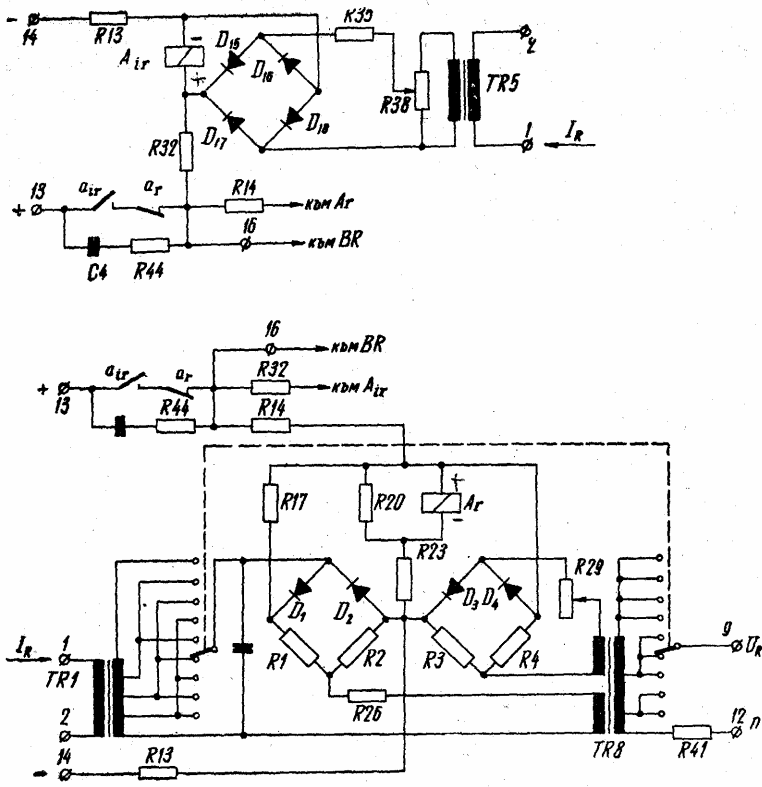




Фиг. 2-36. Разгънатата схема на дистанционна защита тип RD 110
 б) схема на променливотоковите вериги



Фиг. 2-37. Монтажна схема на дистанционна защита тип RD 110



Фиг. 2-28. Пускови релета на комплект Q4;
 а) принципна схема на токово пусково реле Air; б) принципна схема на импедансно ъглово зависимо пусково реле Ar; в) характеристика на импедансно ъглово зависимо пусково реле $I_{3p} = f(\varphi)$ при $U = \text{const}$; г) характеристика на импедансно ъглово зависимо пусково реле $Z_{3p} = f(I)$ при $U = \text{const}$; д) характеристика на импедансно ъглово зависимо пусково реле $U_{3p} = f(I)$ при $\varphi = \text{const}$

В горната част на комплекта RD 110 са поместени четири токови релета тип RSf 2. Три от тях — A_r , A_s и A_t , са свързани във фазовите токови вериги, а релето A_0 е свързано в нулевата токова верига.

Токовите пускови релета A_r , A_s и A_t дават възможност комплектът RD 110 да се използва самостоятелно (без пусковия комплект Q4); това е допустимо само в случаите, когато токът на късо съединение е чувствително по-голям от тока на товара.

Н. о. контакт a_r захранва помощните релета BR_1 , BR_2 и BR_3 , н. о. контакт a_s — BS_1 и BS_2 , н. о. контакт a_t — BT_1 , BT_2 и BT_3 и н. о. контакт a_0 — BO_1 и BO_2 ; фазовите токови релета A_r , A_s и A_t могат да се извеждат от действие — клеми 28, 30 и 32 не се захранват с оперативно напрежение.

В случаите, когато токовете релета не могат да изпълнят изискванията за чувствителност, защитата работи с пусков комплект Q4 (фиг. 2-36 и 2-37).

В кутията на пусковия комплект Q4 са поместени три токови пускови релета — A_{ir} , A_{is} и A_{it} , и три импедансни ъглово зависими пускови релета A_r , A_s и A_t .

Токовете пускови релета A_{ir} , A_{is} и A_{it} се захранват с тока на фазите R , S и T съответно през трите трансреактора TR_5 , TR_6 и TR_7 . Принципната схема на токовото пусково реле A_{ir} е показана на фиг. 2-38 а.

Вторичното напрежение на трансреактора TR_5 , което е пропорционално на тока на фазата, се подава през потенциометъра R_{38} и съпротивлението R_{35} на изправителите D_{16} , D_{17} и D_{18} , свързани в мостова схема; изправеното напрежение се подава на реле от магнитоелектричната система тип RSf 3.

След като заработи, токовото реле A_{ir} получава оперативно напрежение през своя н. о. контакт и съпротивлението R_{32} и R_{13} (направо към намотката си), което ~~действува на~~ ^{сатваряне на} контакта a_{ir} .

Настройката на токовото пусково реле A_{ir} се извършва с потенциометъра R_{38} .

Импедансните ъглово зависими пускови релета A_r , A_s и A_t се захранват с фазовите напрежения U_{RO} , U_{SO} и U_{TO} съответно през трансформаторите за напрежение TR_8 , TR_9 и TR_{10} и с фазовите токове I_R , I_S и I_T съответно през трансреакторите TR_1 , TR_2 и TR_3 . Принципната схема на импедансното пусково реле A_r е показана на фиг. 2-38 б.

Преводният коефициент на трансформатора за напрежение TR_8 може да се изменя, като се свързват различен брой навивки (отклонения) от първичната му намотка. Също и преводният коефициент на трансреактора TR_1

може да се изменя, като се свързват различен брой навивки от вторичната му намотка. Различните характеристики на релето A_r се получават чрез подходящо избиране на отклоненията, с които работят двата трансформатора. Превключването от една характеристика към друга става с общ ключ.

Трансформаторът за напрежение TR_8 има две вторични намотки; едната намотка захранва изправителна група, съставена от изправителите D_3 , D_4 и съпротивленията R_3 и R_4 , с напрежение, пропорционално на фазовото напрежение, а напрежението от другата намотка на TR_8 заедно с вторичното напрежение на трансреактора TR_1 , (пропорционално на тока на фазата) се подава на изправителната група съставена от изправителите D_1 , D_2 и съпротивленията R_1 и R_2 . При това вторичното напрежение на трансреактора TR_1 е изместено на ъгъл $\frac{\pi}{2}$ rad (90°) спрямо тока на фазата и се

събира векторно с вторичното напрежение на трансформатора TR_8 ; сумата от тези напрежения е най-голяма, респективно най-малка, когато токът на фазата е под ъгъл $\varphi = \frac{\pi}{2}$ rad (90°), респективно $\varphi = \frac{3}{2}\pi$ rad (270°) спрямо напрежението \dot{u} .

Двете изправителни групи захранват едно реле от магнитоелектричната система тип RSf 3 на принципа на схема с циркуляция на токовете. Токът, получен от сумата на напреженията на трансреактора TR_1 и едната намотка на трансформатора TR_8 , протича в посока на заработване на релето, а токът, получен от напрежението на другата намотка на TR_8 , протича в посока на възвръщане на релето.

Поради ъгловото изместване на вторичното напрежение на трансреактора TR_1 релето заработва с най-малък, респективно с най-голям ток, когато ъгълът между напрежението и тока на фазата е $\varphi = \frac{\pi}{2}$ rad (90°), респективно $\varphi = \frac{3}{2}\pi$ rad (270°), т. е. хар. характеристиката $Z_{з.р} = f(\varphi)$ при $U = \text{const}$ на импедансното пусково реле е зависима от ъгъла — изместена е в посока на оста $+X$ (фиг. 2-38 в). При всички характеристики на импедансното пусково реле е спазено и условието:

$$Z_{з.р} \left| \frac{\pi}{2} \text{ rad } (90^\circ) = (2,5 \div 3) Z_{з.р} \right| 0 \text{ rad } (0^\circ)$$

при $U = \text{const}$ и

$$I_{з.р} \left| 0 \text{ rad } (0^\circ) = (2,5 \div 3) I_{з.р} \right| \frac{\pi}{2} \text{ rad } (90^\circ)$$

при $U = \text{const}$.

Тази зависимост осигурява чувствителност на релето при къси съединения при $\varphi_{к.с} = \frac{\pi}{3} \div \frac{\pi}{2} \text{ rad}$ ($60 \div 90^\circ$) и незаработването му при големи активни товари при $\varphi = 0 \text{ rad}$ (0°).

При ниско напрежение (под $40 \div 60\%$) контактът на импеданското пусково реле е затворен; поради това контактът a_r е свързан последователно с контакта a_{ir} , с което се намалява общата чувствителност на пусковите релета на фаза R (иг. 2-38 б); паралелно на контактите a_r и a_{ir} са свързани кондензаторът $C4$ и съпротивлението $R44$, които служат за искрогасене.

След като заработи, импеданското пусково реле A_r получава оперативно напрежение през своя контакт a_r , контакта a_{ir} на токовото пусково реле A_{ir} и съпротивленията $R14$ и $R13$ (направо към намотката), което ~~действа на~~ ^{стабилизира} ~~заработването~~.

Понеже импедансните пускови релета се захранват само с фазови напрежения, те имат различна чувствителност при различните къси съединения:

— при къси съединения, свързани със земя, ъгълът е близък до $\frac{\pi}{2} \text{ rad}$ (90°) и остатъчното фазово напрежение може да бъде 0 V ; обикновено токът на късо съединение е по-малък, отколкото при трифазни къси съединения, но е достатъчен, за да осигури добра чувствителност;

— при трифазни къси съединения токът е обикновено най-голям и остатъчното фазово напрежение може да бъде 0 V ; обикновено ъгълът на късо съединение е по-малък, отколкото при късите съединения, свързани със земя, но е достатъчен, за да осигури добра чувствителност;

— при двуфазни къси съединения импедансните пускови релета работят с понижена чувствителност — токовете са по-малки, отколкото при трифазни къси съединения и остатъчното фазово напрежение е не по-малко от $0,5 U_\phi$; ъгълът φ между фазовото напрежение и тока е различен за релетата на двете фази, засегнати от късото съединение; за мрежа с малки ак-

тивни съпротивления и $\varphi_{к.с} \approx \frac{\pi}{2} \text{ rad}$ (90°) тези ъгли са следните: релето, свързано в първата фаза на късото съединение (A_r за к. с. RS , A_s за к. с. ST и A_t за к. с. TR), работи при близки къси съединения ($U = 0,5 U_\phi$) при $\varphi = 0 \text{ rad}$ (0°), а при далечни ($U = U_\phi$) — при $\varphi = \frac{\pi}{3} \text{ rad}$ (60°); релето, свързано във втората фаза на късото съединение (съответно A_s , A_t и A_r), работи при близки къси съединения при $\varphi = \pi \text{ rad}$ (180°), а при далечни — при $\varphi = \frac{2}{3} \pi \text{ rad}$ (120°);

практически това осигурява на пусковите релета A_r , A_s и A_t по-добра чувствителност при двуфазни къси съединения при всички характеристики, отколкото на пусковите релета от комплекта Q3 (вж. 2.1.1).

Съпротивления в токовите вериги — свързани са в трите фазови и в нулевата токова верига последователно на токовите пускови релета в комплекта RD 110; в единия си край съпротивленията са свързани в обща точка. Паденията на напрежение на токовете във фазовите съпротивления R_r , R_s и R_t се подават към контактите на помощните релета BR_3 , BS_3 , BT_3 и BO_3 , с които се превключват към токовите вериги на посочното и измервателното реле; падението на напрежение на тока $3I_0$ в съпротивлението R_0 се подава към намотката на автотрансформатора $TR4$. Четирите съпротивления са равни ($R = 0,1 \Omega$ при $I_n = 5 \text{ A}$ и $R = 0,5 \Omega$ при $I_n = 1 \text{ A}$) и могат да се настройват, като се шунтира една малка част от тях (с шунт за настройка).

Съпротивленията са разположени на задната стена на кутията на комплекта RD 110, на която има отвори за охлаждане.

Автотрансформатор $TR4$ за настройка на земяния фактор f_e — представлява автотрансформатор за напрежение с две секции; захранва се от падението на напрежение на тока с нулева последователност $3I_0$ в съпротивлението R_0 . Трансформираното напрежение от $TR4$ се подава през контакт на реле BO_2 към токовите вериги на посочното и измервателното реле.

Преводният коефициент k_f на автотрансформатора $TR4$ може да се изменя от $1:0,45$ до $1:1,55$, като се свържат подходящо отклоненията му на плочката за настройка (фиг. 2-42 б).

При къси съединения, свързани със земя, токовите вериги на посочното и измервателното реле се захранват със сумата от паденията на напрежение на фазовия ток на късо съединение I_ϕ в едно от съпротивленията на фазите R_ϕ и на тока с нулева последователност $3I_0$ в съпротивлението R_0 , трансформирано през $TR4$, т.е. подава се напрежение $I_\phi R_\phi + \frac{3I_0 R_0}{k_f} = I_\phi R_\phi + 3I_0 R_0 f_e$,

където k_f — преводен коефициент на автотрансформатора $TR4$;

$$f_e = \frac{1}{k_f} = 0,45 \div 1,55 \text{ — земен фактор.}$$

Земяният фактор f_e е коефициент на токова компенсация при къси съединения, свързани със земя; той показва каква част от падението $3I_0 R_0$ трябва да се подаде допълнително в токовата верига на измервателното реле Z , за

да измерва то правилно импеданса при участието на по-големия реактанс на нулева последователност при тези къси съединения.

Релеен блок — релейният блок е поместен в лявата част на комплекта RD 110 и се състои от 16 помощни релета: $BR_1, BR_2, BR_3, BS_1, BS_2, BT_1, BT_2, BT_3, BO_1, BO_2, W_1, W_2, Q_f, H, E_1$ и E_2 . Помощните релета $BR_1, BS_1, BT_1, BO_1, Q_f, E_1$ са снабдени с блинкери, които показват:

BR_1, BS_1, BT_1 — късото съединение е на фаза R, съответно на фаза S, съответно на фаза T; BO_1 — повредата е придружена със земно съединение;

Q_f — посоката на тока е от електропровода към шините;

E_1 — защитата е подала изключвателен импулс.

Всички помощни релета са бързодействащи ($t_{з.р} = 5 \div 7$ ms) и са от типа RH 90; релетата $BR_2, BR_3, BS_2, BT_2, BT_3, BO_2, H$ и W_1 са с облекчени контакти, понеже се използват за превключване в токовите вериги и във веригите за напрежение на посочното и измервателното реле и е необходимо да бъдат по-бързодействащи ($t_{з.р} = 5$ ms).

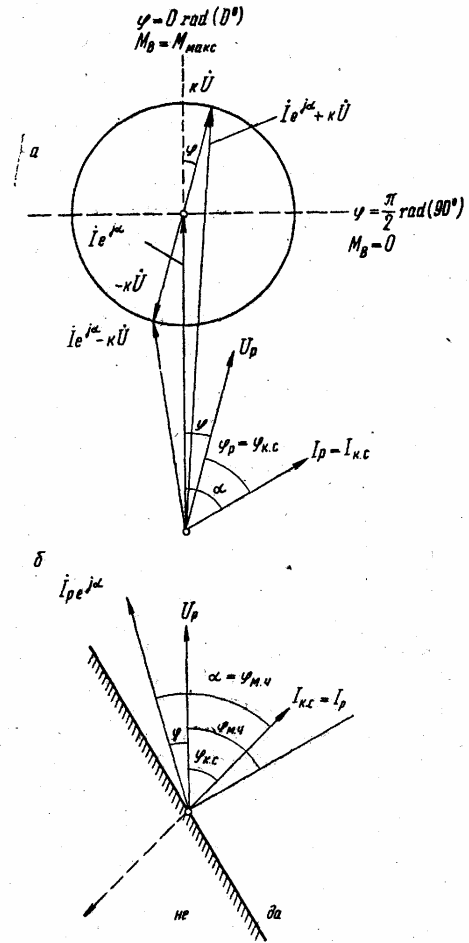
Посочен орган Q — изпълнен е с реле от магнитоелектричната система тип RSi 3, свързано по фазочувствителна схема.

Посочното реле е разположено в средата на комплекта RD 110; захранва се с паденията на напрежение в съпротивленията на токовите вериги и вторичните напрежения, подходящо избрани от помощните релета на релейния блок в зависимост от късото съединение.

Посочното реле служи да определи дали токът на късо съединение тече в посока от шините към защищавания електропровод и да разреши изключването, или в обратна (към шините) посока и да забрани изключването. Контактът на посочното реле q контролира изключването с I, II и III зона; изключването с IV пускова зона (изключването с) контакта t^e) може да се прави по желание зависимо или независимо (посочно или непосочно) от контакта на посочното реле с помощта на пластинката L2; изключването с V зона (с контакта t^g) не зависи от контакта q .

Във веригата на посочното реле за напрежение са свързани последователно съпротивленията R17, R18, R19, и R24; част от напрежението (kU) се подава потенциометрично от съпротивленията R17 и R18 на едната намотка на сумиращия трансформатор TR1, а друга част от напрежението (kU) по същия начин от съпротивленията R18 и R19 се подава на едната намотка на сумиращия трансформатор TR2. В токовата верига на релето са свързани последователно съпротивленията R14, R15, R16 и R53; пара-

лелно на R53 е свързан кондензаторът C6; потенциометрично от съпротивленията R14 и R15, респективно R15 и R16, се подава напрежение на другата намотка на сумиращия трансфор-



Фиг. 2-39. Векторна диаграма на посочно реле на дистанционна защита тип RD 110

матор TR1, респективно на TR2, което е пропорционално на тока на късо съединение, изместен благодарение на кондензатора C6 на ъгъл $\alpha(Ie^{j\alpha})$. Във вторичната намотка на TR1 се трансформира е. д. н., пропорционално на разликата $Ie^{j\alpha} - kU$ (фиг. 2-39), а във вторичната намотка на TR2 — е. д. н., пропорционална на сумата $Ie^{j\alpha} + kU$. Вторичните напрежения на трансформаторите TR1 и TR2 захранват през изправителите G1 (свързани в мостова схема) магнитоелектричното реле, което е свързано в схема на циркулация на токовете; при това изправеното напрежение от вторичната на-

мотка на трансформатора $TR2$ действа на заработване на магнитоелектричното реле.

Посочното реле заработва, когато е изпълнено условието $|Ie^{j\alpha} + k\dot{U}| > |Ie^{j\alpha} - k\dot{U}|$; то има максимална чувствителност при ъгъл $\varphi_{м.ч} = \alpha = -\frac{\pi}{3} \text{ rad}(60^\circ)$ индуктивен, т. е. когато ъгълът между векторите $k\dot{U}$ и $Ie^{j\alpha}$ е $\varphi = 0 \text{ rad}(0^\circ)$. Поляритетът на релето може да се изменя на $\pi \text{ rad}(180^\circ)$ с пластинките $L3$.

В нормален режим посочното реле се захранва с напрежение U_{TS} и ток I_{TS} .

Посочното реле е свързано по нулаградусна схема — към него се подават напрежение и ток от едноименни фази. Понеже при къси съединения релето се захранва с остатъчното напрежение на фазите на повредата, то има мъртва зона по напрежение при всички видове къси съединения. Практически обаче поради добрата чувствителност — $0,1 \text{ V}$ при ток I_n и ъгъл $\varphi_{к.с} = -\frac{\pi}{3} \text{ rad}(60^\circ)$, релето няма мъртва зона. Освен

това контактът q , който разрешава изключването (който е свързан с контакта z), е нормално затворен, т. е. мъртвата зона на релето може да доведе до изключване само при къси съединения по шините, когато токът тече от електропровода към шините; при по-далечни къси съединения (в началото на друг електропровод, изходящ от същите шини) остатъчното напрежение е достатъчно за заклиняването на посочното реле.

За по-сигурно заработване и заклиняване посочното реле получава оперативно напрежение:

- при заработването на помощните релета E_1 и E_2 се подава напрежение на заработване на магнитоелектричното реле през съпротивлението $R2$ (+) и през съпротивлението $R3$ и намотката на незарботилото реле Q_f (—);

- при заработването на помощното реле Q_f се подава напрежение на заклиняване на магнитоелектричното реле през съпротивлението $R3$ (+) и през съпротивлението $R2$ и намотките на незарботилите релета E_1 и E_2 (—).

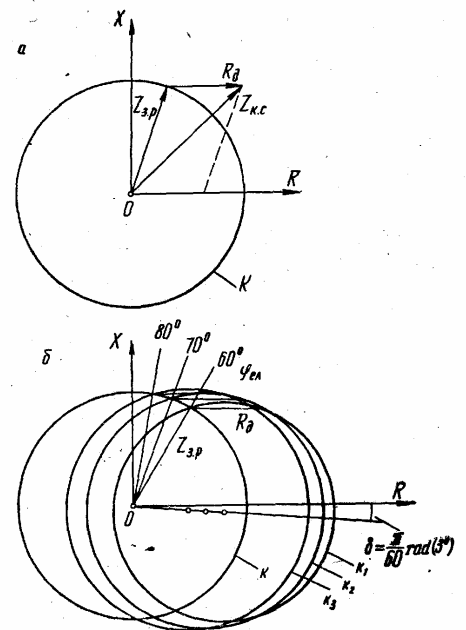
Измервателно реле Z — състои се от импедансно реле и блок за настройка.

Измервателното реле е монтирано в комплекта $RD 110$ до посочното реле; то е изпълнено с магнитоелектрично реле тип $RSf3$, свързано в схема с циркулация на токовете към изправителите $G2$; паралелно на намотката на релето е кондензаторът $C8$, който служи за изглаждане.

Изправителите са свързани в две групи в мостова схема. Едната група се захранва през съпротивленията $R54$, r_1 , r_k , r_2 , r_3 , $R43$, $R40$ и разделителния трансформатор $TR5$ с остатъчното напрежение на късо съединение. Съпротив-

ленията r_1 , r_k , r_2 , r_3 се настройват стъпално и служат за настройка на съответните зони. В нормален режим r_2 и r_3 са шунтирани с н. з. контакти h^2 и t^3 , а r_k е шунтирано, ако защитата няма ускорение преди АПВ. Съпротивлението $R54$ намалява консумацията във веригата за напрежение и натоварването на контактите на избиращите релета BR_2 , BS_2 , BT_2 и BO_2 . Другата изправителна група $G2$ се захранва през пластинките $L3$, C_1 и разделителния трансформатор $TR6$ с падението на напрежение на тока на късо съединение в съпротивленията R_ϕ и R_0 . С пластинките C_1 може да се изменя обхватът на измервателното реле, като се изменя преводният коефициент на трансформатора $TR6$.

В нормален режим към измервателното реле (към изправителите $G2$) се подава напрежение U_{TS} и ток I_{TS} , обаче намотката на магнитоелектричното реле не се захранва — отворен е контактът ω_1 .



Фиг. 2-40. Характеристики на измервателно реле Z на дистанционна защита тип $RD 110$

Характеристиката на измервателното реле Z е импедансна — представлява централна окръжност (фиг. 2-40 a); релето измерва импеданса от мястото на монтирането на защитата до мястото на късо съединение за I, I_k, II и III зона при всички видове къси съединения.

Токът на преходния режим, който преминава през намотката на релето E_1 при заработването

му, се трансформира в $TR3$ така, че да действа на заработване на релето Z .

Съпротивленията за настройка на измервателното реле са поместени в долната част на комплекта $RD110$ в блока за настройка. Върху плочата му са монтирани: два реда пластинки за настройка (шунтиране) на съпротивленията r_1 , r_k , r_2 и r_3 , пластинката $L2$ за IV зона — дали да бъде посочна или непосочна, пластинките $L3$ за поляритета на посочното реле Q и устройството за изместване на характеристиката, пластинка $L4$ за въвеждане или извеждане на блокировката при люлеене, пластинката $L5$ за настройка на устройството за изместване на характеристиката и пластинките C_1 за изменение на обхвата на измервателното реле Z .

Устройство за изместване на характеристиката — предназначено е да измени характеристиката на измервателното реле Z така, че активното съпротивление на електрическата дъга при повреди да не довежда до погрешно определяне на зоните.

При мрежите 110kV съпротивлението на дъгата може да бъде голямо; наслагването му към импеданса на късо съединение (особено при къси съединения в края на зоните) може да увеличи общия импеданс дотолкова, че измервателното реле да не заработи в необходимата зона. Предотвратяването на това погрешно действие се постига с устройството за изместване на характеристиката на измервателното реле Z . То представлява една трансформаторна връзка между токовата верига и веригата за напрежение на измервателното реле в променливотоковата им част. Трансформаторът $TR7$ прехвърля е. д. н. от токовата верига във веригата за напрежение; влиянието на тази е. д. н. е максимално при $\varphi_{к.с} = 0 \text{ рад}$ (0°), когато напрежението и токът съвпадат по фаза, и минимално, когато $\varphi_{к.с} = \frac{\pi}{2} \text{ рад}$ (90°); следователно характеристиката на измервателното реле се измества значително по посока на оста $+R$ и незначително в посока на оста X (фиг. 2-40 б).

Устройството за изместване на характеристиката може да се настройва на четири положения — за ъгъл на електропровода 60° , 70° , 80° и на положение 0° , които се нагласяват с пластинката $L5$ (X). При настройка 0° характеристиката на релето е централна окръжност; при друга настройка на устройството характеристиката е така изместена, че при късо съединение в края на зоната (когато ъгълът на импеданса на зоната съвпада с настроенния ъгъл на устройството) резервата по отношение на съпротивлението на дъгата е 60% от настроенния импеданс на зоната. Резервата по отношение на съпротивлението на дъгата при късо съедине-

ние в началото на зоните е около 165% от настроенния импеданс; възможните грешки вследствие на изместването на характеристиката при къси съединения в края на зоните са под 5% . Тъй като при изместването на характеристиката се променя диаметърът на окръжността (повече, отколкото при $RD 7$), съответните изместена и централна окръжност не се пресичат върху правата на импеданса на зоната (електропровода) и затова всяка зона на защитата се настройва най-точно при въведено устройство за изместване на характеристиката.

Поляритетът на устройството за изместване на характеристиката може да се променя на $\pi \text{ рад}$ (180°) с пластинките $L3$ заедно с поляритета на посочното реле Q .

Реле за време T — разположено е в комплекта $RD 110$ над посочното и измервателното реле. То създава закъсненията на I, I_k , II, III зона и на крайните резервни зони t^e и t^g , които са необходими от условията за селективност. Релето за време е изпълнено с постояннотоков двигател с центробежен регулатор на оборотите. С електрически съединител двигателят се зацепва за гърбичен механизъм, който превключва контактите в зависимост от настройката. Релето за време има шест контакта — t^1 , t^2 , t^3 , t^e , t^g и t^{gf} ; t^1 , t^2 , t^e и t^g са н. о. контакти, а t^3 и t^{gf} — н. з. контакти. Всички контакти, с изключение на t^{gf} , могат да се настройват независимо един от друг в обхвата на релето $0,3 \div 10 \text{ s}$ и имат отделни скали; закъснението на контактите може да се настройва и на 0 s и ∞ . При настройка 0 s съответните н. о. контакти са затворени, респ. н. з. контакти са отворени, независимо от това, дали релето за време е действувало; при настройка ∞ съответният контакт на релето изобщо не може да се превключи. След като бъдат настроени, контактите се застопоряват с обща гайка.

Релето за време има блинкер, общ за всички зони — влачеща се стрелка с отделна скала. Блокировка при разлюляване — служи да изведе защитата от действие, когато в мрежата има разлюляване.

Блокировката се състои от: поляризовано реле PK с две намотки — работна намотка и намотка за възвръщане, кондензатори $C1 \div C5$, съпротивления $R5 \div R13$ и $R25$; в работата на блокировката вземат участие и контактите w_1^1 , bs_1^2 , br_1^3 , bt_1^3 , bo_1^1 и e_1^2 .

Работната намотка на поляризованото реле PK се захранва с оперативно напрежение през съпротивленията $R7$ и $R8$, когато са затворили н. о. контакти bs_1^2 , br_1^3 и bt_1^3 , т. е. когато са заработили пусковите релета и на трите фази и когато не са отворили н. з. контакти bo_1^1 и e_1^2 .

т. е. когато няма земно съединение и когато защитата не е подала изключвателен импулс; релето PK заработва със закъснение $0,1$ s благодарение на кондензаторите $C1$ и $C2$, свързани паралелно на работната му намотка и съпротивлението $R8$. Ако някой от контактите bs_1^2 , br_1^3 и bt_1^3 не е превключил или ако някой от контактите bo_1^1 и e_1^2 е превключил, през н. з. контакти bs_1^2 , br_1^3 и bt_1^3 или през затворилите н. о. контакти bo_1^1 или e_1^2 работната намотка на релето PK се шунтира през съпротивленията $R7$, $R8$ и $R13$.

Намотката за възвръщане на релето PK се захранва с оперативното напрежение потенциометрично от съпротивленията $R5$ и $R6$ от контакта z на измервателното реле (или l^e и l^g), а съпротивленията $R9 \div R12$ са свързани последователно с намотката; кондензаторите $C3$, $C4$ и $C5$ свързват паралелно към съпротивленията $R11$, $R12$ и към намотката за възвръщане през н. о. контакт w_2^1 . Релето PK възвръща (ако е заработило от другата си намотка) със закъснение $0,2 \div 0,6$ s в зависимост от настройката на потенциометъра $R5$. Н. з. контакт w_2^1 служи за разреждане на кондензаторите $C3$, $C4$ и $C5$ през съпротивлението $R25$.

Н. з. контакт pk на блокировката е свързан последователно във веригата на намотките на изходните релета E_1 и E_2 и решава работването им, ако релето PK не е заработило. Н. з. контакт pk се шунтира, когато се затвори н. о. контакт h^1 , т. е. блокировката контролира изключването само с I или I_k зона.

Блокировката се извежда от действие с пластинката $L4$ (P), с която се шунтира контактът pk .

Сигнализация при неизправности във веригите за променливо напрежение — състои се от филтър за напрежение с обратна последователност и глим-лампа.

Филтърът за напрежение с обратна последователност се състои от два клона — кондензаторът $C15$ и съпротивленията $R60$ и $R61$, свързани към напрежение U_{TS} и кондензаторът $C16$ и съпротивленията $R62$ и $R63$, свързани към напрежение U_{SR} . Изходящото от филтъра напрежение захранва глим-лампата $Gl 2$, свързана със съпротивленията $R58$, $R59$ и $R64$.

В нормален режим филтърът се захранва с напреженията U_R , U_S и U_T в обратен фазов ред (TSR), т. е. филтърът се захранва с напрежение с обратна последователност, равно на фазовото напрежение, и глим-лампата свети. При всички възможни неизправности по веригите за променливо напрежение — къси съединения, прекъсване на една, две или три фази;

смяна на последователността на фазите (спрямо клеми 5, 6 и 7 на комплекта $RD 110$) — филтърът се захранва с по-малко напрежение с обратна последователност и глим-лампата угасва.

Глим-лампата $Gl 2$ е монтирана върху пластмасова плоча в комплекта $RD 110$, разположена над блока за настройка. Върху нея са монтирани още: глим-лампа $Gl 1$, която контролира изправността на оперативното напрежение, петцифрен брояч N , който отброява задействованията на защитата, релето PK и копчето със скалата на потенциометъра $R5$.

Използване на дистанционната защита $RD 110$ с други пускови комплекти — дистанционната защита $RD 110$ може да се прилага и в мрежи с малък ток на земни съединения. Тя може да работи само с токовите пускови релета A_7 , A_4 и A_0 , вградени в комплекта $RD 110$; токово пусково реле A_3 не се използва — неговият контакт a_3 (клема 30) не се захранва с оперативното напрежение. Ако токовите пускови релета нямат необходимата чувствителност, защитата се допълва с импедансни пускови релета, поместени в отделен пусков релеен комплект $Q2$.

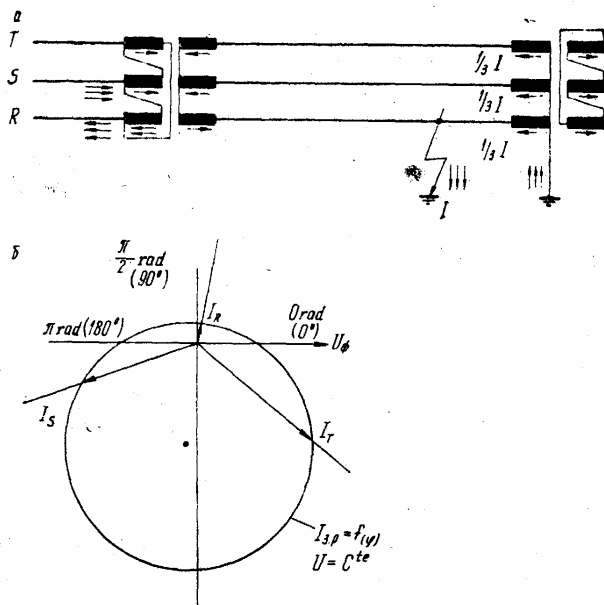
Режимът на работа на защитата $RD 110$ в зависимост от това, дали тя е предназначена за мрежа с голям или малък ток на земно съединение, се определя с пластинките $L1$, монтирани в горната част на комплекта $RD 110$ върху плочка зад токовите пускови релета; ако защитата е монтирана в мрежа с голям ток на земно съединение, пластинките $L1$ се поставят наляво; ако е монтирана в мрежа с малък ток на земно съединение, пластинките $L1$ се поставят надясно.

Има случаи в мрежи с голям ток на земно съединение, при които вместо с пусков релеен комплект $Q4$ дистанционната защита $RD110$ е снабдена с пусков комплект $Q3$. Единствената причина за това е, че фирмата EAW е започнала да произвежда комплекта $Q4$ по-късно и вместо него е използван пусков комплект $Q3$, предназначен за дистанционната защита $RD7 \Delta EVX$.

Използването на пусковия релеен комплект $Q3$ с дистанционната защита $RD110$ води до неправилно действие на защитата при някои двуфазни к. с. (при всички к. с., които са свързани със земя и при трифазни к. с. действието на защитата е правилно).

При двуфазни к. с. RS заработва пусковото реле Ar и помощните релета BR_1 , BR_2 и BR_3 ; пусковото реле A_3 и помощните релета BS_1 и BS_2 заработват, ако токът на к. с. I_s е достатъчно голям. Независимо от това

обаче, дали е заработило пусковото реле A_s , затварянето на н. о. контакти br_3^1 в токовата верига и br_2^1 във веригата за напрежение е достатъчно, за да се подадат ток и напрежение към посоч-



Фиг. 2-41. Еднофазно късо съединение в мрежа с голям ток на земно съединение, когато протичат големи токове и в здравите фази

a — схема на мрежата; *b* — чувствителност на импедансните ъглово зависими пускови релета на различните фази

ното и измервателното реле, т. е. защитата действува правилно.

При двуфазно к. с. ST заработват пусковото реле A и помощните релета BS_1 и BS_2 ; ако токът на к. с. I_T не е достатъчно голям и не заработи пусковото реле A_t (BT_1 , BT_2 и BT_3), към посочното и измервателното реле не се подава ток и напрежение — защитата може да изключи едва с IV зона. Защитата действува правилно само ако заработи пусковото реле A_t и помощните релета BT_1 , BT_2 и BT_3 — ако затвори н. о. контакт br_3^2 в токовата верига и br_2^2 във веригата за напрежение. Тъй като заработването на пусковото реле A_t при к. с. ST не винаги е възможно (зависи от U_{TR} и I_T), то и действието на защитата може да бъде неправилно.

При двуфазно к. с. RT заработва пусковото реле A_t и помощните релета BT_1 , BT_2 и BT_3 ; ако не заработи релето A_{tr} (BR_1 , BR_2 и BR_3), посочното и измервателното реле не се захранват с ток и напрежение и защитата може да изключи едва с IV зона. Защитата действува правилно само ако заработят пусковото реле A_t и помощните релета BR_1 , BR_2 и BR_3 — ако затворят н. о. контакти br_3^1 и br_3^2 в токовата верига и br_2^1 и br_2^2 във веригата за напрежение.

Както при к. с. ST , и при к. с. TR действието на защитата може да бъде неправилно.

Използването на пусков релеен комплект Q4 към дистанционната защита RD110 из-

бягва изброените недостатъци. Въпреки че пусковите релета A_r , A_s и A_t в Q4 са свързани към фазовите напрежения и при междуфазни к. с. не се превключват към междуфазни напрежения, чувствителността им при двуфазни к. с. е много по-добра.

Начин на действие

Късо съединение RO — при късо съединение RO малкото остатъчно напрежение U_{RO} се подава на импедансното пусково реле A_r , докато напреженията на релетата A_s и A_t са големи. Вследствие на късото съединение голям ток може да протече както във фазата R , на която е повредата, така и във фазите S и T (фиг. 2-41 *a*); през релето A_0 протича и ток с нулева последователност $3I_0$.

Токът на релето A_{tr} , импедансното реле A_r и релето A_0 работват. В случай че и във фазите S и T тече голям ток, работват и токовите релета A_{is} и A_{it} . Импедансните ъглово зависими релета A_s и A_t дори и в случаите, когато в здравите фази тече голям ток, работят с лоша чувствителност — напреженията U_{S0} и U_{T0} са големи; ъгълът ϕ между фазовото напрежение

и тока за релето A_r е около $\frac{\pi}{2} \text{rad}$ (90°) индуктивен и релето заработва с добра чувствителност, а релетата A_s и A_t работят при ъгли ϕ около $\frac{7}{6} \pi \text{rad}$ (210°), респективно $\frac{11}{6} \pi \text{rad}$ (330°), при които те не заработват (фиг. 2-41 б); на практика само в много редки случаи токът на здравите фази може да стане толкова голям, че да работят релетата A_s и A_t .

При заработването си токовете пускови релета A_{ir} , A_{is} и A_{it} , както и импедансното ъглово зависимо пусково реле A_r подават с контактите си оперативни напрежения към своите намотки в посока на заработване.

Със затварянето на н. о. контакти a_{ir} и a_{it} заработват помощните релета BR_1 , BR_2 и BR_3 ; затвореният н. о. контакт br_1^1 подава напрежение на помощните релета W_1 и W_2 , на двигателя (през н. з. контакт t^1) и съединителя K на релето за време T и на брояча N и те заработват; със затварянето на н. о. контакт a_0 заработват помощните релета BO_1 и BO_2 ; едновременно с това се подава:

— сумата от паденията на напрежение на тока $I_{к.с. R}$ в съпротивлението R_r и на тока $3I_0$ в R_0 , трансформирано в TR_4 ($I_R R_r + 3I_E I_0 R_0$) през н. з. контакт bt_3^1 , затворилите н. о. контакти br_3^1 и bo_2^2 и пластинките L_3 към токовете вериги на измервателното и посочното реле и устройството за изместването на характеристиката;

— напрежението U_{RO} през н. з. контакт bt_2^1 , затворилите н. о. контакти br_2^1 и bo_1^2 към веригите за напрежение на измервателното и посочното реле.

Във веригата за напрежение на измервателното реле Z са свързани последователно съпротивленията R_{54} и r_1 ; устройството за изместване на характеристиката подава допълнително напрежение към веригата за напрежение на импедансното реле Z .

Със заработването на помощното реле W_1 , през н. о. контакт ω_1^1 се свързва намотката на релето Z към изправителите; със затварянето на н. о. контакт ω_1^2 се шунтира съпротивлението R_{54} и във веригата за напрежение на релето Z остава само съпротивлението r_1 , което е настроено подходящо за I зона.

След като посочното реле Q получи захранване, неговият н. з. контакт q остава затворен и разрешава изключването на прекъсвача, ако токът на късо съединение тече в посока от шините към защищавания електропровод.

23 Ако късото съединение е в I зона, подаденият импеданс $Z_{к.с.}$ на релето Z е по-малък от настройката му $Z_{з.р.}$, релето заработва и затваря контакта си z ; релето за време затваря н. о.

контакт t^1 след време, равно на закъснението на I зона; тъй като блокировката PK не е работила, н. з. контакт pk е затворен, релетата E_1 и E_2 заработват, изключват прекъсвача, сигнализират изключването и се самозадържат с н. о. контакт e_1^1 . Токът на преходния режим, който преминава през намотката на релето E_1^1 при заработването му, се трансформира в TR_3 така, че да действа на работване на реле Z . При заработването на релетата E_1 и E_2 се подава оперативно напрежение и на намотката на посочното реле Q през съпротивленията R_2 и R_3 и намотката на помощното реле Q_f , като действа на работването му.

Обикновено I зона изключва електропровода без закъснение (само със собственото закъснение на пусковите релета и на реле Z), т. е. контактът t^1 е настроен на 0 s и е винаги затворен.

Със заработването на релето E_1 отваря н. з. контакт e_1^1 , двигателят на релето за време остава без напрежение и то възвръща, след като електропроводът се изключи, защитата не се захранва повече с ток, възвръщат пусковите релета, помощните релета BR_1 , BR_2 , BR_3 , BO_1 , BO_2 , W_1 , W_2 , съединителят K на релето за време, релето Q и релето Z , с което защитата е в изходно положение.

В случай че късото съединение е извън I зона $Z_{к.с.} > Z_{з.р.}$, релето Z не заработва, релето за време затваря контакта си t^2 , настроен на закъснението на II зона, помощното реле H получава напрежение и заработва; след като н. з. контакт h^2 отвори, във веригата за напрежение на импедансното реле Z участва съпротивление $r_1 + r_2$, което е настроено подходящо за II зона (на реле Z се подава по-ниско напрежение).

Ако късото съединение е във II зона, релето Z заработва, през затворения н. о. контакт h^1 заработват и помощните релета E_1 и E_2 и изключват прекъсвача.

Ако късото съединение е извън II зона, релето Z не заработва, релето за време отваря н. з. контакт t^3 , настроен на закъснението на III зона; във веригата за напрежение на импедансното реле Z участва съпротивлението $r_1 + r_2 + r_3$, което е настроено подходящо за III зона.

Ако късото съединение е в III зона, релето Z заработва и чрез помощните релета E_1 и E_2 изключва прекъсвача.

Ако късото съединение е извън III зона, релето Z не заработва, релето за време затваря контакта t^4 , настроен на закъснението на IV зона, помощните релета E_1 и E_2 заработват и изключват прекъсвача. Импедансът на IV зона се определя от настройките на пусковите релета.

Защитата се възвръща и не изключва прекъсвача, ако късото съединение се изключи от

някоя съседна защита. Така се получава селективното степенуване на защитите една от друга, и тяхното взаимно резервиране.

Ако токът на късо съединение тече в посока от защищавания електропровод към шините, контактът q на посочното реле се затваря надясно (заклинва) и захранва помощното реле Q_f , което заработва; контактът z на измервателното реле не се захранва с оперативното напрежение и изключването с I, II и III зона не може да се осъществи; ако пластинката $L2$ е поставена наляво (IV зона е посочна), контактът t^e също не се захранва с оперативното напрежение и изключването с IV зона е невъзможно. Защитата може да изключи с IV зона, ако пластинката $L2$ е поставена надясно (IV зона е непосочна), или с граничната V зона (от контакта t^e).

Ако контактът t^e е изведен от действие (настроен е на ∞), след изтичането на 10 с отваря н. з. контакт t^{st} , релето за време се възвръща, контактът t^{st} се затваря и отново подава напрежение към двигателя; релето за време заработва и възвръща, без да се подава изключвателен импулс.

Къси съединения SO и TO — действието на защитата е подобно на това при късо съединение RO .

Късо съединение RSO — при късо съединение RSO заработват токовете пускови релета A_{ir} и A_{is} , импедансните пускови релета A_r и A_s и реле A_0 ; в случай че и във фаза T тече голям ток, заработва и токовото реле A_{it} ; импедансното пусково реле A_t се захранва с напрежението U_{TO} , което е голямо и работи такъв ъгъл φ , че няма чувствителност и не заработва.

Заработват помощните релета $BR_1, BR_2, BR_3, BS_1, BS_2, BO_1$ и BO_2 ; захранването на веригите на релетата Q и Z с ток и напрежение и действието на защитата по-нататък следват, както при късо съединение RO .

Двуфазни къси съединения със земя защитата измерва като еднофазни.

Къси съединения STO и TRO — действието на защитата е подобно на това при късо съединение RSO .

Късо съединение RST — при късо съединение RST заработват всички пускови релета на защитата, с изключение на реле A_0 ; заработват и помощните релета $BR_1, BR_2, BR_3, BS_1, BS_2, BT_1, BT_2$ и BT_3 ; едновременно с това се подават:

— падението на напрежение на тока $I_{к.с.Т}$ в съпротивлението R_t и на тока $I_{к.с.Р}$ в съпротивлението R_r ($I_{к.с.Р} R_r - I_{к.с.Т} R_t$) през затворилите н. о. контакти $bt_3^1, br_3^1, br_3^2, bt_3^2$, н. з. контакт bo_2^2 и пластинките $L3$ към токовите вериги на измервателното и посочното реле; — напрежението U_{TR} през затворилите н. о. контакти $bt_2^1, br_2^1, br_2^2, bt_2^2$ и н. з. контакт bo_2^1

към веригите за напрежение на измервателното и посочното реле.

Действието на защитата по-нататък следва, както при късо съединение RO .

Трифазното късо съединение RST защитата измерва като двуфазно RS .

Късо съединение RS — при късо съединение RS заработват токовете пускови релета A_{ir} и A_{is} ; тъй като токът I_T е малък, токът с нулева последователност $3I_0 = 0$ и напрежението U_{TO} е голямо, не заработват токовете релета A_{it} , A_0 и импедансното реле A_t .

Импедансните ъглово зависими пускови релета A_r и A_s се захранват с големия ток на късо съединение $I_{к.с.Р} = -I_{к.с.С}$ и с фазовите остатъчни напрежения съответно U_{RO} и U_{SO} . Релетата A_r и A_s работят с различни ъгли φ между подадените напрежения и ток и с различна чувствителност в зависимост от ъгъла на късо съединение $\varphi_{к.с}$ и мястото на късо съединение.

Ако $\varphi_{к.с} = \frac{\pi}{2}$ rad (90°) — при близки къси съединения $\varphi = 0$ rad (0°) за релето A_r и $\varphi = \pi$ rad (180°) за релето A_s ; релетата заработват, понеже остатъчните напрежения са малки ($U_{RO} = U_{SO} = 0,5 U_\phi$). При далечни къси съединения остатъчните напрежения са големи ($U_{RO} = U_{SO} = U_\phi$), обаче $\varphi = \frac{\pi}{3}$ rad (60°) за реле A_r и $\varphi = \frac{2}{3} \pi$ rad (120°) за реле A_s и релетата заработват, понеже имат чувствителност по отношение на ъглите φ .

Със заработването на пусковите релета A_{ir} , A_{is} , A_r и A_s заработват и помощните релета $BR_1, BR_2, BR_3, BS_1, BS_2$; едновременно с това се подават:

— падението на напрежение на тока $I_{к.с.Р}$ в съпротивлението R_r и на тока $I_{к.с.С}$ в съпротивлението R_s ($I_{к.с.Р} R_r - I_{к.с.С} R_s = 2I_{к.с.Р} R_r$) през н. з. контакти bt_3^1, bt_3^2, bo_2^2 , затворилия н. о. контакт br_3^1 и пластинките $L3$ към токовите вериги на измервателното и посочното реле; — напрежението U_{RS} през н. з. контакти bt_2^1, bt_2^2, bo_2^1 и затворилия н. о. контакт br_2^1 към веригите за напрежение на измервателното и посочното реле.

Действието на защитата по-нататък следва, както при късо съединение RO .

Къси съединения ST и TR — действието на защитата е подобно на това при късо съединение RS .

Действието на дистанционната защита $RD 110$ при всички видове къси съединения се вижда от табл. 2-3; в нея са систематизирани само действията на пусковите релета, помощните релета BR, BS, BT и величините, които се подават на посочното и измервателното реле.

Действие на защитата при липса на оперативното

Действие на дистанционна защита RD 110 при различни къси съединения

К. с.	Пускови органи		Пом. релета B	$I_Z \equiv I_Q$	$U_Z \equiv U_Q$	
	Q4	RD 110				
RO	A_r, A_s^*, A_t^*	$A_{ir}, A_{is}^*, A_{it}^*$	A_r, A_s^*, A_t^*, A_o	BR, BS*, BT*, BO	RO, TO*	RO, TO*
SO	A_r^*, A_s, A_t^*	$A_{ir}^*, A_{is}, A_{it}^*$	A_r^*, A_s, A_t^*, A_o	BR*, BS, BT*, BO	SO, TO*	SO, TO*
TO	A_r^*, A_s^*, A_t	$A_{ir}^*, A_{is}^*, A_{it}$	A_r^*, A_s^*, A_t, A_o	BR*, BS*, BT, BO	TO	TO
RS	A_r, A_s	A_{ir}, A_{is}	A_r, A_s	BR, BS	RS	RS
ST	A_s, A_t	A_{is}, A_{it}	A_s, A_t	BS, BT	ST	ST
TR	A_t, A_r	A_{it}, A_{ir}	A_t, A_r	BT, BR	TR	TR
RSO	A_r, A_s, A_t^*	A_{ir}, A_{is}, A_{it}^*	A_r, A_s, A_t^*, A_o	BR, BS, BT*, BO	RO, TO*	RO, TO*
STO	A_r^*, A_s, A_t	A_{ir}^*, A_{is}, A_{it}	A_r^*, A_s, A_t, A_o	BR*, BS, BT, BO	SO, TO*	SO, TO*
TRO	A_r, A_s^*, A_t	A_{ir}, A_{is}^*, A_{it}	A_r, A_s^*, A_t, A_o	BR, BS*, BT, BO	TO	TO
RST	A_r, A_s, A_t	A_{ir}, A_{is}, A_{it}	A_r, A_s, A_t	BR, BS, BT	TR	TR
RSTO	A_r, A_s, A_t	A_{ir}, A_{is}, A_{it}	A_r, A_s, A_t, A_o	BR, BS, BT, BO	TO	TO
нормален режим	—	—	—	—	TS	TS

* Действува само при някои къси съединения в зависимост от големината на $I_{к.с}$ и от $\varphi_{к.с}$

напрежение — в този случай угасва сигналната глим-лампа $GI1$; за сигнализиране при изчезването на оперативното напрежение трябва да се предвижда отделна звукова сигнализация.

Действие на защитата при липса на променливото напрежение — в този случай заработва импедансното пусково реле, което е останало без напрежение; ако токът на товара е по-голям от тока на заработване на токовото реле A_i на същата фаза, защитата заработва и изключва прекъсвача, без да има късо съединение в мрежата.

С прекъсването на променливото напрежение на едната, двете или трите фази угасва сигналната глим-лампа $GI2$; за предотвратяване на изключването при повреди по веригите на променливото напрежение трябва да се предвижда отделна блокировка и звукова сигнализация.

Действие на защитата при ускорение преди или след АПВ — защитата дава възможност за удължаване на I зона преди или след АПВ, като се разкъса мостът между клеми 13 и 14 на комплекта RD 110, а връзката между тях се осъществи през контакт на помощно реле от устройството за АПВ.

Когато защитата работи с ускорение преди АПВ, клемите 13 и 14 на комплекта RD 110

са свързани през един н. о. контакт на помощното реле за ускорение и във веригата за напрежение на измервателното реле Z участва съпротивление r_1+r_k , което е настроено подходящо за удължената I_k зона. Ако късото съединение е извън удължената I_k зона и релето Z не заработи, преди да се дешунтира съпротивлението r_2 (за втора зона), заработва помощното реле за ускорение и шунтира съпротивлението r_k ; то остава шунтирано, докато стане изключването с някоя друга зона, докато трае безтоковата пауза, и след повторното включване, докато защитата повторно изключи прекъсвача (ако има трайна повреда).

Когато защитата работи с ускорение след АПВ, клемите 13 и 14 на комплекта RD 110 са свързани през един н. з. контакт на помощното реле за ускорение и съпротивлението r_k е шунтирано след; като устройството за АПВ заработва, помощното реле за ускорение заработва, дешунтира съпротивлението r_k и във веригата за напрежение на измервателното реле Z участва съпротивлението r_1+r_k , което е настроено подходящо за удължената I_k зона. Ако късото съединение е извън удължената I_k зона и релето Z не заработи, преди да се дешунтира, съпротивлението r_2 (за II зона) въз-

върща помощното реле за ускорение и съпротивлението r_k се шунтира.

Действие на защитата при разлюляване — в този случай блокировката PK извежда защитата от действие и възпрепятствува погрешното изключване.

При несиметрични къси съединения блокировката не заработва, тъй като работната намотка на поляризованото реле PK се шунтира през съпротивленията $R7$, $R8$ и $R13$ и през затворения н. о. контакт b_1^1 (ако заработи реле BO_1) или през един от н. з. контакти b_1^2 , br_1^2 или bs^2 (понеже не заработват и трите помощни релета BT_1 , BS_1 или BR_1). При трифазно късо съединение помощните релета BR_1 , BS_1 и BT_1 заработват, а BO_1 не заработва, работната намотка на поляризованото реле PK получава напрежение и то може да заработи със закъснение $0,1$ s. Ако късото съединение е в I или I_k зона, релетата Z , E_1 и E_2 заработват преди отварянето на н. з. контакт pk и с превключването на контакта e_1^2 работната намотка на поляризованото реле PK остава без захранване и същевременно се шунтира през съпротивленията $R7$, $R8$ и $R13$, а кондензаторите $C1$ и $C2$ се разреждат през съпротивленията $R7$ и $R13$. Ако трифазното късо съединение е извън I или I_k зона, поляризованото реле PK заработва, отваря своя н. з. контакт pk и извежда защитата от действие. Със затварянето на контакта на релето за време за II зона t^2 заработва помощното реле H , то затваря своя н. о. контакт h^1 и шунтира отворения контакт pk , като въвежда защитата в действие.

При разлюляване заработват пусковите релета на трите фази, заработват и помощните релета BR_1 , BS_1 и BT_1 , а релетата A_0 и BO_1 не заработват. Работната намотка на релето PK получава напрежение през затворилите н. о. контакти bt_1^2 , br_1^2 , bs_1^2 и н. з. контакти b_1^1 и e_1^2 и то заработва, като извежда защитата от действие. Понеже подаденият на измервателното реле Z импеданс се изменя плавно, то заработва със закъснение по отношение на пусковите релета, т. е. след заработването на реле PK ; възвръщащата намотка на релето PK получава напрежение от контакта Z и то може да се възвърне с настроеното закъснение ($0,2 \div 0,6$ s), като въведе отново защитата в действие; ако обаче периодът на люлеене е малък, защитата се възвръща, без да подаде изключвателен импулс.

Действие на защитата при претоварване — поведението на защитата при претоварване зависи от големината на напрежението, от тока и ъгъла на товара, от преводния коефициент на токовите трансформатори и от избраната характеристика на импедансните ъглово зависими пускови релета.

При номинално напрежение и при активен товар ($\varphi=0$) импедансните пускови релета допускат голямо претоварване, без да заработят — $2 \div 7 I_n$ в зависимост от избраната характеристика; ако токът на товара е достатъчно голям, пусковите релета на трите фази заработват и действието на защитата е като при трифазно късо съединение с тази разлика, че изключването обикновено става със закъснение.

Програма за проверка и настройка на дистанционна защита тип RD 110

1. Профилактична проверка на спомагателните съоръжения на защитата (вж. П-2).

2. Измерване съпротивлението на изолацията на защитата (вж. П-3).

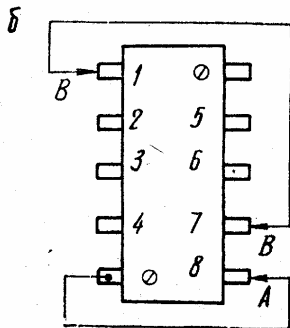
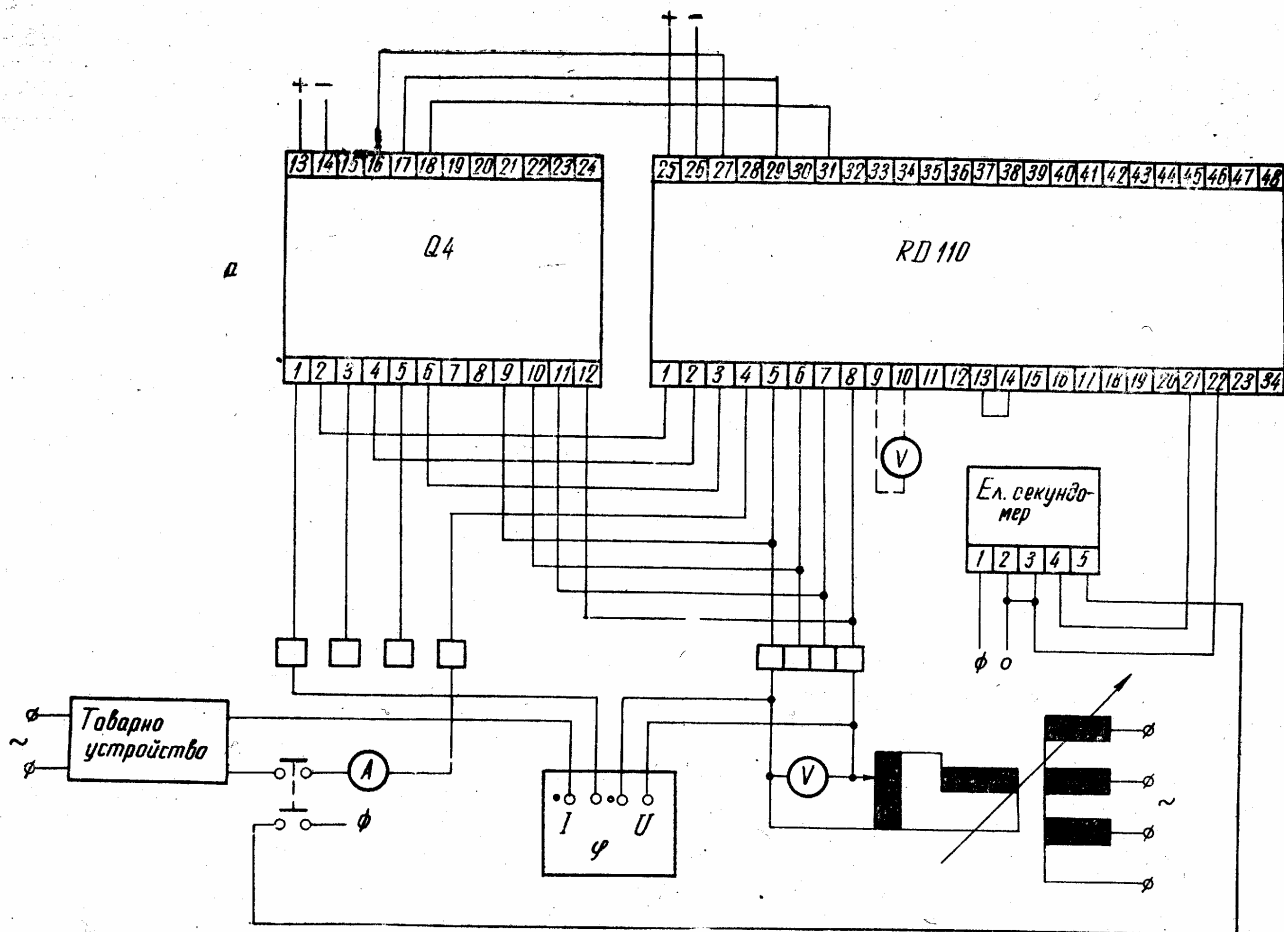
3. Проверка и настройка на импедансните ъглово зависими пускови релета A_r , A_s и A_t на комплекта Q4 — настройват се и се проверяват характеристиките на импедансните ъглово зависими пускови релета; пусковите релета се захранват по следния начин (фиг. 2-42 а):

Реле:	I	Клеми:	U_ϕ
A_r	R и O 1 на Q4	и 4 на RD110	R и O
A_s	S и O 3 на Q4	и 4 на RD110	S и O
A_t	T и O 5 на Q4	и 4 на RD110	T и O
Клеми на Q4:			
9 и 12			
10 и 12			
11 и 12			

Н. о. контакти на помощните релета BR_1 , BR_2 , BR_3 , BS_1 , BS_2 , BT_1 , BT_2 и BT_3 и н. о. контакт a_0 се изолират; ако токовете релета A_{ir} , A_{is} и A_{it} са настроени на относително голям ток и не заработват при проверката на релетата A_r , A_s и A_t , техните н. о. контакти a_{ir} , a_{is} и a_{it} трябва да се шунтират на клеми 13—22, 13—23 и 13—24 на комплекта Q4. Зарботването на релетата A_r , A_s и A_t се отбелязва със заработването на помощните релета BR , BS и BT .

Н. о. контакти на токовите пускови релета A_r , A_s и A_t от комплекта RD 110 (ако се използват) се изолират или се прекъсва оперативното напрежение на клеми 28, 30 и 32.

Копчето на дадено пусково реле се нагласява на положението, което отговаря на зададената характеристика; проверката на характеристиката на всяко от релетата се прави при различни ъгли между подаденото напрежение и



Фиг. 2-42. Схема за проверка и настройка на съпротивленията, на земния фактор, на измервателното реле, на релето за време, на устройството за изместване на характеристиката и на посочното реле на дистанционна защита тип RD 110

а) схема за проверката; б) разположение на клемите на автотрансформаторна за настройка на земния фактор

тока и при определена големина на тока. Подходящите ъгли за проверката са $0, \frac{1}{12} \pi, \frac{1}{6} \pi, \frac{1}{3} \pi, \frac{1}{2} \pi \text{ rad}$ ($0^\circ, 15^\circ, 30^\circ, 60^\circ, 90^\circ$) индуктивен, а

подходящият ток е $0,3-1,0-2,0-3,0 I_n$; при зададен ток и ъгъл се измерва напрежението на заробтане $U_{з.р}$ и на възвръщане $U_{в.р}$ на релето. Построяват се характеристиките $U_{з.р} =$

$=f(\varphi)$ и $U_{в.р} = f(\varphi)$ при $I = \text{const}$ — те не трябва да се различават от зададените характеристики (фиг. 2-83, 2-84, 2-85 и 2-86 — както на реле A_s от дистанционна защита RD 310).

Проверява се началната точка на характеристиката при $I=0$ и крайната точка при $U=U_n$ и $\varphi = \frac{\pi}{2}$ grad (90°) — те трябва да отговарят на зададените.

Проверява се поляритетът на импедансите пускови релета; еднополярните клеми на комплекта Q4 трябва да бъдат:

Реле:	I	Клеми:	U_ϕ	Клеми:
A_r	R	1' - 2	R и O	9' - 12
A_s	S	3' - 4	S и O	10' - 12
A_t	T	5' - 6	T и O	11' - 22

Характеристиките $I_{з.р} = f(\varphi)$ при $U = \text{const}$ трябва да бъдат така изместени, че при захранване на еднополярните клеми на релетата с напрежение и ток под ъгъл $\varphi = 0 \div \frac{\pi}{2}$ grad (0° ÷ 90°) те трябва да заработват при много по-малък ток, отколкото при захранване с напрежение и ток под ъгъл $\varphi = \pi \div \frac{3}{2}$ grad (180° ÷ 270°) (фиг. 2-36 в).

4. Проверка и настройка на токовите пускови релета A_{ir} , A_{is} и A_{it} на комплекта Q4 — проверяват се и се настройват токовите пускови релета A ; релетата се захранват по следния начин:

Реле:	I	Клеми:
A_{ir}	R и O	1 на Q4 и 4 на RD110
A_{is}	S и O	3 на Q4 и 4 на RD110
A_{it}	T и O	5 на Q4 и 4 на RD110

Н. о. контакти на помощните релета BR_1 , BR_2 , BR_3 , BS_1 , BS_2 , BT_1 , BT_2 и BT_3 и н. о. контакт a_0 се изолират; импедансите пускови релета не се захранват с напрежение, за да бъдат затворени техните контакти a_r , a_s и a_t . Заработването на релетата A_{ir} , A_{is} и A_{it} се отбелязва със заработването на помощните релета BR , BS и BT . Н. о. контакти на токовите пускови релета A_r , A_s и A_t от комплекта RD 110 (ако се използват) се изолират или се прекъсва оперативното напрежение на клеми 28, 30 и 32.

Дадено токово пусково реле A_t се захранва с ток (фиг. 2-42 а) и се проверява скалата му (ток на заработване, ток на възвръщане и коефициент на възвръщане); релето се настройва на зададения ток.

5. Проверка и настройка на съпротивленията в токовите вериги — съпротивленията в токовите вериги на защитата се проверяват и настройват с променлив ток и с променливо напрежение (понеже съпротивленията са сравнително малки); съпротивленията се захранват по следния начин (възможни са и други комбинации на захранване и на измерване):

Съпротивление:	I	Клеми:
R_r	R и S	1 и 3 на Q4
R_s	R и S	1 и 3 на Q4
R_t	T и O	5 на Q4 и 4 на RD110
R_0	T и O	5 на Q4 и 4 на RD110

Измерва се $U = IR$ Заработват:

на клеми:

3(4) и 9 на RD110	BR, BS
3(4) и 10 на RD110	BR, BS
1(2) и 9 на RD110	BT, BO
1(2) и 10 на RD110	BT, BO

Пластинките $L1$ се поставят на положение за мрежа с голям ток на земно съединение. Н. з. контакти br_1^1 , bs_1^1 и bt_1^1 се изолират (останалите н. о. контакти на помощните релета BR_1 , BR_2 , BR_3 , BS_1 , BS_2 , BT_1 , BT_2 , BT_3 не трябва да бъдат изолирани).

При захранване с определен ток I (фиг. 2-42 а) се измерва падението на напрежение IR_r , IR_s , IR_t и IR_0 в съпротивленията R_r , R_s , R_t и R_0 . За да могат помощните релета BR и BS , респ. BT и BO , да заработят и да подадат напрежението до клеми 9 и 10, импедансите релета A_r , A_s и A_t трябва да не се захранват с напрежение, а токът I трябва да бъде по-голям от настройката на токовите пускови релета A_{ir} , A_{is} , A_{it} и A_0 . При измерването на напрежението IR_0 автотрансформаторът $TR4$ трябва да бъде настроен на 100%; вместо клема 10 при последното измерване може да се използват клема 3 на плочката за настройка на автотрансформатора $TR4$ (фиг. 2-42 б) или връзките на съпротивлението R_0 .

На клеми 9 и 10 може да се измери падението на напрежение, което се подава във веригите на измервателното и посочното реле.

Съпротивленията се настройват с шунтовете за настройка; допустимата им грешка е 5%; трите съпротивления на фазите трябва да бъдат равни. Препоръчва се съпротивлението R_0 да се настрои заедно със земния фактор f_e , така че да се получи по-точна настройка (вж. т. 6 на програмата).

Прави се оглед на съпротивленията; посиня-

ването на проводниците им е указание за лоши контактни съединения.

б. Проверка и настройка на земния фактор f_e . — земният фактор f_e се настройва стъпално с подходящо свързване на клемите на плочката на автотрансформатора TR4 (фиг. 2-42 б) — проводникът А и мостът В се свързват по следния начин:

f_e %	А клема	В клемни	f_e %	А клема	В клемни
45	6	1—8	105	8	3—7
50	6	1—7	110	7	3—6
55	7	1—8	115	8	3—6
60	1	5—6	120	4	5—6
65	8	1—7	125	8	4—7
70	7	1—6	130	7	4—6
75	8	1—6	135	8	4—6
80	2	5—6	140	5	5—6
85	8	2—7	145	8	5—7
90	7	2—6	150	7	5—6
95	8	2—6	155	8	5—6
100	3	5—6	—	—	—

Н. з. контакти br_1^1 , bs_1^1 и bt_1^1 се изолират.

Съпротивлението R_0 се захранва с определен ток I на клема 4 на комплекта RD 110 и на една от клемите на фазовите токови вериги на комплекта Q4 (например клема 1); комплектът Q4 не се захранва с напрежение, а токът трябва да бъде достатъчен, за да заработят релето A_0 и едното токово пусково реле A_t (A_{it}). Измерва се напрежението $U_{0\text{изм}}$ между клема 10 и едната свободна клема на фазовите токови вериги (например клема 2 или клема 3) на комплекта RD 110.

Действителният земен фактор $f_{ед}$ се определя с отношението

$$f_{ед} = \frac{U_{0\text{изм}}}{U_{\phi\text{изм}}} = \frac{IR_{0д} f_{ен}}{IR_{\phi д}}$$

където

$U_{\phi\text{изм}}$ — измерено падение на напрежение във фазовите съпротивления съгласно т.5;

$U_{0\text{изм}}$ — измерено напрежение, изходящо от автотрансформатора TR4;

$R_{\phi д}$, $R_{0д}$ — действително настроени съпротивления във фазовите и нулевата токови вериги;

$f_{ен}$ — настройка на автотрансформатора TR4;

I — подаден ток.

Автотрансформаторът TR4 се настройва на възможно най-близкия земен фактор $f_{ен}$; из-

меня се съпр отивлението R_0 , докато измереното напрежение между клемите 10 и 2 (3) стане

$$U_{0\text{изм}} = U_{\phi\text{изм}} f_e,$$

където с f_e е означен зададеният земен фактор.

Допустимата грешка при настройката на земния фактор е в границите на половин стъпало на автотрансформатора TR4 (2,5% f_e).

7. Проверка и настройка на токовите пускови релета на комплекта RD 110 — токовите релета A_r , A_s и A_t (ако се използват) се настройват, като се захранват:

Реле:	I	Клеми:
A_r	R и O	1 на Q4 и 4 на RD110
A_s	S и O	3 на Q4 и 4 на RD110
A_t	T и O	5 на Q4 и 4 на RD110

Изолират се н. о. контакти на помощните релета BR_1 , BR_2 , BR_3 , BS_1 , BS_2 , BT_1 , BT_2 и BT_3 и н. о. контакт a_0 . Захранва се съответното импедансно пусково реле с напрежение при подходящ ъгъл спрямо тока, така че то да не заработва; заработването на токовите релета A_r , A_s и A_t се отбелязва със заработването на помощните релета BR , BS и BT .

Дадено токово реле се захранва с ток (фиг. 2-42 а) и се проверява скалата му (ток на заработване, ток на възвръщане и коефициент на възвръщане — вж. т. 1.1.1); релето се настройва на зададения ток.

8. Проверка и настройка на реле A_0 — токовото реле A_0 се настройва, като се захранва с ток клема 4 на комплекта RD 110 и една от клемите на токовите вериги, например клема 1 на комплекта Q4. Съответното импедансно пусково реле A_r се захранва с напрежение при подходящ ъгъл спрямо тока, така че то да не заработва; изолира се н. о. контакт a_r на токовото пусково реле A_r или се прекъсва оперативното напрежение на клема 28 на комплекта RD 110. Заработването на релето A_0 се отбелязва със заработването на помощните релета BO_1 и BO_2 .

Релето A_0 се захранва с ток (фиг. 2-42 а) и се проверява скалата му (ток на заработване, ток на възвръщане и коефициент на възвръщане — вж. т. 1.1.1). Релето се настройва на зададения ток.

9. Настройка на измервателното реле Z — измервателното реле Z се настройва за режим на двуфазно к. с. и се проверява за режим на еднофазно к. с.

Зададените първични импеданси на зоните се привеждат във вторични по формулата

$$Z_2 = Z_1 \frac{k_{\text{тт}}}{k_{\text{нт}}}$$

където

Z_2 — вторичен импеданс на зоната за фаза;
 Z_1 — зададен първичен импеданс на зоната за фаза;
 $k_{тг}$ — преводен коефициент на токовите трансформатори;
 $k_{нт}$ — преводен коефициент на трансформаторите за напрежение.

Настройката се извършва при неизменен вторичен ток $2 I_n$; ако импедансите са твърде големи и импедансните пускови релета A_r , A_s и A_t не могат да заработят, настройката се извършва с ток I_n .

Изчисляват се вторичните напрежения, които съответствуват на зададения импеданс на зоните; за двуфазна настройка се изчислява $U_2 = 2 I_2 Z_2$,

където

U_2 — вторично междуфазно напрежение;
 I_2 — вторичен ток;
 Z_2 — изчислен вторичен импеданс на зоната.
 За еднофазна настройка се изчислява:

$$U_{20} = I_2 Z_2 (1 + f_e),$$

където

U_{20} — вторично фазово напрежение;
 I_2 — вторичен ток;
 Z_2 — изчислен вторичен импеданс на зоната;
 f_e — действително настроен земен фактор.
 Импедансът на зоните се изчислява по формулите:

$$\begin{aligned} 2Z_1 &= (C_3 + r_1) C_1 C_2; \\ 2Z_k &= (C_3 + r_1 + r_k) C_1 C_2; \\ 2Z_{II} &= (C_3 + r_1 + r_2) C_1 C_2; \\ 2Z_{III} &= (C_3 + r_1 + r_2 + r_3) C_1 C_2, \end{aligned}$$

където

$Z_1, Z_k, Z_{II}, Z_{III}$ — вторичен импеданс на съответните зони за фаза;
 r_1, r_k, r_2, r_3 — съпротивления за настройка на съответните зони;
 C_1 — коефициент за обхвата на измервателното реле Z ($C_1=1$ или $C_1=0,5$), който зависи от положението на пластинките C_1 ;
 C_2 — корекционен коефициент, който зависи от настройката на устройството за изместването на характеристиката и от ъгъла на импеданса на съответната зона;
 C_3 — основен импеданс на измервателното реле Z ($C_3=1,0 \Omega$ при $I_n=1 \text{ A}$ и $C_3=0,2 \Omega$ при $I_n=5 \text{ A}$).

Съпротивленията за настройка на зоните с изчисляват по формулите:

$$\begin{aligned} r_1 &= \frac{2Z_1}{C_1 C_2} - C_3; & r_k &= \frac{2Z_k}{C_1 C_2} - C_3 - r_1, \\ r_2 &= \frac{2Z_{II}}{C_1 C_2} - C_3 - r_1; & r_3 &= \frac{2Z_{III}}{C_1 C_2} - C_3 - r_1 - r_2. \end{aligned}$$

За да могат да се изчислят съпротивленията за настройка на зоните, импедансите им трябва да бъдат зададени заедно с ъглите, по които да може да се определи корекционният коефициент C_2 . Когато настройката на устройството за изместването на характеристиката съвпада с ъгъла на импеданса на зоната $60^\circ, 70^\circ$ и 80° , коефициентът C_2 е съответно 1,090, 1,016 и 0,971; когато ъгълът на импеданса на зоната е друг, коефициентът C_2 се изменя и може да се определи по таблици, приложени от завода към всяка защита при доставката ѝ. Ако точният коефициент C_2 не е известен, приема се, че ъгълът на импеданса на зоната съвпада с настройката на устройството за изместване на характеристиката (приема се $C_2=1,090$, респ. 1,016, респ. 0,971, или дори $C_2=1$), а допуснатата грешка се отстранява при извършването на настройката.

На измервателното реле Z се подават следните величини:

Зона	Z_1		Z_2	
	първичен	φ	вторичен	вторичен I_2
I	Z_1	φ_1	Z_1	$2I_n$
I_k	Z_k	φ_k	Z_k	$2I_n$
II	Z_{II}	φ_{II}	Z_{II}	$2I_n$
III	Z_{III}	φ_{III}	Z_{III}	$2I_n$
IV	$> Z_{III}$	φ_{III}	$> Z_{III}$	$2I_n$
V	$> Z_{III}$	φ_{III}	$> Z_{III}$	$2I_n$
	$U_{м.ф} = U_2$		$U_{\phi} = U_{20}$	
	вторично		вторично	
	U_I		U_{I0}	
	U_{Ik}		U_{Ik0}	
	U_{II}		U_{II0}	
	U_{III}		U_{III0}	
	$> U_{III}$		$> U_{III0}$	
	$> U_{III}$		$> U_{III0}$	

Поставят се пластинката $L 3$ на определено положение в зависимост от поляритета на токовите трансформатори и пластинките C_1 на необходимото положение (препоръчва се винаги когато импедансът на зоните допуска това, пластинките C_1 да се включват на положение

$C_1=1$, понеже така обхватът на тока на точната работа е по-голям); пластинката $L5$ за настройка на устройството за изместване на характеристиката се поставя на зададеното положение; измервателното реле Z се настройва, като се нагласяват изчислените съпротивления r_1, r_k, r_2 и r_3 чрез шунтиране или дешунтиране с пластинките на блока за настройка.

Н. з. контакт e_1^1 се изолира, за да не заработва релето за време T ; шунтира се н. з. контакт q на посочното реле, като се постави мост на пластинката $L2$ (пластинката $L2$ се поставя на произволно положение, но така, че да свързва два от винтовете; мостът се поставя между единия от съединените накъсо винтове и третия, свободния винт); контактът на релето за време за I зона t^1 се затваря (настройва се на 0 s), а контактът на III зона t^3 се поставя на произволна настройка, но не и на положение 0 s (да не бъде отворен).

В зависимост от режима на късото съединение, при което се настройва защитата, се захранва (фиг. 2-42 а):

К. с.	I	Клеми:
RS	R и S	1 и 3 на Q4
ST	S и T	3 и 5 на Q4
TR	T и R	5 и 1 на Q4
RO	R и O	1 на Q4 и 4 на RD110
SO	S и O	3 на Q4 и 4 на RD110
TO	T и O	5 на Q4 и 4 на RD110
U		
Клеми:		
R и S	9 и 10 на Q4, 5 и 6 на RD110	
S и T	10 и 11 на Q4, 6 и 7 на RD110	
T и R	11 и 9 на Q4, 7 и 5 на RD110	
R и O	9 и 12 на Q4, 5 и 8 на RD110	
S и O	10 и 12 на Q4, 6 и 8 на RD110	
T и O	11 и 12 на Q4, 7 и 8 на RD110	

Настройката се извършва за един вид късо съединение, а за останалите се проверява.

Настройката и проверката на измервателното реле Z се извършват по следния начин:

Настройка на I зона — на защитата се подава напрежение, по-голямо от $U_1 (U_{10})$, съответствуващо на края на I зона, и неизменен ток $2I_n$ (или I_n); ъгълът между тока и напрежението трябва да бъде φ_1 , като се поддържа постоянен през цялото време, докато се настройва I зона; намалява се плавно напрежението, докато заработят релетата Z, E_1 и E_2 . Напрежението на заработване трябва да бъде $U_1 (U_{10})$; ако настройката не е точна, изменя се съпротивлението r_1 , след което отново се проверява напрежението на заработване; допустимата грешка е 5%.

При настройката на I зона (както и при настройката на II и III зона) съпротивлението за настройката на удължената I_k зона r_k трябва да бъде шунтирано (или на клеми 13—14 на комплекта RD 110 — ако не се използва, или с един н. з. контакт на помощното реле за АПВ).

Настройка на удължената I_k зона (ако се използва) — на защитата се подават напрежение, по-голямо от $U_{1k} (U_{1k0})$, и неизменен ток $2I_n$ при постоянен ъгъл между тях φ_{1k} ; след заработване на помощните релета B се натиска с ръка котвата на помощното реле от устройството за АПВ, което въвежда тази зона в действие; с постепенно намаляване се проверява напрежението на заработване и ако е необходимо, се изменя съпротивлението r_k .

Настройка на II зона — на защитата се подават напрежение, по-голямо от $U_{II} (U_{II0})$, и неизменен ток $2I_n$ при постоянен ъгъл между тях φ_{II} ; след заработването на помощните релета B се натиска с ръка котвата на помощното реле H ; с постепенно намаляване се проверява напрежението на заработване и ако е необходимо, се изменя съпротивлението r_2 .

Настройка на III зона — изолира се н. з. контакт t^3 (настройва се на 0 s или се изолира); на защитата се подават напрежение, по-голямо от $U_{III} (U_{III0})$, и неизменен ток $2I_n$ при постоянен ъгъл между тях φ_{III} ; след заработването на помощните релета B се натиска с ръка котвата на помощното реле H ; с постепенно намаляване се проверява напрежението на заработване и ако е необходимо, се изменя съпротивлението r_3 .

10. **Настройка на релето за време T** — релето за време T се настройва, като се захранва защитата, както в т. 9 на програмата; допълнително към схемата се свързва електрически секундомер (фиг. 2-42 а).

Н.з. контакт e_1^1 не трябва да бъде изолиран, а н. з. контакт q на посочното реле трябва да бъде шунтиран на пластинката $L2$.

Релето за време се настройва по следния начин: развива се застопоряващата гайка на релето, която се намира под скалата на контакта на I зона; нагласяват се зададените закъснения на всички зони; гайката се затяга.

Релето за време се настройва за средата на съответната зона; то се захранва по следния начин:

Зона:	I_2	$U_{н.ф} = U_2$	▼
I	$2I_n$	$0,5 U_1$	φ_I
I_k	$2I_n$	$0,5 U_{1k}$	φ_{1k}
II	$2I_n$	$0,5 (U_I + U_{II})$	φ_{II}
III	$2I_n$	$0,5 (U_{II} + U_{III})$	φ_{III}

IV	$2I_n$	$> U_{III}$	φ_{III}
V	$2I_n$	$> U_{III}$	φ_{III}

Настройка на закъснението на I зона (ако се използва) — на защитата се подават напрежение $0,5 U_I$ и неизменен ток $2I_n$ при ъгъл между тях φ_I ; ако измереното закъснение (средно аритметично от 2—3 измервания) се различава от зададеното, настройката се изменя; по подобен начин се проверява и се настройва закъснението на всичките зони; само V зона се настройва, като се постави пластинката L2 в средно изолирано положение. При проверките трябва да бъде стегната застопоряващата гайка.

След като бъде настроено закъснението на V зона, трябва да се проверят отново закъсненията на всички зони, тъй като развиването на гайката и изменението на настройката на една зона е възможно да повлияят върху настройката на останалите зони.

Пластинката L2 се поставя на зададеното положение (посочна или непосочна IV зона) и се проверява дали когато контактът q на посочното реле е затворил надясно, се забранява (блокира) изключването с контакта t^e .

11. Проверка на стъпалната характеристика $t_{з.р} = f(Z)$ — проверката на стъпалната характеристика дава възможност да се прецени цялостно настройката на защитата.

Проверката се прави, като защитата се захранва, както в т. 10 на програмата (фиг. 2-42а).

Защитата се захранва с определено напрежение, което съответствува на дадена точка от стъпалната характеристика, и неизменен ток $2I_n$ при определен ъгъл между тях, равен на ъгъла на импеданса на съответната зона; измерва се закъснението на релето за време (средно аритметично от 2—3 измервания); характеристиката се проверява при напрежения, които отговарят на началото, средата и края на всяка зона; в началото и края на всяка зона проверените точки от характеристиката трябва да бъдат няколко (например през $0,5$ или през $1 V$), за да се видят по-ясно постепенното изменение на закъснението (от релето Z) и скокообразният преход при преминаване от една зона в друга. Напреженията, при които се проверява стъпалната характеристика, са примерно следните (закръглени с точност до $1 V$): $0, 0,5 U_I, U_I - 3, U_I - 2, U_I - 1, U_I$ (при ъгъл φ_I), $U_I + 1, U_I + 2, 0,5(U_I + U_{II}), U_{II} - 3$ (при ъгъл φ_{II}) и т. н.

Ако преходът между зоните се различава с повече от 5% от настройката, а закъснението — с повече от $0,15 s$ (или 3%), настройките трябва да се коригират и проверят допълнително.

12. Проверка на устройството за изместване то на характеристиката — устройството се про-

верява при зададената настройка за няколко точки от изместената характеристика.

Отново се изолира н. з. контакт e_1^1 , а н. з. контакт q на посочното реле трябва да бъде шунтиран на пластинката L2; ако I зона има закъснение, шунтира се н. о. контакт t^1 .

Защитата се захранва по същия начин, както в т. 9 на програмата. Подават се напрежение и ток $2I_n$ при определен ъгъл φ между тях; при това напрежението трябва да бъде достатъчно, за да не заработва релето Z. Проверяват се изместените характеристики на I, I_k , II и III зона; желаната зона се въвежда в действие, като се натискат с ръка котвите на помощното реле от устройството за АПВ (за I_k зона), на реле H (за II зона) и на реле H с едновременно изолиране на н. з. контакт t^3 (за III зона). С постепенно намаляване се измерва напрежението на заработване на релето Z.

Изместената характеристика (напрежението на заработване при ток $2I_n$) се проверява при ъгли $\varphi = 0, \frac{\pi}{2}, \pi$ и $\frac{3}{2}\pi \text{ rad}$ ($0^\circ, 90^\circ, 180^\circ$ и 270°); тези четири точки и точката, която отговаря на точния ъгъл (φ_I, φ_{Ik} и т. н.) на импеданса на съответната зона (вж. т. 9 от програмата), се построяват в координатна система R, X в мащаб импеданс или напрежение при неизменен ток $2I_n$; построява се и правата под ъгъл $\delta = \frac{1}{60} \text{ rad}$ (3°) спрямо оста R (фиг. 2-40 б), на

която трябва да лежи центърът на изместената окръжност; със симетралата на две от точките се намира центърът на окръжността (пресечната точка на симетралата и правата, на която лежи центърът); построява се изместената окръжност с такъв радиус, че тя да мине през точката на точната настройка на импеданса на зоната. Изместената окръжност на реле Z отговаря на изискванията, ако и петте точки на проверката лежат върху нея и ако резервата по отношение на съпротивлението на дъгата в края на зоната е 60% $Z_{з.р}$ (но при ъгъл φ , равен на настройката на устройството за изместване на характеристиката).

По изместената характеристика се прави преценка за поляритета на устройството за изместване на характеристиката. При прав поляритет на устройството (пластинките L3 са надясно) характеристиката трябва да бъде изместена в посока на оста +R и винаги да съответствува на поляритета на посочното реле Q.

13. Проверка на посочното реле Q — проверката на посочното реле Q обхваща проверка на поляритета, проверка на самоход и проверка на ъгловата характеристика.

Изолира се н. з. контакт e_1^1 , за да не заработва релето за време T; н. з. контакт q на посоч-

ното реле трябва да се дешунтира, като се премахне мостът на пластинката L2.

а) Проверка на поляритета на посочното реле — извършва се с променливо напрежение. При прав поляритет на релето Q (пластинките L3 са надясно) еднополярни трябва да бъдат следните клеми на комплекта RD 110:

- токова верига — клеми 9 и 10
- верига за напрежение — клеми 11 и 12

Освобождават се клемите на токовите вериги (клеми 1, 3, 5 на Q4 и клема 4 на RD 110) и клемите на веригите за напрежение на защитата (клеми 9, 10, 11, 12 на Q4 и клеми 5, 6, 7 и 8 на RD 110) от проводниците (прекъсването се прави на клемите на релейното табло); свързва се клема 9 с клема 11, респ. клема 10 с клема 12 на комплекта RD 110; двете паралелно свързани вериги се запазват с напрежение до 1 V; контактът на посочното реле трябва да се затваря наляво.

б) Проверка на посочното реле на самоход — извършва се поотделно за токовата верига и за веригата за напрежение на посочното реле Q; клемите на токовите вериги и веригите за напрежение на защитата трябва да бъдат освободени от проводниците.

Токовата верига на посочното реле се запазва на клеми 9 и 10 с напрежение до 10 V (заради термичната устойчивост на релето Q напрежението се подава краткотрайно — до 10 s); при това веригата за напрежение трябва да бъде свързана накъсо на клеми 11 и 12, а токовата верига на реле Z трябва да бъде прекъсната, като пластинките C₁ се поставят в междинно изолирано положение.

Веригата за напрежение на посочното реле се запазва на клеми 11 и 12 с напрежение до 110 V; при това токовата верига трябва да бъде свързана накъсо на клеми 9 и 10, а н. о. контакт ω_1^2 трябва да бъде изолиран, за да не се натоварва излишно веригата за напрежение на релето Z.

И при двете проверки н. з. контакт на посочното реле не трябва да отваря. Това се проверява, като се шунтират н. о. контакти t¹ и z (поставя се мост между пластинките L2 и L4) и след като се захрани релето Q, натиска се с ръка котвата на едно от помощните релета BR₁, BS₁ или BT₁ — трябва да заработят помощните релета E₁ и E₂, а релето Q_f не трябва да заработи. Проверките се извършват при прав и при обрнат поляритет на релето Q, а веригите му се запазват ударно (исканите максимални напрежения 10 V и 110 V се включват изведнъж, а не с постепенно увеличаване). Ако посочното реле има самоход по отношение на тока, той се отстранява с изменение на настройката на потенциометъра R15. Ако посочното реле има

самоход по отношение на напрежението, той се отстранява с изменение на настройката на потенциометъра R18.

в) Проверка на ъгловата характеристика на посочното реле — проверява се в режим на двуфазно или еднофазно късо съединение; защитата се запазва по следния начин (фиг. 2-42 а):

К. с.	I	Клеми:	U
RS	R и S	1 и 3 на Q4	R и S
ST	S и T	3 и 5 на Q4	S и T
TR	T и R	5 и 1 на Q4	T и R
RO	R и O	1 на Q4 и 4 на RD110	R и O
SO	S и O	3 на Q4 и 4 на RD110	S и O
TO	T и O	5 на Q4 и 4 на RD110	T и O

Клеми:

- 5 и 6 на RD110
- 6 и 7 на RD110
- 7 и 5 на RD110
- 5 и 8 на RD110
- 6 и 8 на RD110
- 7 и 8 на RD110

Изолира се н. о. контакт ω_1^1 .

На защитата се подават ток I_n и напрежение при определен ъгъл φ между тях. Ъгълът φ трябва да бъде така избран, че релето Q да заклинва (заработва помощното реле Q_f). Измерва се напрежението, при което посочното реле отваря своя н. з. контакт. Проверката се извършва за ъгли от 0 до 2 π rad (0° ÷ 360°) през $\frac{1}{6}$ π rad (през 30°), като част от характеристиката се проверява при прав поляритет, а останалата част при обрнат поляритет (релето Q_f винаги да заклинва).

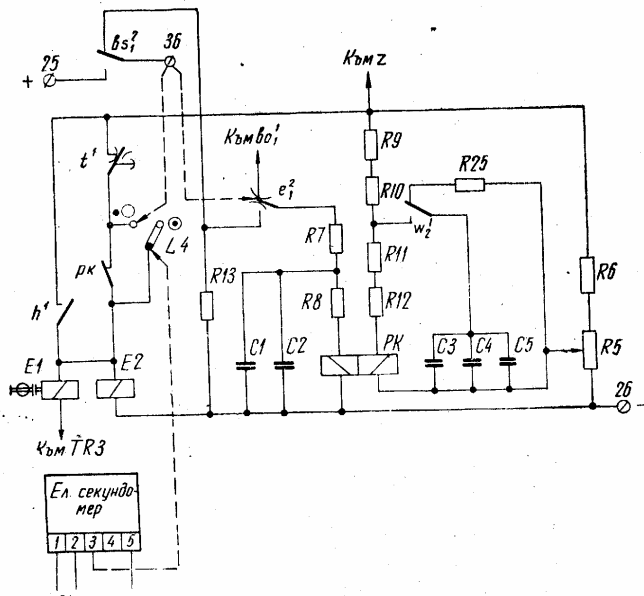
Построява се характеристиката U_{з.р} = f(φ). От нея се преценяват поляритетът на релето, ъгълът и мощността при максимална чувствителност — U_{з.р} ≤ 0,1 V при ток I_n и φ_{к.с} = $-\frac{\pi}{3}$ rad (60°) индуктивен, както и ъгълът на нечувствителност при напрежение U_n.

14. Проверка и настройка на блокировката при разлюляване — проверява се закъснението, с което блокировката извежда защитата от действие, и се настройва закъснението, с което отново я въвежда в действие.

а) Проверка на закъснението, с което блокировката извежда защитата от действие — проверява се, като се запазват следните условия (фиг. 2-43 а):

- н. з. контакт e₁¹ се изолира;
- н. з. и н. о. контакт e₁² се изолира;
- контактът t¹ се изолира;

— пластинката $L4$ се поставя на положението, при което блокировката при люлеене е въведена в действие (надясно).



Фиг. 2.43. Схема за проверка и настройка на блокировката при разлюляване на дистанционна защита RD110: а — схема за проверка на времето за блокиране на защитата; б — схема за проверка и настройка на времето за деблокиране на защитата

За пускане на блокировката се използва контактът bs_1^2 ; с него се захранва перото на контакта e_1^2 и през н. з. контакт pk — съединителят на електрическият секундомер.

Използва се електрически секундомер със съединител за постоянно напрежение.

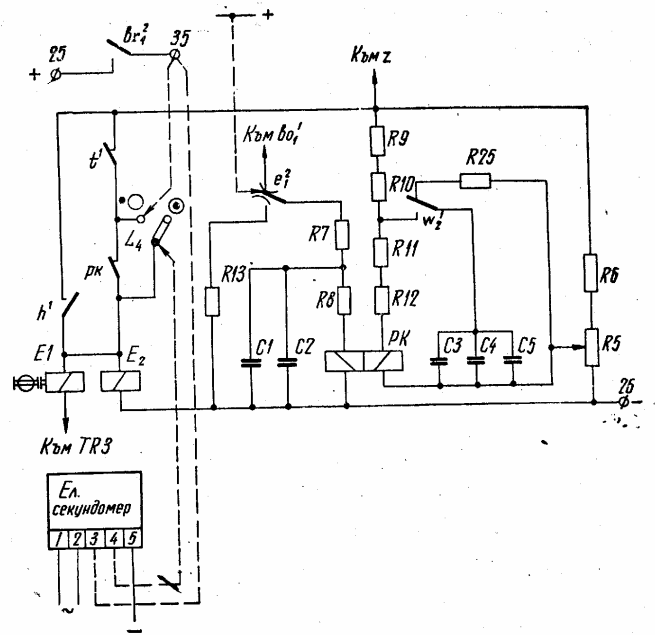
Натиска се с ръка котвата на помощното реле BS_1 и секундомерът започва да измерва времето; работната намотка на релето PK се захранва с напрежение и релето заработва, отваря се н. з. контакт pk и секундомерът спира; измереното закъснение на заработване на релето PK трябва да бъде 0,1 s (средно аритметично от няколко измервания).

Като се отпусне котвата на релето BS_1 , на перото на контакта e_1^2 се подава оперативното напрежение (—) през съпротивлението R_{13} , кондензаторите C_1 и C_2 се разреждат и релето PK се възвръща.

б) Проверка и настройка на закъснението, с което блокировката въвежда защитата в действие — извършва се при спазването на следните условия:

- н. з. контакт e_1^1 се изолирва;
- н. з. и н. о. контакт e_1^2 се изолирва;

— контактът t^1 не трябва да бъде изолиран; ако I зона има закъснение, н. о. контакт t^1 трябва да се шунтира;



— пластинката $L4$ трябва да бъде на положение, при което блокировката е въведена в действие (надясно);

— за пускане се използва н. о. контакт br_1^2 ; с него се захранват намотката за възвръщане на релето PK , съединителят на електрическият секундомер и през н. з. контакт pk — спирачката на секундомера;

— използва се секундомер със съединител за постоянно напрежение;

— перото на контакта e_1^2 се захранва с оперативното напрежение (+).

Релето PK се настройва по скала на зададеното закъснение. Със захранването на перото на контакта e_2^2 заработва релето PK и н. з. контакт pk отваря; натиска се с ръка котвата на помощното реле BR_1 и секундомерът започва да измерва времето; намотката за възвръщане на релето PK се захранва с напрежение и релето възвръща, затваря своя н. з. контакт pk , спирачката на секундомера получава напрежение и секундомерът спира, като измерва закъснението на деблокиране; ако измереното закъснение се различава от зададеното, изменя се

настройката и се повтаря проверката; измерването се повтаря 3—4 пъти и се определя средно аритметичното закъснение.

След като се възстанови схемата на защита та но при изолиран н. з. контакт e_1^1 , се проверява поведението на блокировката при превключване на контактите e_1^2 , bo_1^1 , bt_1^3 , br_1^3 и bs_1^2 — поотделно или в комбинация; блокировката трябва да заработва само при едновременното затваряне на н. о. контакти bt_1^3 , br_1^3 и bs_1^2 при условие, че н. з. контакти e_1^2 и to_1^2 не са отворени.

Проверява се дали през н. з. контакти bs_1^2 , br_1^3 , bt_1^3 и през н. о. контакти to_1^1 , e_1^2 (ако се затворят) се подава оперативно напрежение (—) през съпротивлението $R13$ за разреждане на кондензаторите $C1$ и $C2$; кондензаторите трябва да се разреждат от всеки контакт поотделно. След затварянето на н. о. контакти bs_1^2 , br_1^3 и bt_1^3 релето pk заработва и кондензаторите $C1$ и $C2$ са заредени; със затварянето на един от н. з. контакти bs_1^2 , br_1^3 , bt_1^3 или на един от н. о. контакти to_1^1 , e_1^2 кондензаторите трябва да получават оперативно напрежение за разреждане.

15. Проверка на светлинната сигнализация при повреди по веригите за променливо напрежение — сигнализацията се проверява дали действа, като се създаде изкуствено режим на ненормално захранване на защитата с променливо напрежение.

Комплектът RD 110 се захранва на клеми 5, 6 и 7 с фазовите напрежения R, S, T ; глим-лампата $Gl 2$ трябва да светне.

Защитата се захранва с напрежение при обратна фазова последователност — RTS, SRT, TSR — глим-лампата $Gl 2$ трябва да угасне.

Защитата се захранва само с напреженията на две или една фаза — RS, ST, RT, R, S, T — глим-лампата $Gl 2$ трябва да угасне.

16. Снемане на векторна диаграма на токовете и напреженията (вж. П-4) — векторната диаграма се снима на клемите на релейното табло най-удобно с фазометър (ъгломер).

Построява се векторната диаграма на първичните и на вторичните токове и напрежения, измерени на електропровода. При прав поляритет на токовете трансформатори първичните и вторичните токове съвпадат; пластинките $L3$ трябва да бъдат включени надясно, а трите фазови токови вериги от токовете трансформатори

трябва да се свържат съответно към клеми 1, 3 и 5 на комплекта Q4. При обърнат поляритет на токовете трансформатори първичните и вторичните токове са в противофаза; пластинките $L3$ трябва да бъдат включени наляво, а трите фазови токови вериги от токовете трансформатори трябва да се свържат съответно към клеми 2, 4 и 6 на комплекта Q4.

17. Проби под товар — пробите под товар се правят едновременно със снемането на векторната диаграма.

Защитата се захранва с ток и напрежение от измервателните трансформатори на електропровода; електропроводът трябва да бъде включен и натоварен.

Изолирва се н. о. контакт w_1^2 .

Съответно на всички възможни къси съединения — RO, SO, TO, RS, ST и т. н., трябва да се задействуват помощните релета $BR-BO, BS-BO, BT-BO, BR-BS, BS-BT$ и т. н. във всички възможни комбинации. Помощните релета се задействуват, като се подава оперативно напрежение (+) на клеми 27, 29, 31 и 33 на комплекта RD 110 в съответни комбинации: 27—33, 29—33, 31—33, 27—29, 29—31 и т. н.

При всички възможни комбинации на заработване, както и при нормален режим (когато няма заработили помощни релета B), контактът на посочното реле трябва да се затваря в една и съща посока, и то в съответствие с посоката на първичния ток и ъгловата характеристика на посочното реле (фиг. 2-39 б).

Докато се правят пробите под товар, е необходимо да се изолира н. о. контакт w_1^2 по следните причини: ако една група помощни релета (напр. BR_1, BR_2, BR_3) са заработили, заработили са и релетата W_1 и W_2 , т. е. н. о. контакт w_1^2 е шунтирал съпротивлението $R54$ и токът във веригата за напрежение на измервателното реле Z е голям; ако в този момент се задействуват и друга група помощни релета (напр. BO_1 и BO_2), големият ток не може да се прекъсне от превключващия контакт (to_2) и той се поврежда. Съпротивлението $R54$ не трябва да се шунтира, за да се избягнат такива повреди.

С пробите под товар се прави последна преценка дали защитата има правилен поляритет спрямо измервателните трансформатори.

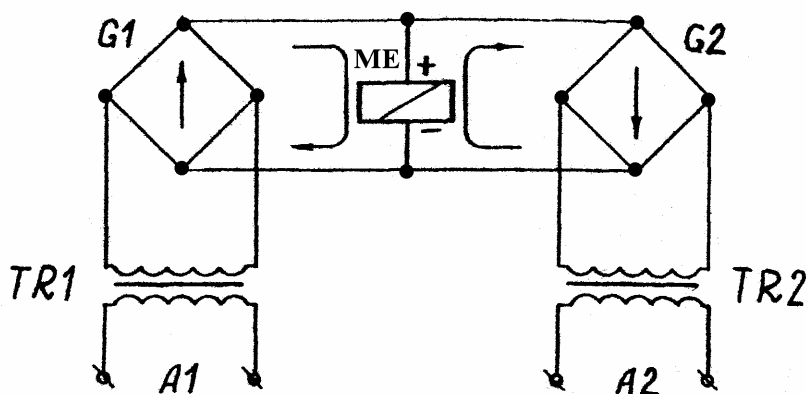
03. Релета с две входни величини в дистанционната защита RD110

Въведение

Релета с две входни величини (ток и напрежение) в дистанционната защита RD110 са: импедансните пускови релета (A_r , A_s , A_t от Q4), измервателното реле Z и посочното реле Q . Тяхното действие се основава на сравняването на две синусоидални електрически величини A_1 и A_2 чрез балансни схеми.

3.1. Балансни схеми с циркулация на токовете

Двете електрически величини A_1 и A_2 се подават на два междинни трансформатора TR_1 и TR_2 и през два изправителя G_1 и G_2 се подават за сравняване от магнитоелектрично реле ME (фиг. 01). Междинните трансформатори служат за съгласуване на веригите на измервателните трансформатори и релето ME и за галваническо им разделяне. Магнитоелектричното реле ME е много чувствително и играе роля на нулев индикатор, т.е. заработва на границата на смяната на посоката на тока през него от минус към плюс.



Фиг. 01

Фиг. 01. Балансна схема с циркулация на токовете

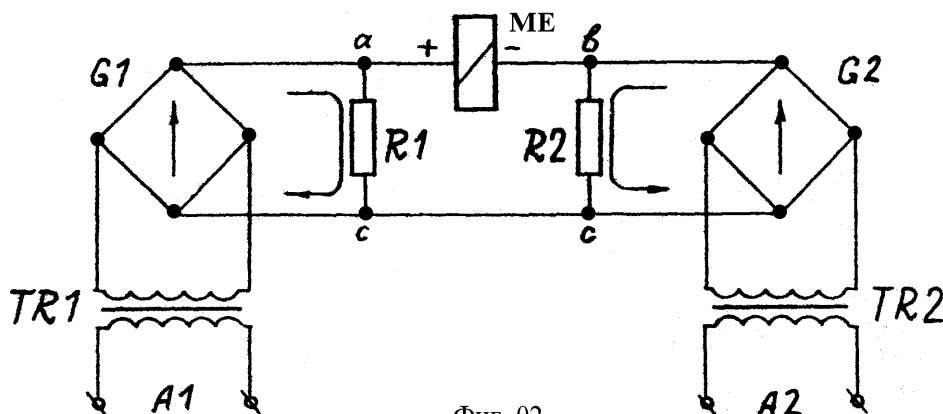
Схемата заработва, когато величината A_1 (наречена "работна") стане по-голяма по абсолютна стойност от A_2 (наречена "спирачна")

$$(1) \quad |A_1| \geq |A_2|$$

Равенството $|A_1|=|A_2|$ се използва винаги като условие за намиране на границата между областта на заработване и незарботване на релето и за описване на характеристиката на релето в комплексната равнина.

3.2. Балансни схеми с уравнивяване на напреженията

Двете електрически величини A_1 и A_2 се подават на два междинни трансформатора TR_1 и TR_2 и през два изправителя G_1 и G_2 се подават на два резистора R_1 и R_2 , които имат обща точка. Магнитоелектричното реле ME (фиг. 02) сравнява пада върху резисторите и заработва също при реализиране на условието (1).



Фиг. 02. Балансна схема с уравниване на напреженията

Двете описани схеми имат еднакви свойства. По-широко се използва обаче първата. Примери за компаратор с уравниване на напреженията са: релето D от надлъжната диференциална защита S103 и релето Q на защитата RQS4T1.

3.3. Импедансно реле с централна характеристика

Работната величина $A1$ е ток, а спирачната $A2$ - напрежение

$$(2) \quad \begin{cases} \dot{A1} = K_{12} \cdot \dot{I}, \\ \dot{A2} = K_{21} \cdot \dot{U} \end{cases}$$

където K_{12} е коефициент пред тока и има размерност на съпротивление,

K_{21} - коефициент пред напрежението и няма размерност.

Необходимо е да се намери геометричното място на точките, които отговарят на условието (1) и така да се намери характеристиката на реле, което е изпълнено по схемата от фиг.1 и входните величини са според уравненията от (2). За целта се записва

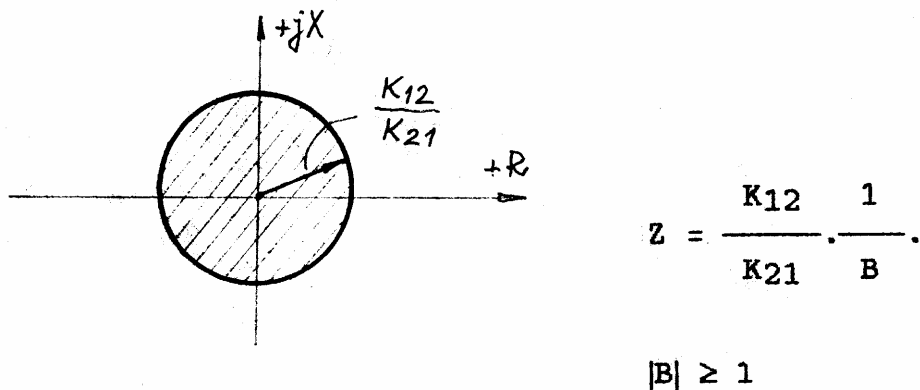
$$(3) \quad B = \frac{|\dot{A1}|}{|\dot{A2}|} = \frac{|K_{12} \cdot \dot{I}|}{|K_{21} \cdot \dot{U}|} = \frac{|K_{12}| \cdot 1}{|K_{21}| \cdot Z} \geq 1.$$

В общия случай всички величини от (3) са комплексни, но се интересуваме само от модулната стойност на B , защото след изправителите G1 и G2 фазите на величините нямат значение. Векторът B в граничния случай има дължина единица и понеже фазата може да бъде произволно от 0 до 2π , то върхът му описва единична окръжност. Схемите от фиг.1 и 2 носят още наименования "двухводни амплитудни компаратори". В (3) позната величина B е функция, а търсената Z - аргумент. За да се работи в познатата комплексна равнина (R, jX) се записва

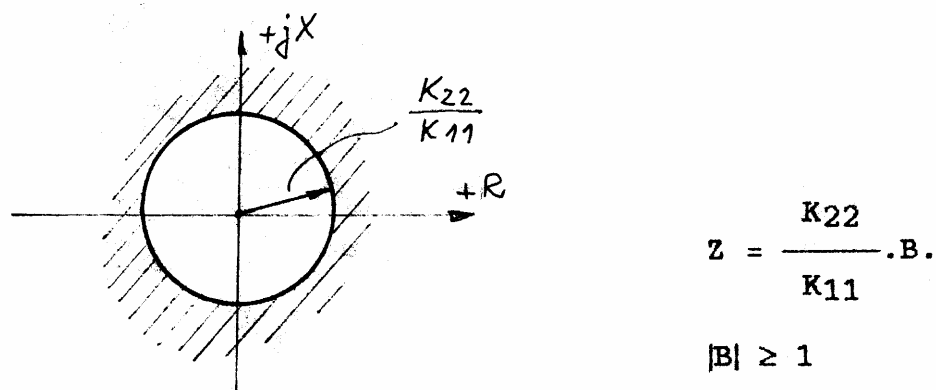
$$(4) \quad Z = \frac{K_{12}}{K_{21}} \cdot \frac{1}{B}.$$

Геометричното представяне на уравнение (4) е следното. Върхът на вектора B описва единична окръжност. Неговият инверсен образ ($1/B$) е също единична окръжност. Следователно образът на импеданса Z ще бъде окръжност с радиус K_{12}/K_{21} .

На фиг.03 са показани геометричните места за случая, когато $K_{12}/K_{21} > 1$.



фиг.3. Характеристика в комплексната равнина на реле с входни величини $A_1=K_{12}I$ и $A_2=K_{21}U$



фиг.4. Характеристика в комплексната равнина на реле с входни величини $A_1=K_{11}U$ и $A_2=K_{22}I$

Областта на заработване е там, където $B > 1$ например $B = \infty$. Заместено в уравнение (4) това условие дава, че началото на координатната система е в областта на заработването, т.е. ако върхът на векторът Z е вътре в окръжността, то релето ще заработи. По същата логика, ако $B < 1$ например $B = 0$ за върха на импеданса Z ще се получи точка от безкрайността, т.е. областта извън окръжността е област на незарботване.

Бележка:

Представяват интерес и релета, за които работната величина е напрежението, а спирачната - тока, т.е.

$$(5) \quad \begin{cases} |A1| = K_{11} \cdot U, \\ |A2| = K_{22} \cdot I \end{cases}$$

Разликата спрямо предния случай ще бъде в това, че областта на заработване ще бъде извън окръжността, на незарботване - вътре в окръжността и радиусът ще бъде равен на K_{22}/K_{11} (фиг. 04).

В защитата RD110 според (2) са изпълнени: пусковото реле Q3 и измервателното реле Z, когато няма изместване и параметърът $X=0^\circ$.

Използваният начин за анализ (теория на дробно-линейните функции) дава възможност да се отчете и наличието на загуби в нулевия индикатор ME. Колкото и да е малка, консумираната от него мощност ще бъде от значение при малки стойности на входните величини U и I .

Бележка:

Приема се, че мощността, която е необходима на релето ME, за да затвори контактите си е равностойна на спирачно въздействие U_{ME} , включено към второто равенство от (2)

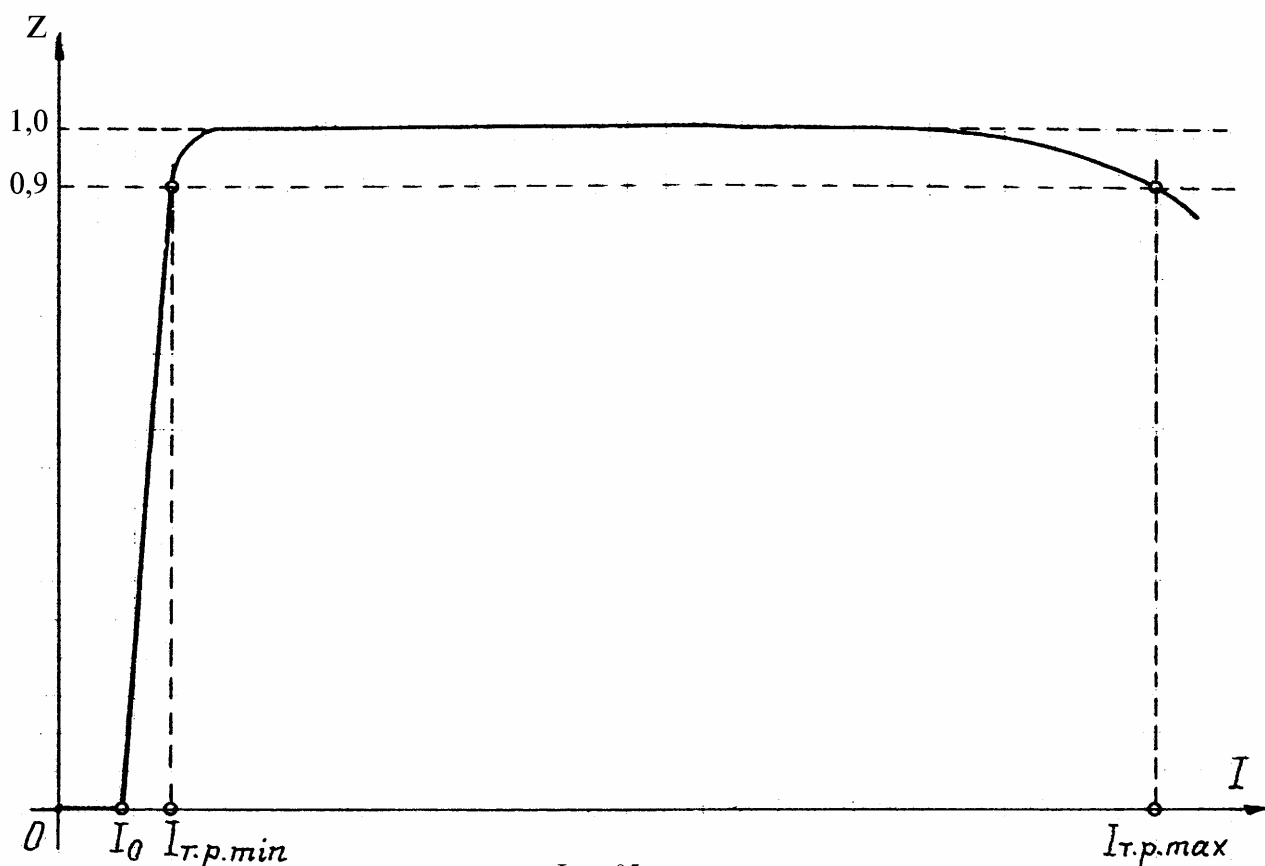
$$(6) \quad \begin{cases} A1 = K_{12} \cdot I, \\ A2 = K_{21} \cdot U + U_{ME} \end{cases}$$

От тук

$$(7) \quad B = \frac{|A1|}{|A2|} = \frac{K_{12} \cdot I}{K_{21} \cdot U + U_{ME}} = \frac{K_{12}}{K_{21} \cdot Z + \frac{U_{ME}}{I}} \geq 1.$$

$$(8) \quad Z = \frac{K_{12}}{K_{21}} \cdot \frac{1}{B} - \frac{U_{ME}}{K_{21} \cdot I}.$$

Разликата между (3) и (7) е, че в първия случай условието се спазва независимо от големината (от абсолютната стойност) на входните величини U и I и зависи единствено от тяхното отношение Z , докато във втория - малките стойности на тока водят до неопределеност на геометричното място. Използва се познатото от балансните електромагнитни импедансни релета понятие "минимален ток на точната работа" $I_{т.р.мин}$ [1].



Фиг. 05

Фиг. 05. Област на тока на точната работа

На фиг. 05 е показано графично как влияе големината на тока върху точната работа на компаратора. Могат да се въведат три характерни стойности на входния ток:

а. Ток I_0 , до който компараторът не заработва при никакъв импеданс Z . Той се получава от равенството

$$(9) \quad \frac{K_{12}}{K_{21}} \cdot \frac{1}{B} = \frac{U_{ME}}{K_{21} \cdot I_0},$$

$$(10) \quad I_0 = U_{ME} \frac{B}{K_{12}}.$$

За токове от нула до стойността, пресметната по (10) импедансът Z , при който релето заработва би бил отрицателен, което няма физически смисъл. Физическият смисъл е в това, че входните величини са толкова малки, че релето не може да се завърти. Като се знае, че магнитеlectricните релета работват от мощност $10^{-6} - 10^{-8} \text{ W}$ има сигурност, че токът I_0 е много под реалните токове, които представляват интерес.

б. Реалните стойности на тока правят второто събираемо в (8) пренебрежимо, а импедансът на заработване на компаратора - константа с относителна стойност единица (фиг.5). Ако приемливата точност е 10%, то нивото от което ще се счита нормална работата на компаратора започва от 90%. Токът, който отговаря на това условие е минималният ток на точната работа $I_{т.р. min}$.

в. Понижаването на зависимостта $Z(I)$ при много големите токове отчита насищането на токовете трансформатори. Фиксира се още една стойност "максимален ток на точната работа" $I_{т.р.мах}$. Тя трябва да бъде по-висока от максималните очаквани т.к.с.

Съвременните релета са с толкова висока чувствителност, че за зависимостта $Z(I)$ рядко се говори.

3.4. Импедансно реле с изместен център на характеристиката и запазен диаметър

Работната величина е ток, а спирачната - напрежение, компаундирано с тока

$$(11) \quad \begin{cases} A1 = K_{12} \cdot I \\ A2 = K_{21} \cdot U + K_{22} \cdot I \end{cases}$$

Условието за заработване става

$$(12) \quad B = \frac{A1}{A2} = \frac{K_{12}}{K_{21} \cdot Z + K_{22}} \geq 1,$$

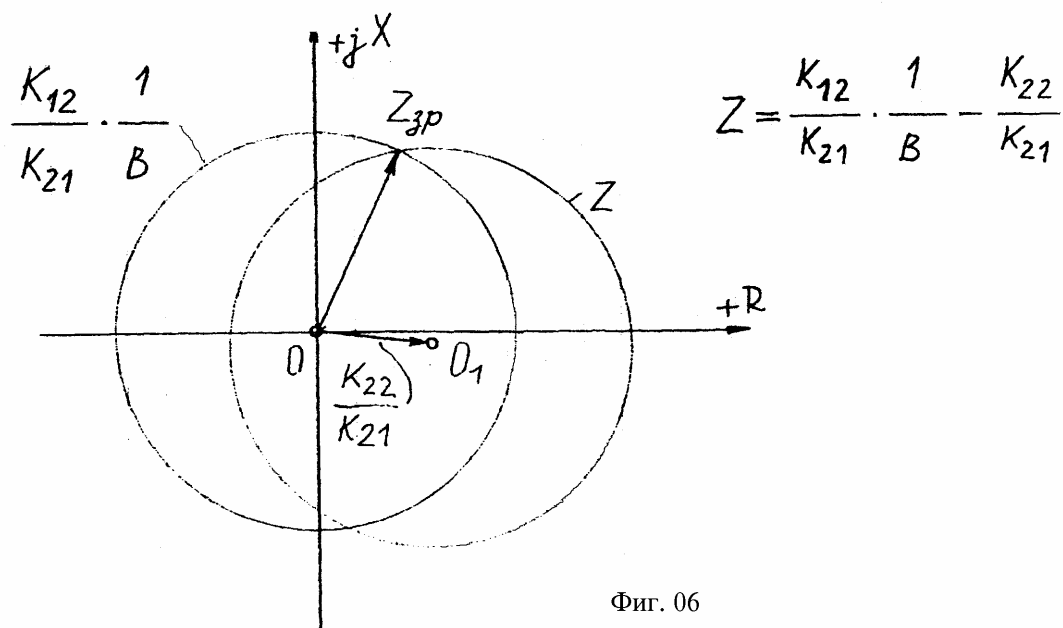
а за импеданса се получава

$$(13) \quad Z = \frac{K_{12}}{K_{21}} \cdot \frac{1}{B} - \frac{K_{22}}{K_{21}}.$$

Изразът (13) представлява сума на уравнението за централна окръжност (3) и вектора

$$(14) \quad \frac{K_{22}}{K_{21}}.$$

Диаметърът на окръжността K_{12}/K_{21} се запазва, но центърът ѝ O се премества в точката O_1 , т.е. цялата окръжност се транслира с вектора K_{22}/K_{21} (фиг. 06).



Фиг. 06

Фиг. 06. Импедансно реле с изместена характеристика

В защитата RD110 по уравнение (13) се изпълнява измервателното реле Z , снабдено с устройство за изместване на характеристиката (устройство за смесен импеданс).

Диаметърът на окръжността (зоните на защитата) се определя от преобразуването в токовата и напреженовата верига:

- коефициента K_{12} - от превключвателя за коефициента C_1 , резисторите R_{45} , R_{46} , R_{47} и R_{48} .
- коефициента K_{21} - от резисторите за настройване на зоните r_1 , r_k , r_2 и т.н.

Изместването по посока на реалната ос (вектора K_{22}/K_{21}) става с устройството за преместване на характеристиката - междинния трансформатор TR7 и превключвателя L5 ($X=0^\circ, 80^\circ, 70^\circ, 60^\circ$) при участие на група резистори.

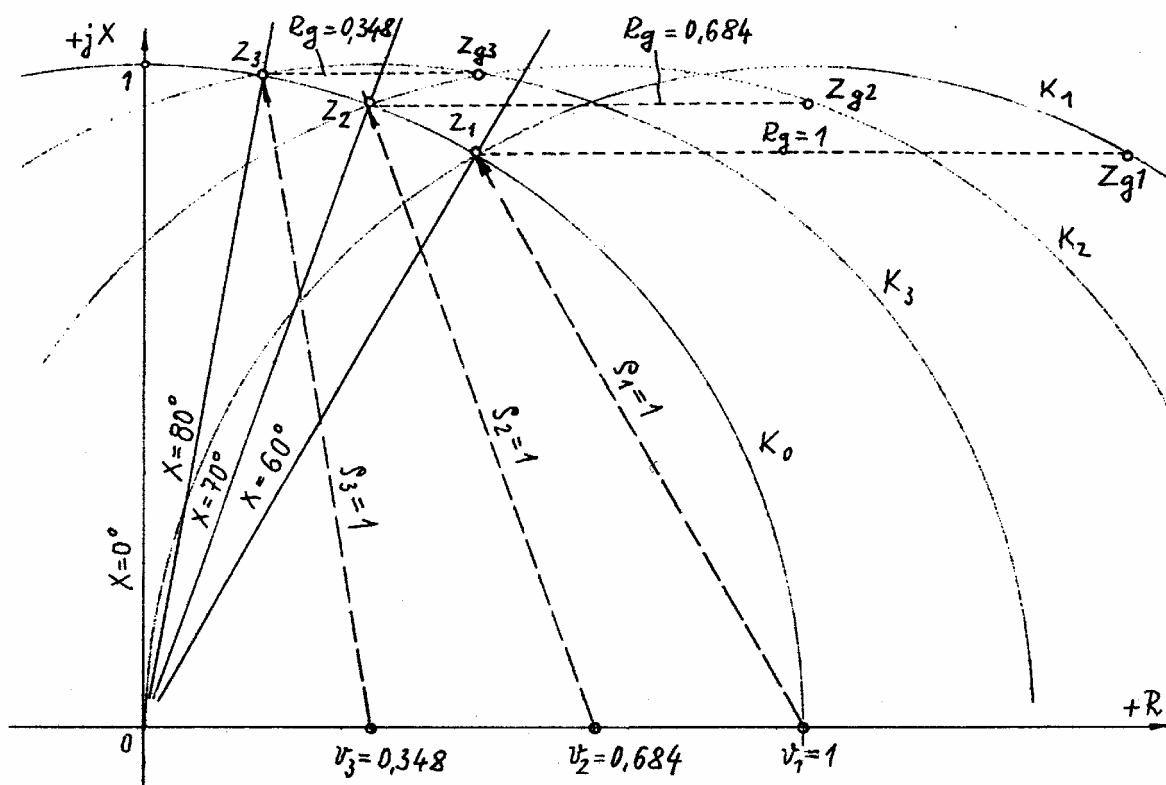
На фиг. 07, 08 и 09 е пояснено изместването на характеристиката на защитата RD110. За разлика от "Справочника по релейна защита" тук е показан само първи квадрант.

На фиг. 07 е показано как би изглеждало решението на уравнение (13), ако диаметърът на окръжността действително се запазваше равен на вектора K_{12}/K_{21} и изходната и изместената окръжност имаха като обща точка настройките за съответната зона по модул и ъгъл - Z_1 , Z_2 и Z_3 . Преместването се диктува от триъгълниците OZ_1v_1 , OZ_2v_2 и OZ_3v_3 , а числено преместването по абсцисната ос се дава от удвоения косинус на ъгъла на преместване:

$$2 \cdot \cos 60^\circ = 2 \cdot 0.500 = 1.000;$$

$$2 \cdot \cos 70^\circ = 2 \cdot 0.342 = 0.684;$$

$$2 \cdot \cos 80^\circ = 2 \cdot 0.174 = 0.348.$$



Фиг. 07

От фигурата се вижда, че при к.с. в края на зоната (точките Z_1 , Z_2 и Z_3) наличието на съпротивление на дъгата R_D няма да доведе до излизане от окръжността (излизане от зоната), ако съпротивлението ѝ е до:

$$R_D = 1,000 \text{ за преместване } X = 60^\circ,$$

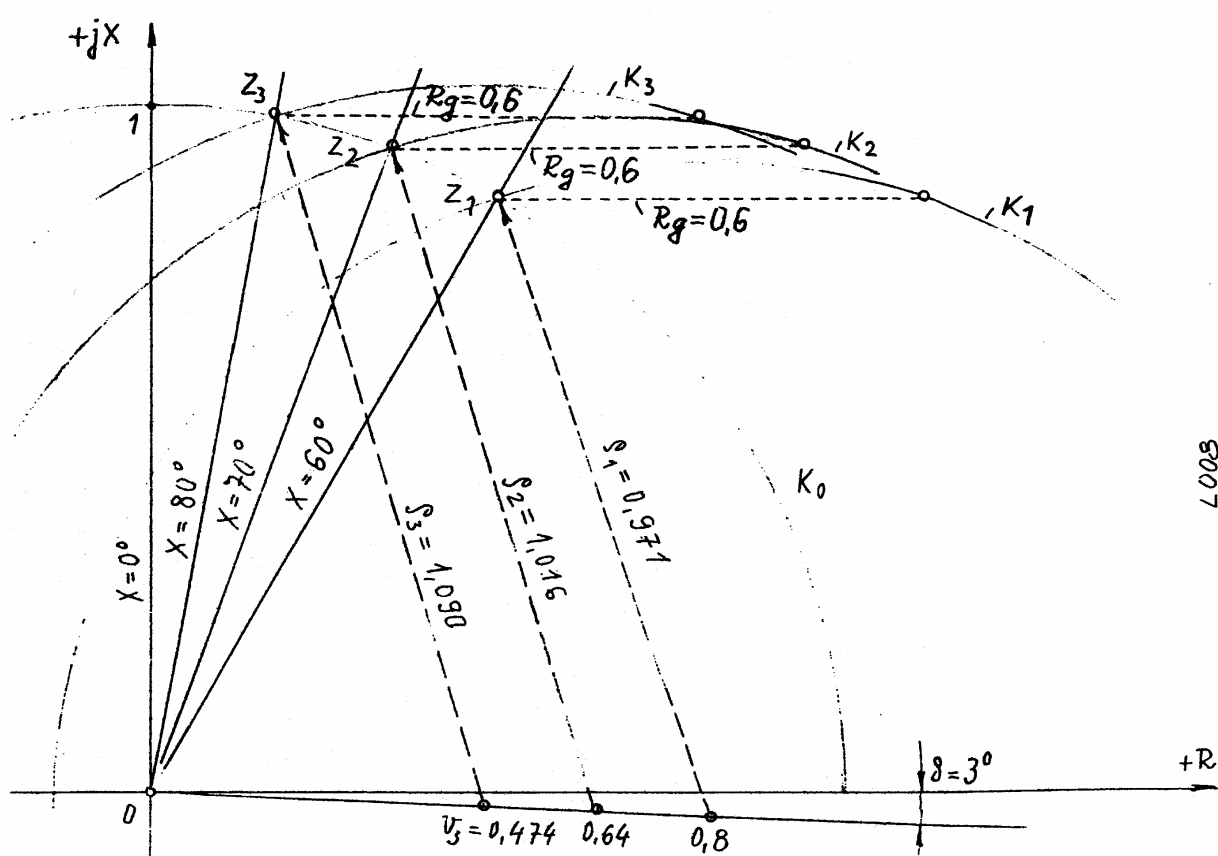
$$R_D = 0,684 \text{ за преместване } X = 70^\circ,$$

$$R_D = 0,348 \text{ за преместване } X = 80^\circ.$$

В защитите от типа RD преместването е реализирано така, че във всички случаи да се обхваща влиянието на дъгата до 60% от импеданса на настройката $Z = 1$. Такова преместване е показано на фиг. 08. Центровете на изместените окръжности не лежат на абсисната ос, а на права, която преминава 3° по ниско от нея. Освен това радиусите на окръжностите за всеки случай се менят и стават:

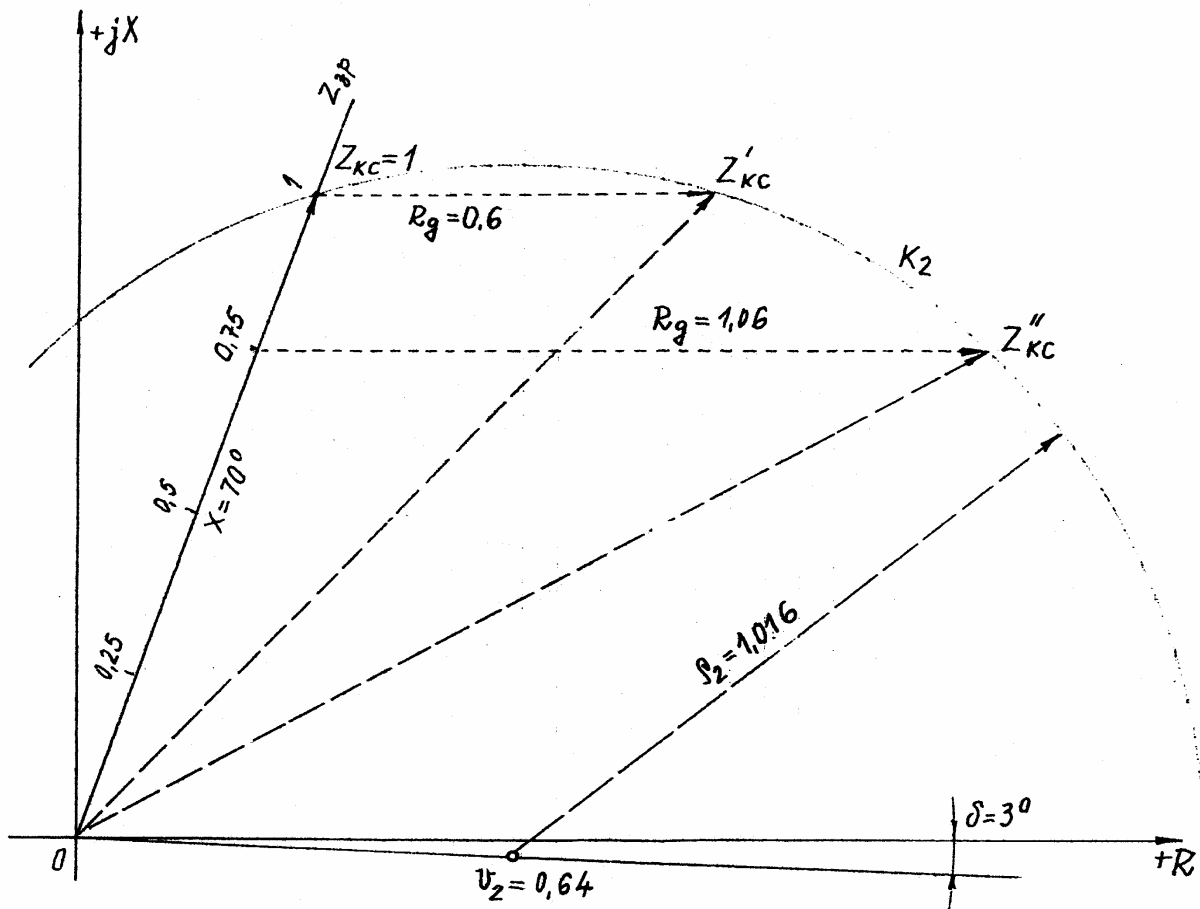
$$\rho_1 = 0,971; \rho_2 = 1,016 \text{ и } \rho_3 = 1,090.$$

Споменатите два фактора се реализират в заводски условия с подходящ подбор на резисторите от устройството за изместване на характеристиката.



Фиг. 08

На фиг. 09 е показано по подробно изместването $X = 70^\circ$. При к.с. в края на зоната ($Z_{кс}=1$) дъгата няма да влияе до $R_d = 0.6$. Ако к.с. е на разстояние 0,75 от зоната, то дъга до $R_d = 1,06$ няма да оказва влияние. При по-близки к.с. дъги с още по-голямо съпротивление няма да водят до излизане от характеристиката.



Фиг. 09

За корекция при пресмятане на настройките се въвежда корекционният коефициент C_2 (Табл.1). С него се цели да се постигне съответствие между преместването на характеристиката през 10° и реалните ъгли на електропроводите, така че пресичане на централната и изместената характеристика да става в точка, която отговаря по модул и аргумент на пресметнатия импеданс на зоната (фиг. 06).

Стойности на коефициента C_2 при зададено изместване X и ъгъл на електропровода $\varphi_{ел}$

Табл. 1

$X=60^\circ$		$X=70^\circ$		$X=80^\circ$	
$\varphi_{ел}$	C_2	$\varphi_{ел}$	C_2	$\varphi_{ел}$	C_2
50°	1,306	60°	1,150	70°	1,059
55°	1,197	65°	1,081	75°	1,014
60°	1,090	70°	1,016	80°	0,971
65°	0,978	75°	0,944	85°	0,929
70°	0,868	80°	0,876	90°	0,888

3.5. Импедансно реле с изместен център на характеристиката и изменен диаметър

Работната величина е ток, компаундиран с напрежение, а спиращата е само напрежение.

$$(15) \quad \begin{cases} A1 = K_{11} \cdot U + K_{12} \cdot I, \\ A2 = K_{21} \cdot U. \end{cases}$$

Условието за заработване става

$$(16) \quad B = \frac{A1}{A2} = \frac{K_{11} \cdot Z + K_{12}}{K_{21} \cdot Z} \geq 1,$$

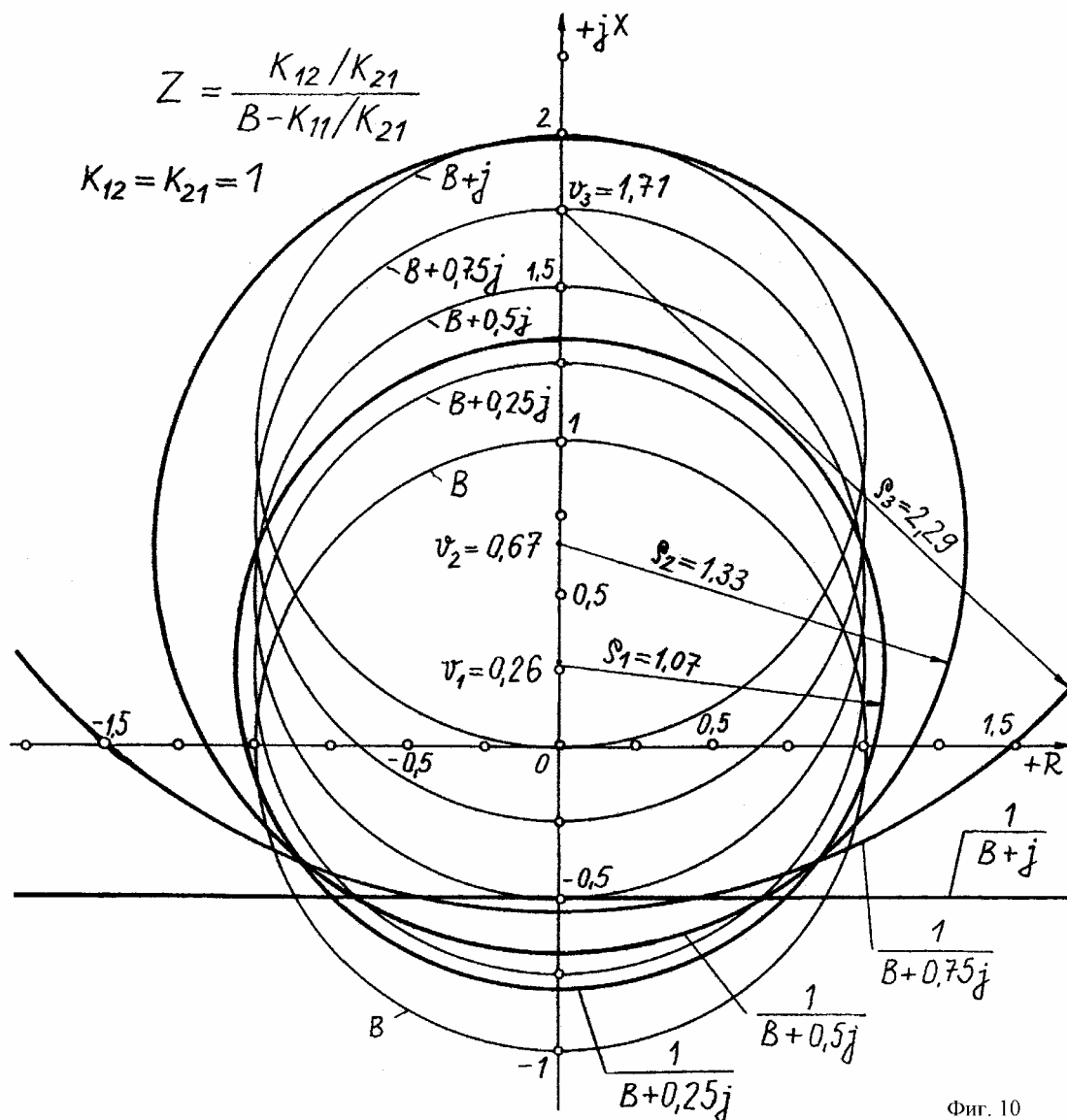
а за импеданса се получава

$$(17) \quad Z = \frac{K_{12}}{K_{12} \cdot B - K_{11}} = \frac{1}{\frac{K_{21}}{K_{12}} \cdot B - \frac{K_{11}}{K_{12}}}$$

или

$$(18) \quad Z = \frac{\frac{K_{12}}{K_{21}}}{B - \frac{K_{11}}{K_{21}}}.$$

Числените стойности на коефициентите K определят геометричния вид на решението. Ако коефициентът $K_{11} = 0$, то се получава случая от т.3 - централна окръжност с радиус K_{12}/K_{21} .



Фиг. 10

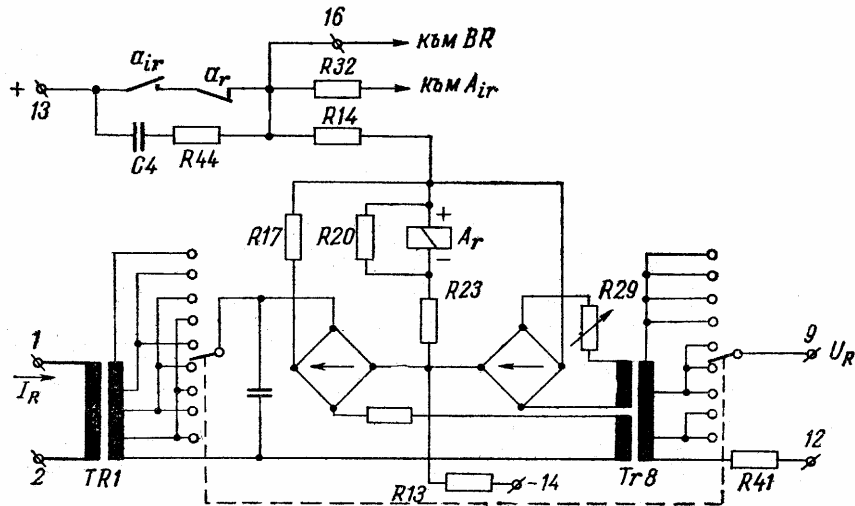
Фиг. 10. Построяване на характеристиката $Z = \frac{K_{12}}{B - \frac{K_{11}}{K_{21}}}$.

На фиг. 10 е показано графичното решение на (18). За опростяване се приема, че константите $K_{12}=K_{21}=1$.

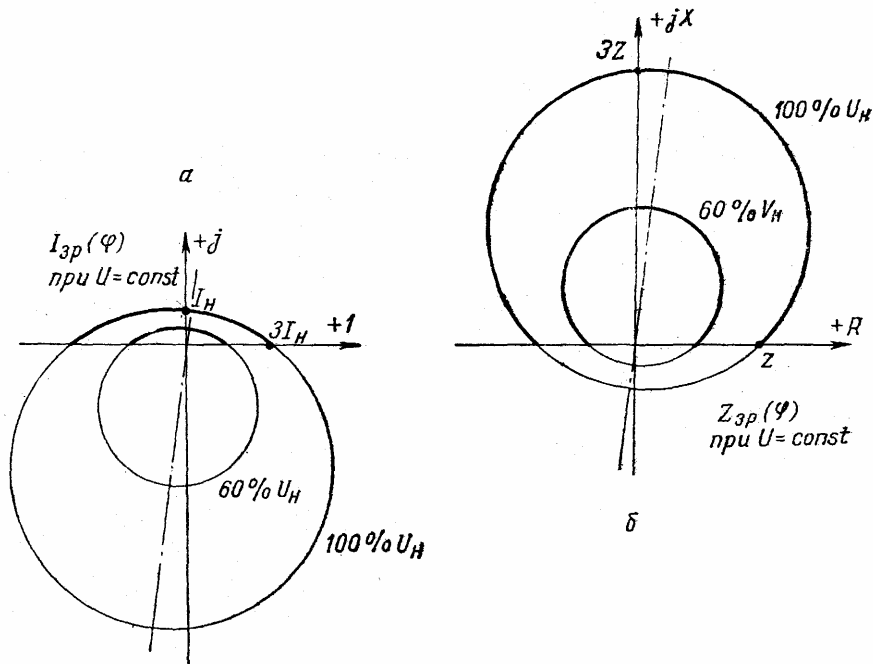
Геометричното място на B е една единична окръжност с център в началото на координатната система. Измества я векторът $(-K_{11}/K_{21})$, като диаметърът ѝ се запазва. Показани са четири измествания, които отговарят на четири стойности на $-K_{11}/K_{21}$: $+0.25j$, $+0.50j$, $+0.75j$ и $+1.0j$. Изместването по ординатната ос отговаря на интереса към различаване на вектора на к.с., който има например ъгъл $\varphi_{к.с.} = 70^\circ$ и векторът на товара с ъгъл например $\varphi_{товар} = 15^\circ$.

Последният случай на изместване с $(+1, 0j)$ е характерен, защото изместената окръжност минава през началото на координатната система и инверсията ѝ образ е правата $\frac{1}{B+j}$. Останалите инверсни образи са окръжности с различни радиуси r и различни места на центъра v (по-дебелите линии).

Разглежданият компаратор отговаря на изпълнението на импедансните фазовозависими пускови релета A_r , A_s и A_t от Q4



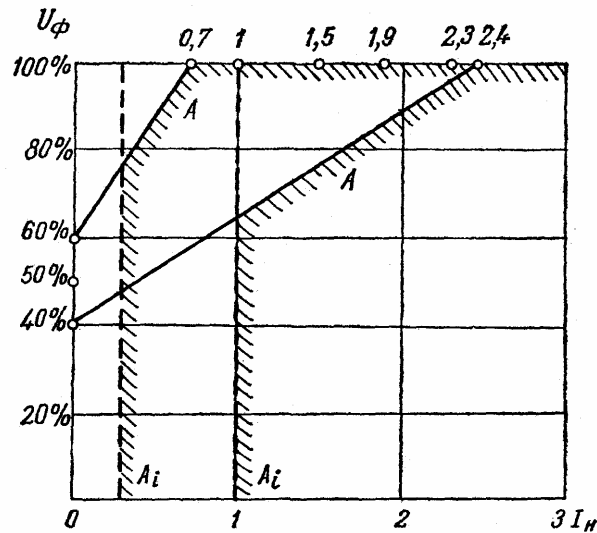
Фиг. 11а. Принципно схема на импедансното пусково реле A_r от комплекта Q4



Фиг. 116. Характеристики на импедансните пускови релета A от комплекта Q4:
 а — зависимостта $I_{зр}(\varphi)$ при $U = \text{const}$;
 б — зависимостта $Z_{зр}(\varphi)$ при $U = \text{const}$

Фиг. 11а и 11б. Импедансно пусково реле A_r , на комплекта Q4

Междинният трансформатор в токовата верига TR1, който формира коефициента K_{12} има една вторична намотка с 9 извода. Междинният трансформатор в напрежителната верига TR8 формира коефициентите K_{11} и K_{21} . Той има две вторични намотки, а първичната намотка е с 9 извода. Трите коефициента се променят едновременно чрез превключвател на лицевата плоча на комплекта Q4. Могат да се избират между деветте възможни характеристики на пусковото реле. В "Справочника по релейна защита" са показани само първите квадранти на характеристиката $U(\varphi)$ при $I = \text{const}$.



Фиг.11в. Волтамперна характеристика на релетата от пусковия комплект Q4

Характеристика “напрежение-ток” при ъгъл $\varphi = 90^\circ$ - индуктивен

6. Посочно реле

Работната и спиращата величини са напрежение, компаундирано с ток. Коефициентите K_u пред напрежението и K_i пред тока са еднакви за работната и спиращата величини, но имат разлика в знаците, т.е.

$$(19) \quad \begin{cases} A1 = K_u \cdot U + K_i \cdot I \\ A2 = K_u \cdot U - K_i \cdot I \end{cases}$$

или

$$(20) \quad \begin{cases} A1 = K_i \cdot I + K_u \cdot U, \\ A2 = K_i \cdot I - K_u \cdot U. \end{cases}$$

Условието за заработване, както е в защитата RD110, според (20) става

$$(21) \quad B = \frac{|A1|}{|A2|} = \frac{K_i + K_u \cdot Z}{K_i - K_u \cdot Z} \geq 1,$$

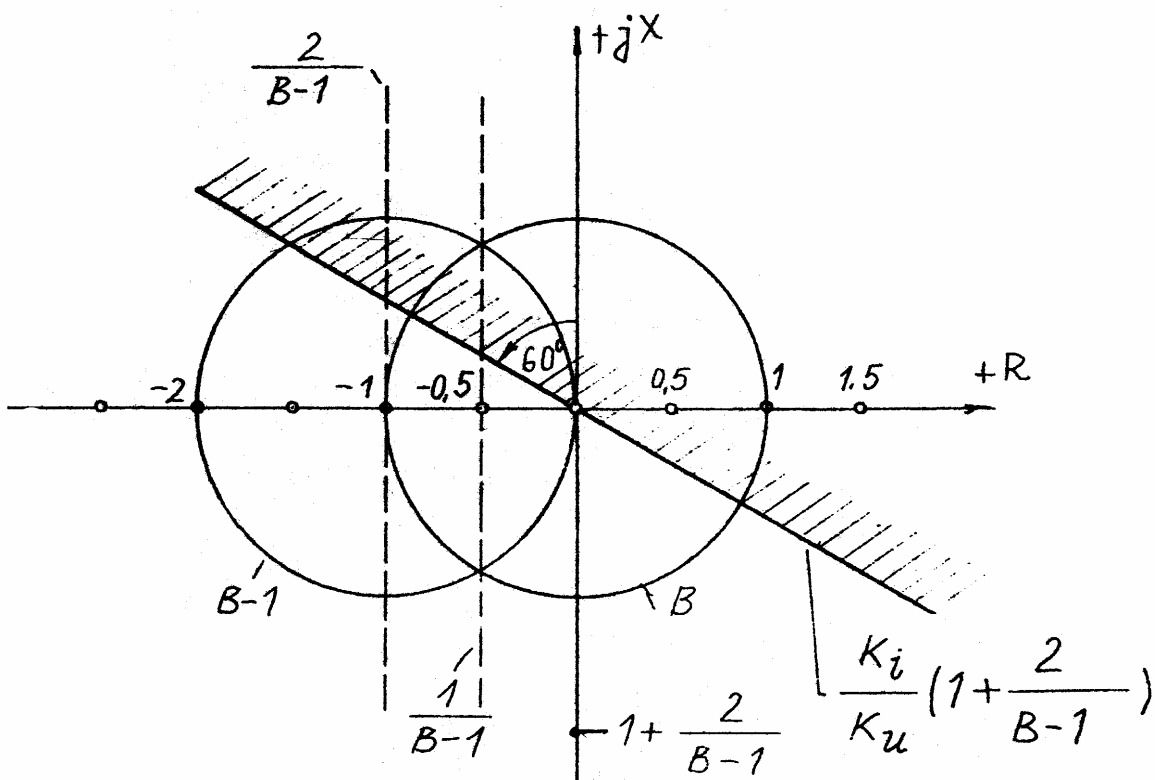
а за импеданса се получава

$$(22) \quad Z = \frac{B \cdot K_i - K_i}{B \cdot K_u + K_u} = \frac{K_i}{K_u} \cdot \frac{B - 1}{B + 1}$$

или

$$(23) \quad Z = \frac{K_i}{K_u} \left(1 + \frac{2}{B - 1} \right).$$

Последното преобразуване (23) е необходимо, за да може променливата B (единичната окръжност) да остане само на едно място и инвертирането на геометричните образи да стане по-просто. На фиг.12 е показано графично решение на това уравнение.



Фиг. 12. Посочно реле с уравнение $Z = \frac{K_i}{K_u} \left(1 + \frac{2}{B-1}\right)$.

Единичната окръжност B се премества с единица на ляво. Инверсният образ е правата $1/(B-1)$. После тя се умножава по 2 и се премества с +1 на дясно и се стига до съвпадане с ординатната ос. Множителят K_i/K_u като комплексно число ще завърти правата, съпадаща с ординатната ос.

Това доказателство е направено в [1] и [2] чрез векторни диаграми.

Работната област ще бъде половината от комплексната равнина $(+R, +jX)$. Работна ще бъде частта на дясно, която отговаря на граничното условие $B=\infty$, т.е.

$$(24) \quad Z = \frac{K_i}{K_u} \left(1 + \frac{2}{\infty - 1}\right) = \frac{K_i}{K_u}.$$

В областта на незаработване ($B < 1$) се намира началото на координатната система

$$(25) \quad Z = \frac{K_i}{K_u} \left(1 + \frac{2}{-1 - 1}\right) = 0.$$

В защитата RD110 коефициентът K_u е реално число, а K_i - комплексно с аргумент 60° , създаден от RC-групата (R53, C6) (фиг.13).

7. Пълни уравнения на двуходен амплитуден компаратор

Най-общият случай на уравненията на двуходния амплитуден компаратор е

$$(26) \quad \begin{cases} A1 = K_{11} \cdot \dot{U} + K_{12} \cdot \dot{I}, \\ A2 = K_{21} \cdot \dot{U} + K_{22} \cdot \dot{I}. \end{cases}$$

Величините A1 и A2 се наричат още "характеристични", а величините от измервателните трансформатори \dot{U} и \dot{I} - "входни".

Условието за заработване при горните характеристични величини става

$$(27) \quad B = \frac{A1}{A2} = \frac{K_{11} \cdot Z + K_{12}}{K_{21} \cdot Z + K_{22}} \geq 1,$$

а за импеданса се получава

$$(28) \quad Z = - \frac{-B \cdot K_{22} + K_{12}}{-B \cdot K_{21} + K_{11}}$$

Прави се преработване на израза с цел променливата B да остане само на едно място.

$$(29) \quad \begin{aligned} Z &= - \frac{-B \cdot K_{22} + K_{12} \pm K_{11} \frac{K_{22}}{K_{21}}}{-B \cdot K_{21} + K_{11}} = - \frac{\frac{K_{22}}{K_{21}} (-B \cdot K_{21} + K_{11}) + K_{12} - K_{11} \frac{K_{22}}{K_{21}}}{-B \cdot K_{21} + K_{11}} = \\ &= - \frac{K_{22}}{K_{21}} - \frac{K_{12} - K_{11} \frac{K_{22}}{K_{21}}}{-B \cdot K_{21} + K_{11}}. \end{aligned}$$

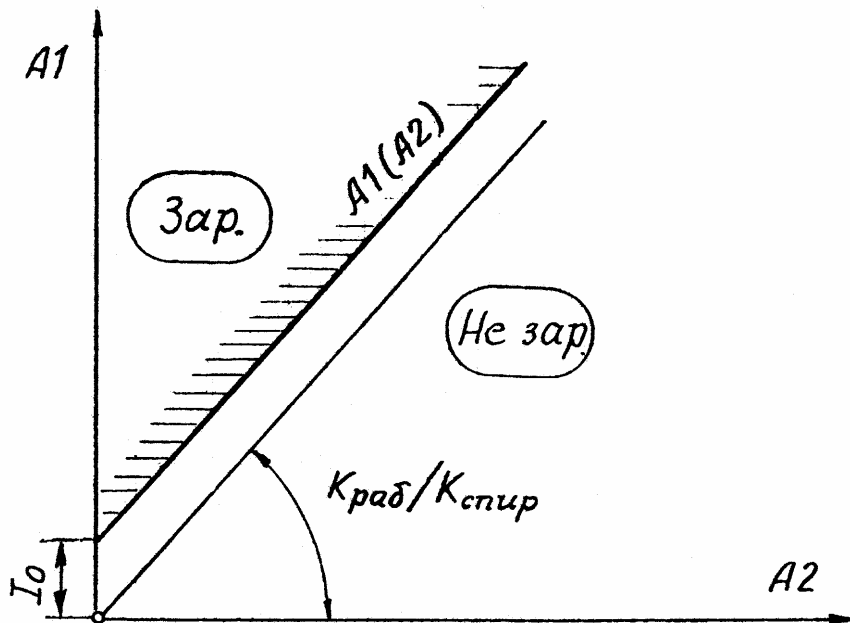
Строи се най-напред първото събираемо $-K_{22}/K_{21}$ и от неговия връх се въвежда помощна координатна система $(+1', +j')$, в която се развива второто събираемо (фиг. 14).

8. Диференциално реле със спирачна характеристика

Особен случай представлява компараторът, на който входните величини са само токове или само напрежения, както е при диференциалните защиты със спирачни характеристики:

$$(31) \quad \begin{cases} A1 = K_{\text{раб}} \cdot I_{\text{раб}} \\ A2 = K_{\text{спир}} \cdot I_{\text{спир}} \end{cases} \quad \text{или} \quad \begin{cases} A1 = K_{\text{раб}} \cdot U_{\text{раб}} \\ A2 = K_{\text{спир}} \cdot U_{\text{спир}} \end{cases}$$

В този случай не може да се използва комплексната равнина на импедансите (+R,+jX), а се строи зависимостта $A1(A2)$ - фиг.15.



Фиг.15. Диференциално реле със спирачна характеристика

Започването на характеристиката от нулата не е желано и за това към работната величина се добавя една константна стойност I_0 :

$$(32) \quad \begin{cases} A1 = K_{\text{раб}} \cdot I_{\text{раб}} + I_0 \\ A2 = K_{\text{спир}} \cdot I_{\text{спир}} \end{cases}$$

Наклонът на характеристиката се определя от отношението $K_{\text{раб}}/K_{\text{спир}}$.

Литература:

1. Нанчев Н. С. Релейна защита. Техника, София
2. Георгиев К. Г., Г. А. Димитров, С. Н. Нанчев. Справочник по релейна защита. Техника, София

04. Форма на характеристиките и избор на настройките на пусковите релета на дистанционните защиты

1. Общи изисквания

Имат се предвид импедансните пускови релета.

Терминът пускови релета (пускови органи - ПО) се отнася за тази степен на дистанционната защита, която има най-голяма зона на заработване и която изключва с най-голямо време.

Тези релета имат и други функции:

- пускане на релето за време
- определяне на повредената фаза за пофазно АПВ
- пускане на помощни релета, които избират токове и напрежения за измервателното реле Z и посочното реле Q
- деблокиране на блокировката против люлеене
- пускане на измерителя на разстоянието до мястото на повредата и регистратора на повреди
- ускоряване преди АПВ и въвеждане на удължена първа зона

Допълнителните функции не влияят върху формата на характеристиките.

Има два вида пускови органи в зависимост от това, дали трябва да се осигури резервиране на съседните участъци или не.

Първи случай. ПО нямат задача да обезпечат далечно резервиране. Това е или защото не могат да го направят или защото има някакви специални ПО с такова предназначение. Изискванията към тези ПО са като за измервателни органи (ИО) във втора зона.

Втори случай. ПО имат за задача да обезпечат далечно резервиране

Изискванията в този случай са две:

1. отстройване от нормалните режими;
2. достатъчна чувствителност при далечни к.с.

Приложението на такива ПО е възможно само, когато тези две условия не си противоречат и се изпълняват едновременно. Характеристиките на такива релета са сложни криви, които отделят областта на товара или заграждат областта на к.с.

Понякога се поставят допълнителни условия (например да не заработва при к.с. след трансформатор).

2. Настройки на токови пускови релета

Както при максималнотоковата защита за електропроводи:

$$(1) \quad I_{зр} = \frac{k_c \cdot k_{пуск}}{k_{вр}} I_{раб.маx}$$

където: $k_c = 1.2$; $k_{вр} = 0.85$

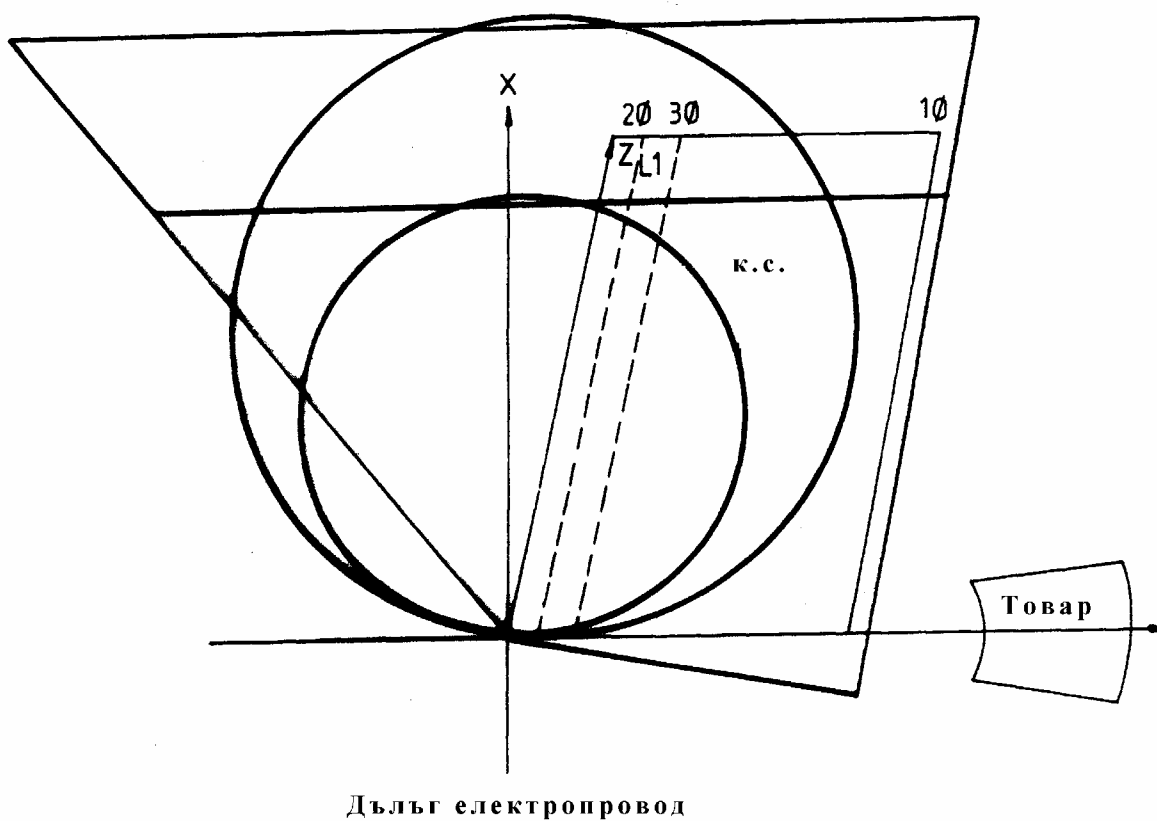
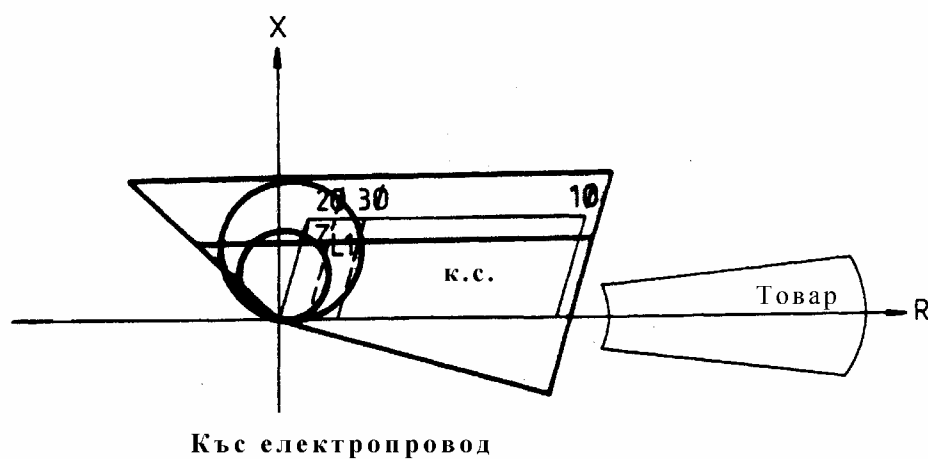
$k_{пуск} = 1 \div 6$ и повече, но се отчита и затихването на пусковия ток за времето на четвъртата (t_4) и петата (t_5) зони

$$(2) \quad k_{ч} = \frac{I_{ксmin}}{I_{зр}}$$

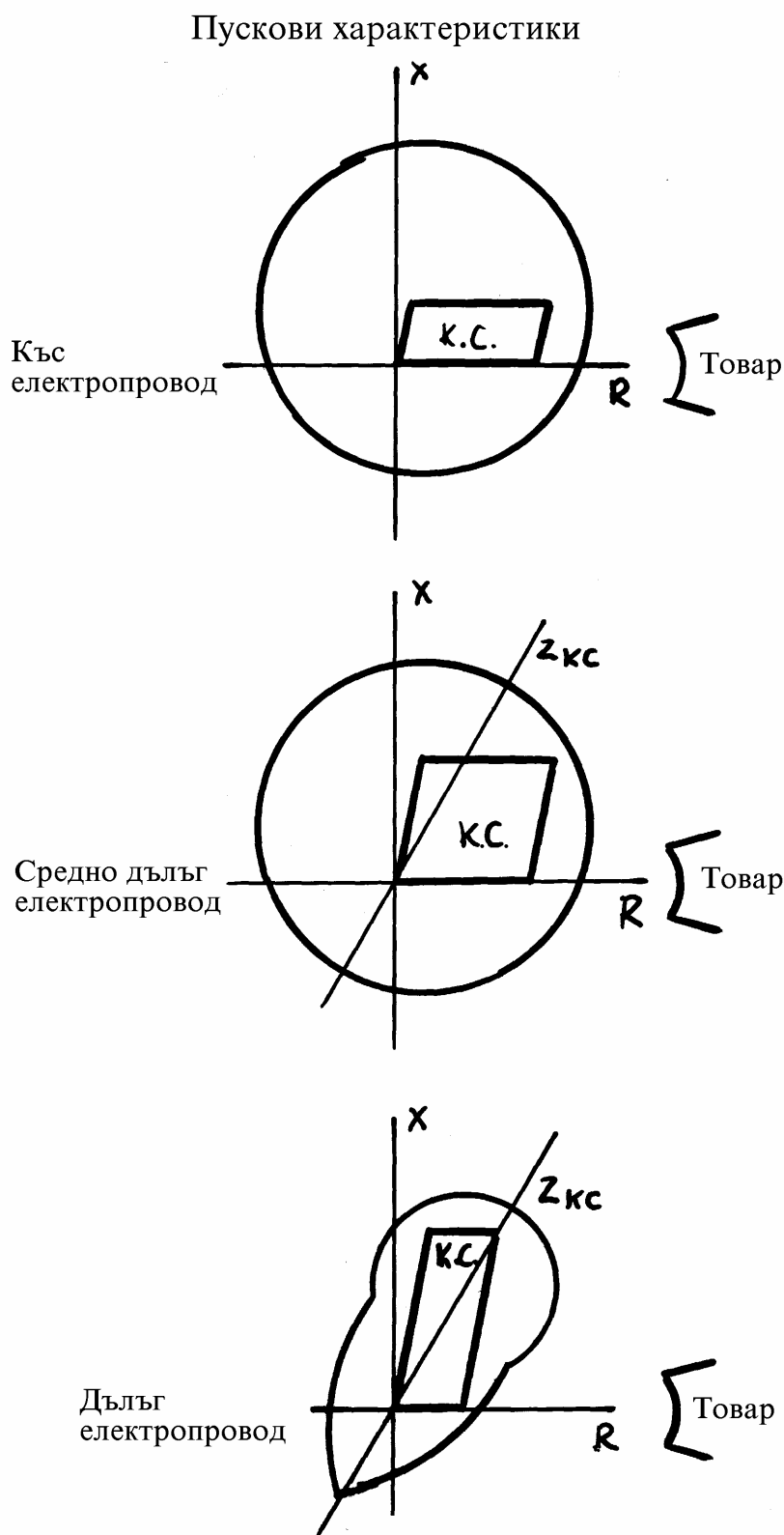
$k_{ч} = 1.50$ – за края на защитавадения електропровод;

$k_{ч} = 1.25$ – за края на съседния (резервирувания) електропровод. Налага се отчитане на коефициента на подпора k_p .

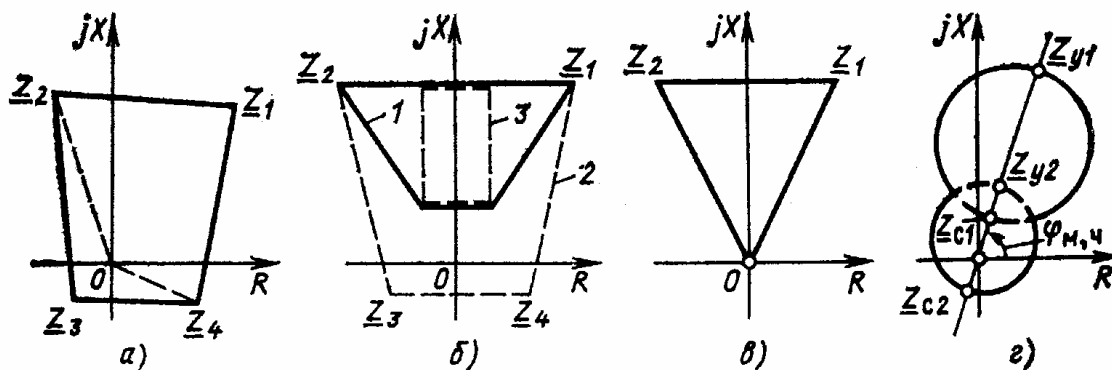
3. Характеристики на импедансни пускови органи



Фиг. 1. Преимуществото на четириъгълната пред кръговата характеристика по отношение на различаване на областите на максималния товар от тези на к.с. с максимален импеданс.



Фиг. 2. Най-добрите възможности на кръговите изместени характеристики. Третата фигура е комбинация от три кръгови характеристики и логическа връзка “И” между тях. Нарича се шеговито “ice cream characteristic”.



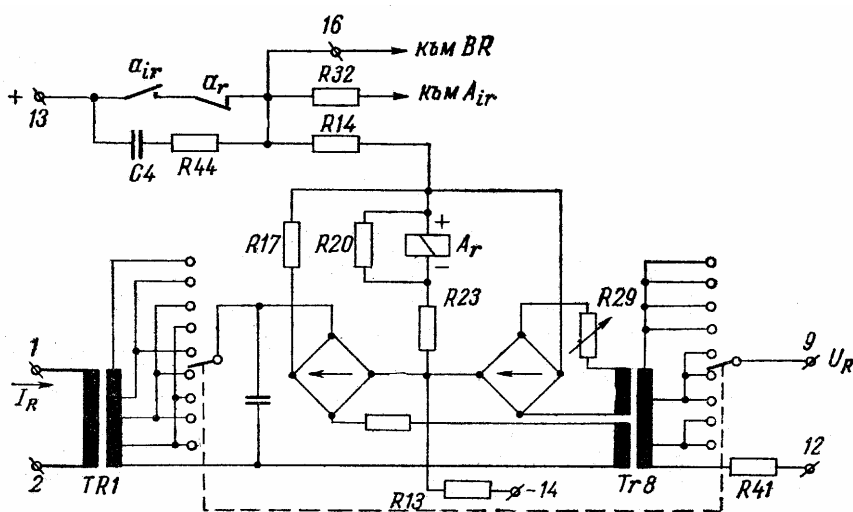
Фиг. 3

Фиг. 3 дава различни предложения на характеристики на пускови импедансни релета, които изпълняват оптимално изискванията.

4. Настройки на фазово зависими импедансни пускови релета Q4

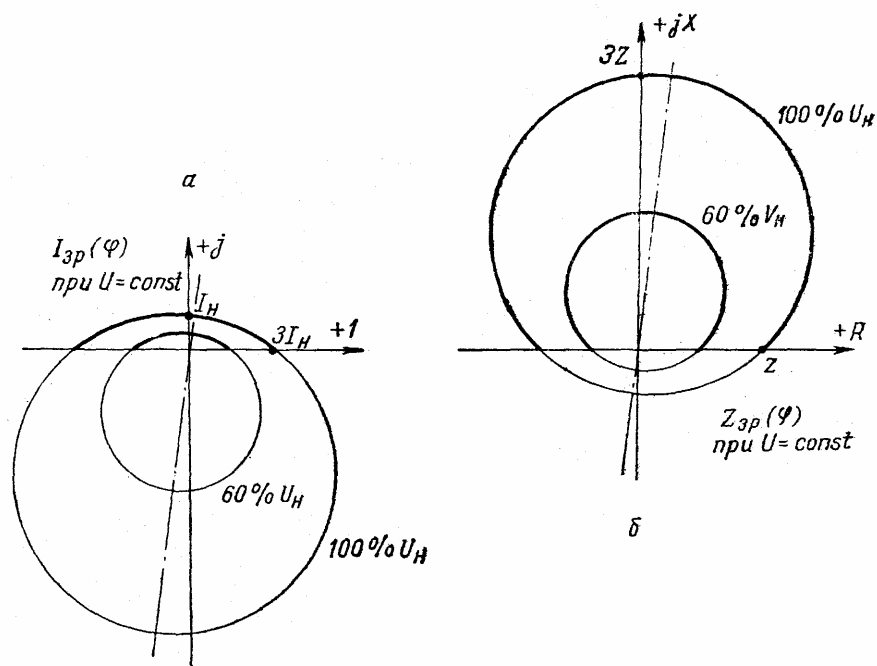
Фазово зависимото импедансно пусково реле представлява двуходен амплитуден компаратор, на който работната величина – тока е компаундирана с напрежение, а спиращата е напрежение:

$$(3) \quad \begin{cases} \dot{A}_1 = K_{11} \cdot \dot{U} + K_{12} \cdot \dot{I}, \\ \dot{A}_2 = K_{21} \cdot \dot{U}. \end{cases}$$



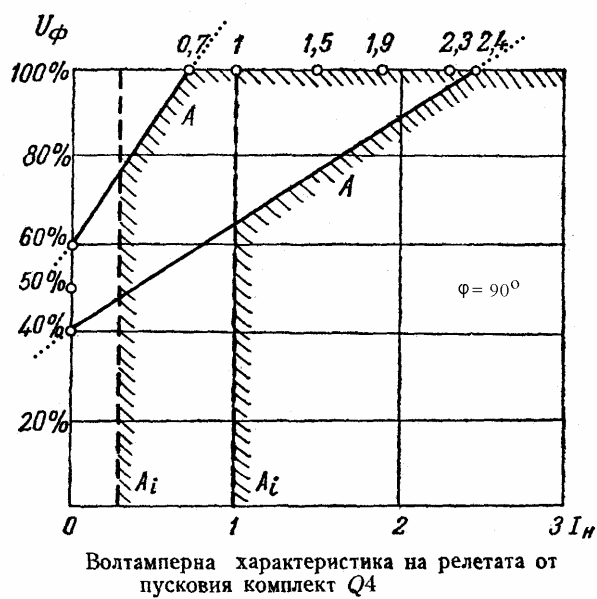
Принципна схема на импеданското пусково реле A_r от комплекта Q4

Фиг. 4.



Характеристики на импедансните пускови релета А от комплекта Q4:
 а — зависимостта $I_{зр}(\varphi)$ при $U = \text{const}$;
 б — зависимостта $Z_{зр}(\varphi)$ при $U = \text{const}$

Фиг. 5



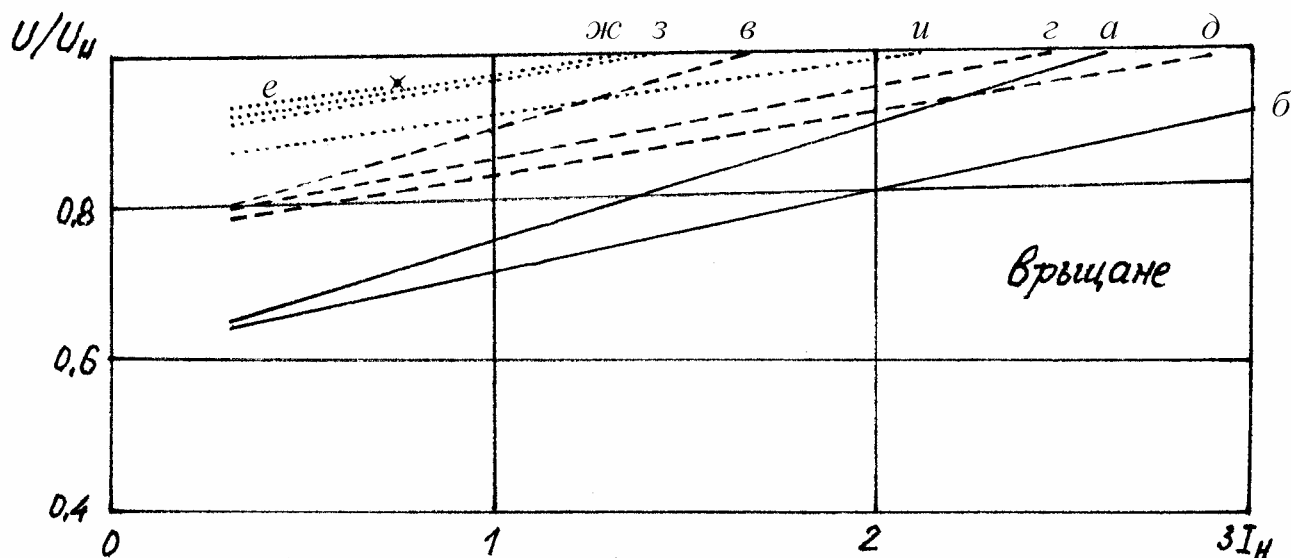
Волтамперна характеристика на релетата от пусковия комплект Q4

Фиг. 6

Комплектът Q4 разполага с девет характеристики. Конкретната работна характеристика се избира в следната последователност:

1. Изчислява се точката на максималния товар: $U_{\text{товар. макс}}, I_{\text{товар. макс}}, \varphi_{\text{товар}}$.
2. За избрания в горната точка ъгъл $\varphi_{\text{товар}}$ се строят девет линейни характеристики напрежение-ток, като се използват кръговите характеристики на връщане от [1, 2]. Кръговите характеристики са $U_{\text{вр}}(\varphi)$ при зададен ток и служат за намиране на две-три точки $\{U_j, I_j\}$ за дадения ъгъл $\varphi_{\text{товар}}$, по които се строят деветте прави $U_{\text{вр}}(I)$ за този ъгъл (фиг. 7).

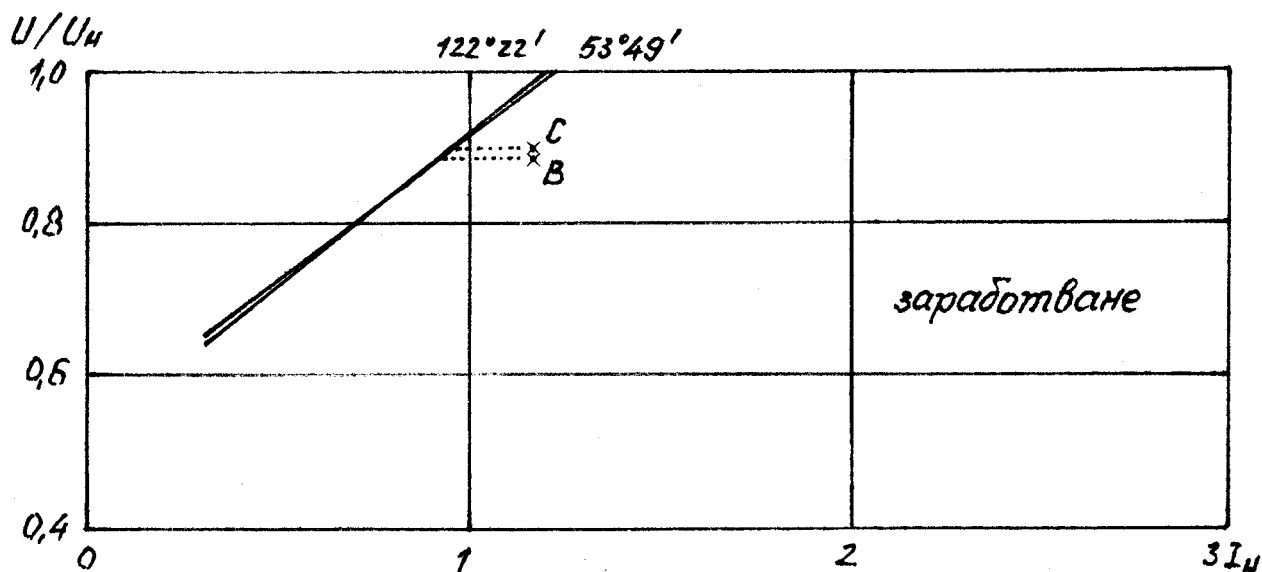
$$U_{\text{min}} = 96\%, I_{\text{max}} = 0,732 I_H, \varphi_{\text{тов}} = 14^\circ$$



Фиг. 7. Построени 9 характеристики на връщане “напрежение-ток” за ъгъл на товара $\varphi_{\text{товар}} = 14^\circ$

3. Избират се една или няколко от деветте характеристики, които са най-отдалечени надолу и в дясно от точката на максималния товар и за тях се пресмятат коефициентите k_{cI} и k_{cU} . Тези коефициенти са по-големи от единица.

4. Определят се разчетните точки на к.с. за края на защитаваната зона и за резервните зони.



Фиг. 8. Една характеристика на заработване "напрежение-ток" за случай на двуфазно к.с. *BC*

5. Подобно на т. 2, но за избрания ъгъл $\varphi_{к.с.}$ се строят девет линейни характеристики напрежение-ток, като се използват кръговите характеристики на заработване от [1, 2]. Тук кръговите характеристики са $U_{зр}(\varphi)$ при зададен ток и служат също за намиране на две-три точки $\{U_k, I_k\}$ за дадения ъгъл $\varphi_{к.с.}$, по които не се строят девет прави $U_{зр}(I)$, а само за тези случаи, които са избрани в т.2 по-горе.
6. Изчисляват се коефициентите на чувствителност $k_{ч}$ спрямо тока и напрежението за разчетните точки на к.с. в основната и резервните зони.

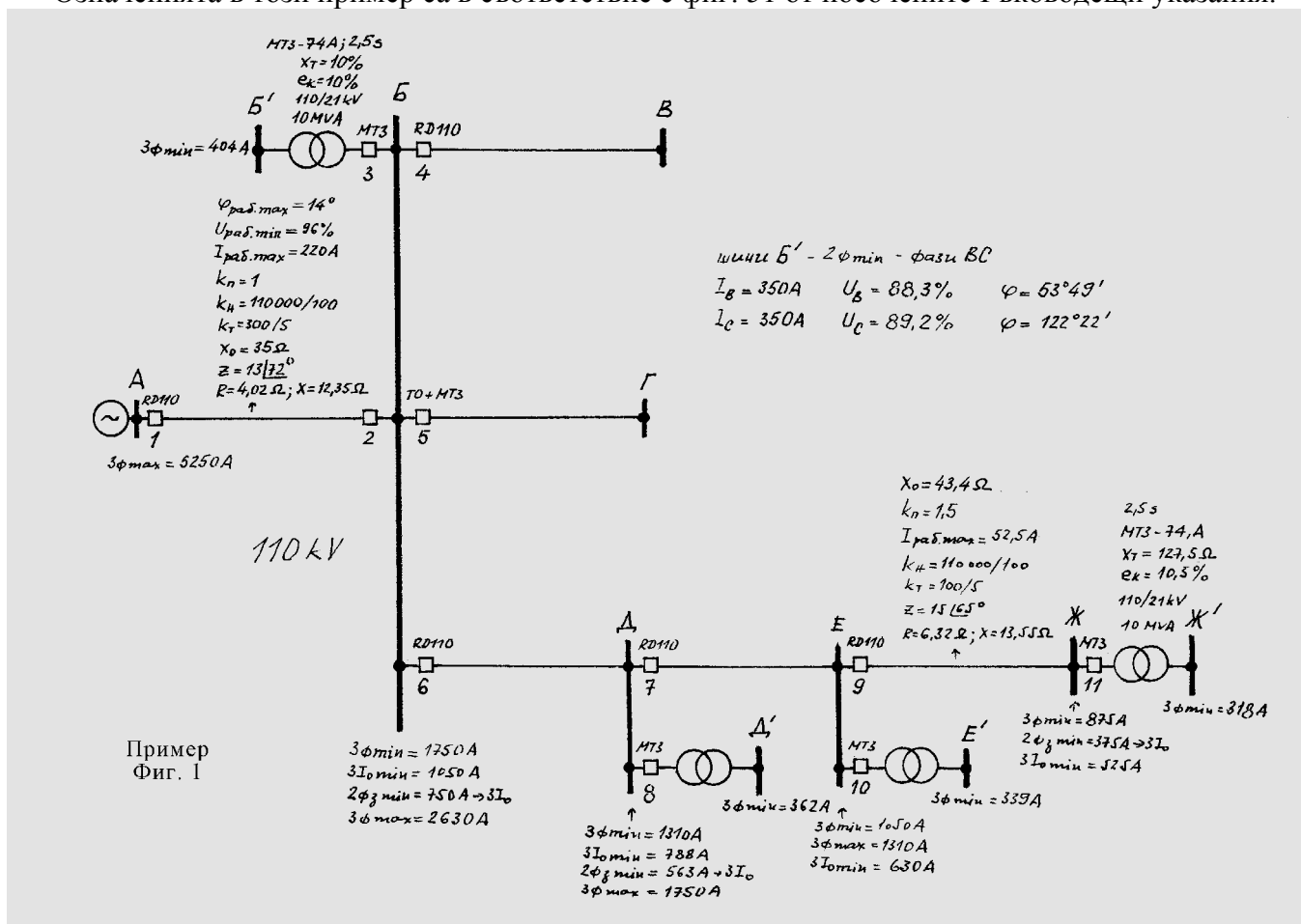
Литература:

1. Георгиев К. Г. Ръководещи указания по релейна защита. Дистанционни защиты в мрежи 20÷220 kV. ДСО "Енергетика и въглища", София, 1971
2. Георгиев К., Г. Димитров, С. Нанчев. Справочник по релейна защита. Техника, София, 1977

05. Пример. Настройка на пусковите релета на дистанционна защита RD 110

Пример II, стр. 335 от {Георгиев К. Г. „Ръководещи указания по релейна защита. Дистанционни защити в мрежи 20÷220 kV”. ДСО "Енергетика и възлица", София, 1971}

Означенията в този пример са в съответствие с фиг. 51 от посочените Ръководещи указания.



Фиг. 51а – според Ръководящите указания

1. Електропровод (ЕП) ЕЖ – прекъсвач Е9

Избор на токови пускови релета

При използване на вградените токови пускови релета, съгласно (1)

$$I_{3.3} \geq \frac{k_c \cdot k_n}{k_B} \cdot I_{раб.мах} \quad (1)$$

$$k_c = 1.2; k_B = 0.85; k_n = 1 \div 6$$

$$I_{3.3} \geq \frac{1.2 \cdot 1.5}{0.85} \cdot 52.5 = 111 A$$

При ТТ на Е9, с преводно отношение 100/5, вторичният ток на заработване става

$$I_{з.р.} = 111/20 = 5.55 \text{ А}$$

Чувствителността на токовете пускови релета при двуфазно к.с. на шини Ж' при минимално захранване е

$$k_{ч} = I_{кв \text{ min}} / I_{з.з.}, \quad (2) - \text{стр.120}$$

където:

$k_{ч} \geq 1.5$ за края на защитавания електропровод;

$k_{ч} \geq 1.2$ като резервна защита

$$k_{ч} = \frac{318}{111} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 2.49 > 1.2.$$

Чувствителността при двуфазно к.с. на шини Ж при минимален режим е

$$k_{ч} = \frac{875}{111} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 6.85 > 1.5.$$

Условието (4) стр. 120 $I_{зр} \geq k_c k_p I'_{зр}$,

където $I_{зр}$ – ток на заработване на следващата защита, с която разглежданата се съгласува.

В случая условието (4) е спазено, защото

$$I_{зр} = 111 > 1.2 \cdot 74 = 89 \text{ А}$$

Следователно токовете пускови релета, вградени в кутията на RD 110, удовлетворяват изискванията за обхват и чувствителност на електропровод ЕЖ (прекъсвач Е9).

Защита RD 110. Настройка на пусковото реле А₀

Пусковото токово реле на ток на нулевата последователност А₀ се използва винаги - независимо дали участват фазните токовете пускови релета или участва комплекта Q4.

Релето А₀ се използва за превключвания на измервателното реле към фазните величини на повредата при к.с., свързани със земя и за въвежда на токова компенсация $3 \cdot I_0 \cdot R_0 \cdot f_E$.

Изискванията към релето А₀ са:

- да има чувствителност при з.с., станали в края на защитавания ЕП ($k_{ч} > 1,5$);
- също в края на следващите (резервираните) ЕП ($k_{ч} > 1,2$);
- да не заработва от небалансирания ток $I_{нб}$ в нулевия проводник при междуфазни к.с.

Нечувствителността на А₀ може да доведе до неизключване в необходимата зона, поради това, че не се въвежда токовата компенсация. Измерването става с линейни величини или измервателното реле изобщо не се захранва. Неправилното заработване на А₀ при междуфазни к.с. от небалансирания ток води до захранване на измервателното реле Z с фазни величини, което в случаи на двуфазно к.с. може да доведе до неизключване в необходимата зона. При трифазно к.с. заработването на релето А₀ не води до неправилно измерване, а само до увеличаване на грешката на измерването с големината на токовата компенсация, която в случая ще бъде $I_{нб} \cdot R_0 \cdot f_E$ и до излишно заработване на блинкера ВО1. В случаи, когато подобно действие е нежелателно, неговата настройка се съгласува с небалансирания ток при

трифазно к.с ($I_{\text{к.с. max}}^{(3)}$), вместо с $I_{\text{к.с. max}}^{(2)}$, но при положение, че чувствителността на релето разрешава подобно задебеляване.

Определящите условия за настройка на релето A_0 са:

- съгласуване с $I_{\text{НБ}}$ при двуфазно к.с. в началото на ЕП при максимален режим:

$$I_{\text{зр}} \geq k_c \cdot I_{\text{НБ}} = k_c \cdot k_{\text{ан}} \cdot k_{\text{едн}} \cdot \frac{\Delta f_I \%}{100} \cdot I_{\text{к.с. max}}^{(2)} \quad (19)$$

- чувствителност при двойни з.с., едно от които в края на защитавания ЕП или в края на следващите, резервирани ЕП при минимален режим на захранване

$$k_{\text{ч}} = \frac{3 \cdot I_{\text{О к.с.}}}{I_{\text{зр}}} \geq 1.2 \text{ или } 1.5 \quad (20)$$

където:

$k_{\text{ч}} = 1.2$ – при еднофазно к.с. в края на резервирания електропровод;

$k_{\text{ч}} = 1.5$ – при еднофазно к.с. в края на защитавания електропровод;

$k_c = 1.2$ – коефициент на сигурност;

$k_{\text{ан}} = 1.7$ – коефициент на аperiodичната съставка на тока. Приема се 1.7 за еднофазни к.с. за разлика от стойността 2 при междуфазни к.с. (според Ръководящите указания за земни защити, т. 8.5);

$k_{\text{едн}} = 0.25$ – коефициент на еднаквост. За токови трансформатори на едно място, от един и същи вид и производител се приема като минимална стойността 0.25. При най-неблагоприятен случай се приема стойност единица (според Ръководящите указания за земни защити, т. 8.5);

$k_{\text{гр}} \equiv \Delta f_I \% = \leq 10\%$ - допустима грешка на ядрата на ТТ, които работят съвместно с релейните защити.

От горните числени данни се получава:

$$I_{\text{зр}} \geq 1.2 \cdot 1.7 \cdot 0.25 \cdot 0.1 \cdot I_{\text{к.с. max}}^{(2)} = 0.051 \cdot I_{\text{к.с. max}}^{(2)} \quad (19a)$$

или 5.1% от максималния ток на двуфазно к.с.

На базата на формула (19a) за конкретния случай се получава:

- Първичен ток на заработване на пусковото реле A_0 (19a)

$$I_{\text{з.з.}} = 0.051 \cdot 1310 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 58 \text{ A.}$$

- При коефициент на трансформация на ТТ $k_{\text{ТТ}} = 100/5 = 20$ вторичният ток на заработване на пусковото реле A_0 става

$$I_{\text{з.р.}} = 58/20 = 2.9 \text{ A.}$$

- Чувствителността на пусковото реле A_0 при двуфазно к.с. на шини **Ж** и режим на минимално захранване става

$$k_{\text{ч}} = \frac{375}{58} = 6.48 > 1.5.$$

Възможно е в този случай при висок коефициент на чувствителност ($k_{\text{ч}} = 6.48 > 1.5$) токът на заработване да се определи от максималния ток на трифазно к.с. $I_{\text{к.с. max}}^{(3)}$. Чувствителността също ще бъде достатъчно добра.

Защита RD 110. Настройка на токовата компенсация

За разглеждания електропровод ЕЖ – прекъсвач Е9 т.н. „земен фактор” ще бъде

$$f_E \% = \frac{|\dot{Z}_O - \dot{Z}_1|}{3 \cdot |Z_1|} \cdot 100 = \frac{X_O - X_1}{3 \cdot Z_1} \cdot 100 = \frac{43.4 - 13.55}{3.15} \cdot 100 = 62.2\%.$$

Ако пресметнатият земен фактор $f_E\%$ не съвпада с дискретните стойности на отклоненията на трансформатора TR4 се прави чрез донастройка корекция на резистора R_O по формулата:

$$R_O' = R_O \cdot \frac{f_E}{f_E'}$$

където:

- R_O' и f_E' са осъществените нови стойности;
- R_O и f_E са изчислените (желаните) стойности.

2. Електропровод АБ – прекъсвач А1

Избор на токови пускови релета

В случай на използване на вградените токови релета в RD110 съгласно (1)

$$I_{\text{з.з.}} = \frac{1.2 \cdot 1 \cdot 220}{0.85} = 310 \text{ A}$$

При ТТ 300/5 А

$$I_{\text{з.р.}} = 310/60 = 5.18 \text{ A}$$

Чувствителност на токовите пускови релета

- двуфазно к.с. на шини Б, минимален режим

$$k_{\text{ч}} = \frac{1750}{310} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 4.88 > 1.5.$$

- еднофазно к.с. шини Б, минимален режим

$$k_{\text{ч}} = \frac{1050}{310} = 3.88 > 1.5.$$

- Двухфазно к.с. на шини Б' (след трансформатора ББ' 110/21 kV с мощност 10 MVA) при минимално захранване от А1

$$k_{\text{ч}} = \frac{404}{310} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 1.13 < 1.2.$$

Токовите пускови релета **не удовлетворяват** изискванията за чувствителност при к.с. след трансформатора BB' . За дистанционната защита към прекъсвача $A1$ се приемат импедансните фазово зависими пускови релета $Q4$.

Настройване на импедансно фазово зависимо пусково реле A_r от комплекта $Q4$

1. Избор на разчетен работен режим (максимален работен ток и минимално работно напрежение):

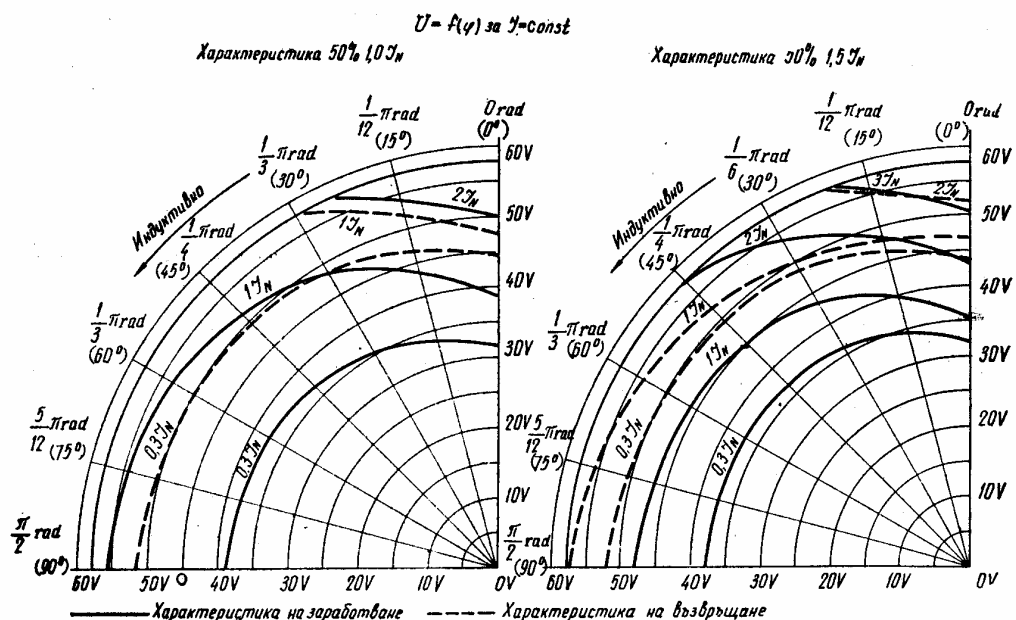
$$I_{\text{раб max}} = 220 \text{ A} = 0.732 I_N \text{ при } k_{\text{ТТ}} = 300/5$$

$$U_{\text{раб min}} = 0.96 U_N$$

$$\varphi_{\text{раб max}} = 14^\circ$$

2. Построяване на 9 характеристики „напрежение-ток” на пусковото ъглово зависимо реле A_r (A_s и A_t) за ъгъл на товара $\varphi_{\text{тов}} = 14^\circ$.

Според {Георгиев К., Г. Димитров, С. Нанчев. Справочник по релейна защита. Техника, София, 1969} стр. 178
 Според {Георгиев К., Г. Димитров, С. Нанчев. Справочник по релейна защита. Техника, София, 1977} стр. 163



Фиг. 2-83. Характеристика $U_{з.р} = f(\varphi)$ при $I = \text{const}$ на импедансното ъглово зависимо пусково реле A_r на дистанционната защита RD 310 за настройка -50% $1,0 I_N$ и 50% $1,5 I_N$

178 2. Дистанционни защити

Фиг. 51b.

Табл. 1

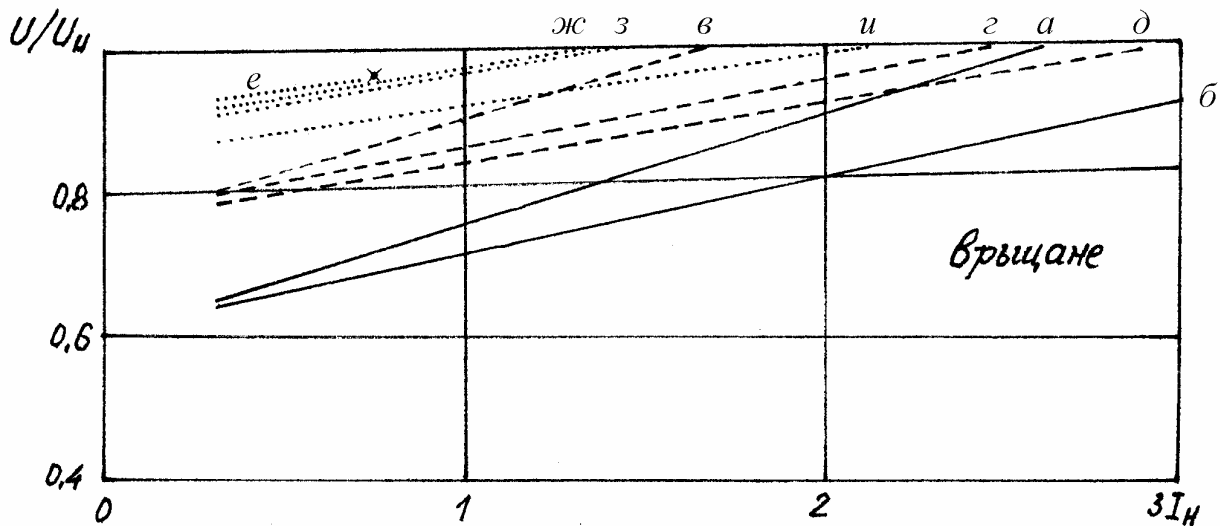
№	Използвана характеристика	Отчетено напрежение на връщане	
		V	%
а	40/1.5	$0.3 \cdot I_N$	38.0 / 65.7
		$1.0 \cdot I_N$	43.2 / 75.0
		$2.0 \cdot I_N$	52.5 / 90.8
б	40/2.3	$0.3 \cdot I_N$	37.5 / 64.9
		$1.0 \cdot I_N$	41.6 / 71.8
		$2.0 \cdot I_N$	45.1 / 78.0

		$3.0 \cdot I_H$	53.5	92.6
в	50/1.0	$0.3 \cdot I_H$	46.5	80.0
		$1.0 \cdot I_H$	51.5	89.1
г	50/1.5	$0.3 \cdot I_H$	46.0	79.6
		$1.0 \cdot I_H$	47.7	82.5
		$2.0 \cdot I_H$	55.0	95.2
д	50/2.4	$0.3 \cdot I_H$	45.0	77.8
		$1.0 \cdot I_H$	48.3	83.6
		$2.0 \cdot I_H$	52.8	91.3
		$3.0 \cdot I_H$	57.4	99.3
е	60/0.7	$0.3 \cdot I_H$	53.5	92.6
ж	60/1.0	$0.3 \cdot I_H$	53.0	91.7
		$1.0 \cdot I_H$	55.6	96.2
з	60/1.5	$0.3 \cdot I_H$	52.5	90.8
		$1.0 \cdot I_H$	55.0	95.2
и	60/1.9	$0.3 \cdot I_H$	50.0	86.5
		$1.0 \cdot I_H$	52.8	91.3
		$2.0 \cdot I_H$	56.5	97.7

От горните данни се строи фиг. 51б.

Бележка: Характеристиките са прави линии. Използването при възможност на повече от две точки е за подобряване на точността и намаляване на влиянието на неточността при чертане.

$$U_{\min} = 96\%, I_{\max} = 0,732 I_H, \varphi_{\text{тов}} = 14^\circ$$



Фиг. 51с. Построени 9 характеристики на връщане “напрежение-ток” за ъгъл на товара $\varphi_{\text{товар}} = 14^\circ$

Нанася се и точката [$U_{\text{раб. min}} = 96\%$, $I_{\text{раб. max}} = 0.732 \cdot I_H$ за $\varphi_{\text{тов}} = 14^\circ$] и се изчислява чувствителността за всяка права по формулите

$$k_{cl} = \frac{I_{ep}}{k_n \cdot I_{\text{раб. max}}} \text{ при } U = U_{\text{раб. min}} \quad (9)$$

$$k_{cU} = \frac{U_{\text{раб. min}}}{U_{\text{сп}}} \text{ при } I = k_n \cdot I_{\text{раб. max}} \quad (10)$$

Бележки:

1. Разполагането на величините в горните формули дали да са в числител или знаменател се прави така, коефициентите на сигурност k_{cI} и k_{cU} да бъдат по-големи от единица.
2. За ниво на напрежението 110 kV се приема коефициент на пускане $k_n = 1$.

Изисква се

$$k_{cI} > 1.1 \div 1.2 \text{ и } k_{cU} > 1.1 \div 1.2 \quad (11)$$

Проверка на коефициентите на сигурност по отношение на тока k_{cI} и по отношение на напрежението k_{cU} : за всяка от характеристиките “напрежение-ток”:

Табл. 2

Спрямо характеристика	Коефициент на сигурност	Оценка
а	$k_{cI} = 2.33/0.732 = 3.16$	Приема се
	$k_{cU} = 0.96/0.71 = 1.35$	Приема се
б	$k_{cI} = 3.1/0.732 = 4.22$	Приема се
	$k_{cU} = 0.96/0.69 = 1.39$	Приема се
в	$k_{cI} = 1.45/0.732 = 1.98$	Приема се
	$k_{cU} = 0.94/0.87 = 1.11$	Приема се
г	$k_{cI} = 2.15/0.732 = 2.98$	Приема се
	$k_{cU} = 0.96/0.83 = 1.16$	Приема се
д	$k_{cI} = 2.43/0.732 = 3.31$	Приема се
	$k_{cU} = 0.96/0.81 = 1.18$	Приема се
е	Контролната точка е много близо до характеристиката. Няма смисъл да се прави проверка. Тя не се приема.	
ж	$k_{cI} = 0.95/0.732 = 1.30$	Приема се
	$k_{cU} = 0.96/0.95 = 1.01 < 1.1$	Не се приема
з	$k_{cI} = 1.0/0.732 = 1.36$	Приема се
	$k_{cU} = 0.96/0.94 = 1.02$	Не се приема
и	$k_{cI} = 1.60/0.732 = 2.18$	Приема се
	$k_{cU} = 0.96/0.90 = 1.065$	Не се приема

Няма стремеж към големите стойности на коефициентите на сигурност ($k_c \gg 1$), защото това създава проблеми с чувствителността. **Прима се характеристиката „в”, т.е. настройката 50% U_n и $1.0 \cdot I_n$.**

Настройване на токовото пусково реле A_{gr} от комплекта Q4

Ако няма дълги и тежко натоварени електропроводи се избира

$$I_{\text{сп}} = 0.4 \cdot I_n.$$

Настройката $0.3 \cdot I_n$ практически се избягва поради несигурното връщане на релето при тази настройка. По-големи настройки на релето A_i се практикуват, когато импедансните пускови релета нямат достатъчна чувствителност. Това става обикновено в областта на реактивните товари – $60^\circ \div 90^\circ$.

В такива случаи се прибегва до формулата

$$I_{зр} \geq \frac{k_c \cdot I_{реакт. макс}}{k_{вр}}$$

където:

$$k_c \geq 1.2;$$

$$k_{вр} \geq 0.85 \text{ при } I = I_H;$$

$$k_{вр} \geq 0.5 \text{ при } I = 0.4 \cdot I_H.$$

В случая няма големи реактивни товари, затова за А_i
 $I_{зр} = 0.4 I_H = 2 \text{ А}$ – вторични или 120 А – първични, защото $k_{тт} = 300/5 = 60$.

Чувствителност на токовите пускови релета А_i

- двуфазно к.с. на шини В' при минимално захранване от А1

$$k_q = \frac{404 \cdot \sqrt{3}}{120} = 2.92 > 1.2.$$

Чувствителност на импедансни пускови релета А

Трябва да се отчита и ъгълът

- двуфазно к.с. на шини В в минимален режим

$$I_{кс} = 1750 \frac{\sqrt{3}}{2} = 1518 = 5.06 I_H$$

- еднофазно к.с. на шини В в минимален режим

$$I_{кс} = 1050 \text{ А} = 3.5 I_H$$

- двуфазно к.с. на шини Д в минимален режим

$$I_{кс} = 1310 \frac{\sqrt{3}}{2} = 1138 \text{ А} = 3.79 I_H$$

Токът на к.с. е достатъчно голям и независимо от напрежението и ъгъла релетата ще работват с $k_q > 1.2 \div 1.5$

- еднофазно к.с. на шини Д в минимален режим

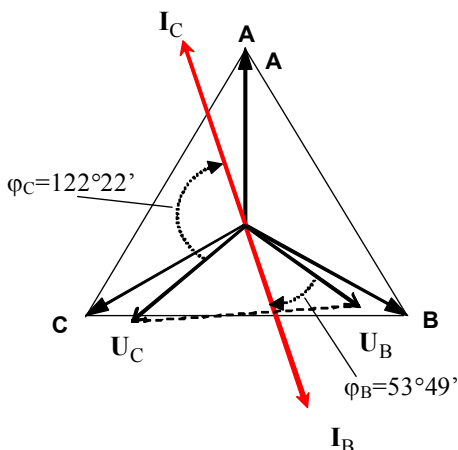
$$I_{кс} = 788 \text{ А} = 2.63 I_H, \varphi = 81^\circ$$

Критични за чувствителността на пусковите релета са двуфазните к.с. на шини В' в минимален режим.

Късо съединение между фази В и С

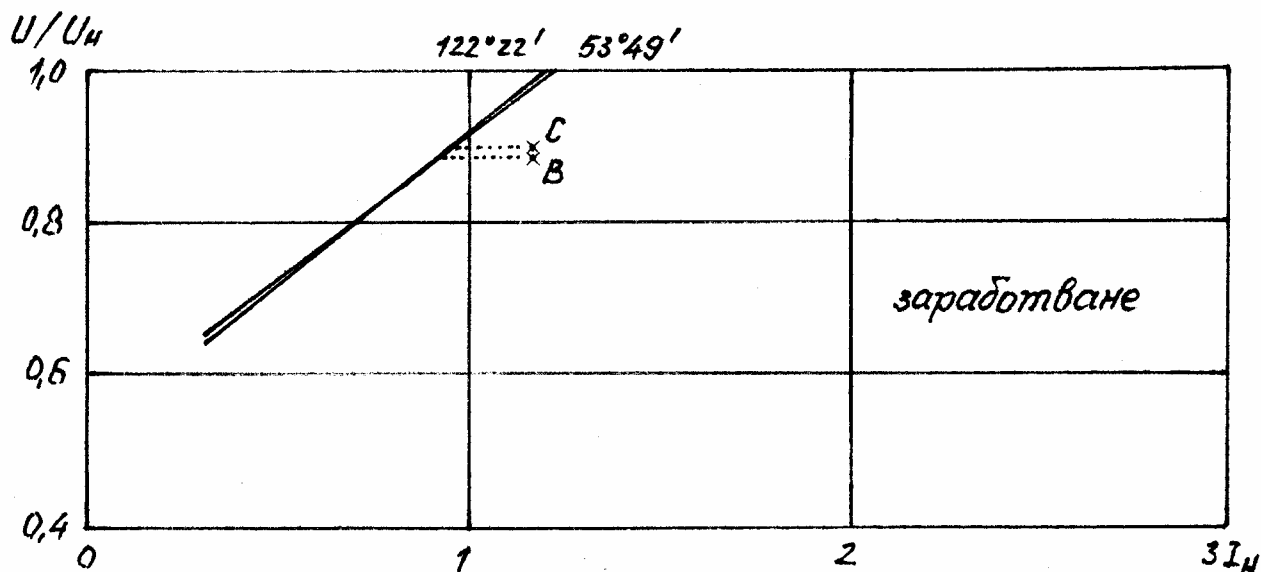
$$\text{Фаза В: } I_B = 350 \text{ А} = 1.16 \cdot I_B; U_B = 88.3\%; \varphi_B = 53^\circ 49'$$

$$\text{Фаза С: } I_C = I_B = 350 \text{ А}; U_C = 89.2\%; \varphi_C = 122^\circ 22'$$



Фиг. 51d

На фиг. 51в са построени характеристиките „напрежение-ток” при заработване на релето за съответните ъгли. Работи се с избраната по-горе характеристиката „в”, т.е. настройката $50\% U_H$ и $1.0 \cdot I_H$. (следващата фигура от Справочника 1969’, стр. 178. Отбелязана е за RD310, но важи и за пусковия комплект Q4)



Фиг. 51е. Една характеристика на заработване “напрежение-ток” за случай на двуфазно к.с. **BC**

За фаза **В** се построява права на $\varphi_B = 53^\circ 49'$ и от кривата за заработване се отчитат точките:

- от кривата за $0.3 \cdot I_H$ се отчита точката 37.2 V или 64.4% от U_H ;
- от кривата за $1.0 \cdot I_H$ се отчита точката 52.6 V или 91.0% от U_H .

За фаза **С**, понеже ъгълът $\varphi_C = 122^\circ 22'$ е по-голям от 90° се строи права, която съответства на симетричния спрямо 90° -индуктивен – ъгъл $57^\circ 38'$:

- от кривата за $0.3 \cdot I_H$ се отчита точката 37.0 V или 64.0% от U_H ;
- от кривата за $1.0 \cdot I_H$ се отчита точката 53.0 V или 91.7% от U_H .

По тези точки се строят двете прави от фиг. 51в. Нанасят се точките В и С и се пресмятат коефициентите на чувствителност по ток $k_{чI}$ и по напрежение $k_{чU}$:

За фаза В: $k_{чI} = 1.160/0.930 = 1.24$ – отговаря на $k_{чI} > 1.2$;

$k_{чU} = 0.973/0.883 = 1.102 < 1.2$, но се приема компромисно.

За фаза С: $k_{чI} = 1.160/0.950 = 1.221$ – отговаря на $k_{чI} > 1.2$;

$k_{чU} = 0.978/0.892 = 1.096 < 1.2$, но се приема компромисно.

В заключение: чувствителността по ток е приемлива, а чувствителността по напрежение се приема компромисно.

Настройка на токовото пусково реле A_0

На базата на небалансирания ток се определя

$$I_{зр} = 0.051 \cdot 5250 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 232 \text{ A}$$

Чувствителността на това токово реле при минимален режим отговаря на изискванията:

- на шини Б $k_{ч} = 750/232 = 3.23 > 1.5$;
- на шини Д $k_{ч} = 563/232 = 2.42 > 1.2$.

Настройка на токовата компенсация

$$\text{Желаният земни фактор е } f_E \% = \frac{35 - 12.35}{3 \cdot 13} \cdot 100 = 68\%$$

Приема се най-близкият земен фактор, който може да се избере $f_E' = 70\%$, поради което се налага корекция на резистора във веригата на тока с нулева последователност

$$R_0' = 0.1 \cdot \frac{68}{70} = 0.0971 \Omega.$$

06. Форма на характеристиките и избор на настройките на измервателните релета на дистанционните защиты

1. Основни изисквания към характеристиките и настройките

1.1. Характеристиката на импедансното реле трябва да обхваща определен импеданс от защитаващия електропровод със зададена сигурност ($k_c = 0.85$) (*selective distance factor*).

Намаляването на коефициента на сигурност под единицата се налага, поради допустимата грешка от 10% на ТТ, грешките при пресмятане на импеданса на защитаваните електропроводи (включително и факта, че не се отчитат температурните разлики “зима – лято”), грешките при настройване и точността на самото реле. Тези грешки не влияят на формата на характеристиката.

В някои страни се приема дори $k_c = 0.80$ (САЩ), като се разчита АПВ и различните форми на ускоряване да компенсират забавеното изключване на к.с. в 20% от дължината на електропровода.

1.2. Характеристиката на импедансното реле трябва да осигурява правилна работа на защитата при наличие на:

- преходно съпротивление от дъга, заземяване на стълбовете и т.н.,
- дълги и силно натоварени линии,
- люлеене,
- коефициент на подпора, различен от 1,
- модулна и ъглова грешка на токовите трансформатори.

1.3. Оценка на характеристиката с оглед на работата на релето в преходния режим на к.с.

1.4. Формата на характеристиката на импедансното реле трябва да осигурява правилна работа на защитата при различни видове повреда – 1 ф. к. с., 2 ф. к. с. и т. н.

1.5. Релето трябва да осигурява, доколкото това е възможно, сигурна работа при наличие на следните грешки:

- грешки в измерване на съпротивлението при наличие на паралелни електропроводи
- грешки на напржителните трансформатори, особено когато се използват линейни напрежения с малка стойност, получени като разлика на две високи фазни напрежения
- грешка в преходен режим на капацитивни напржителни трансформатори.

2. Изисквания към характеристиките за първа зона

2.1. Точност – заради обхвата и селективността.

2.2. Бързодействие.

2.3. Ограничението на характеристиката отгоре (по оста jX) се определя от обхвата на първата зона.

2.4. Ограничението от дясно се съобразява с дъгите и други преходни съпротивления в мястото на к.с. (стремеж да се обхване по-голямо пространство в дясно) и люлеенето (стремеж да се намали площта на характеристиката).

2.5. Ограничение от ляво – съобразява се с ограничаването на площта, за да не заработи излишно при люлеене.

2.6. Заемането на площ около началото на координатната система се свързва с посочността. Счита се за по-важно да няма “мъртва зона” около началото, отколкото възможността да изключи к.с. в “гръб”. Прилага се въвеждане на “памет” – ако електропроводът е бил изключен дълго време и при включването му заработи защитата или повредата е трайна, или има забравени заземителни въжета. Характеристиката трябва да включва сигурно началото и да изключва бързо, сигурно и без АПВ.

2.7. Втори и четвърти квадрант трябва да се обхващат ограничено, за да се намали вероятността от неправилно заработване при люлеене и пофазно АПВ.

Съгласно принципа за настройване на първа зона:

$$Z_1|_{\varphi_1} = k_c \cdot \dot{Z}_{en}; \quad \rightarrow \text{импедансите са първични}$$

$$t_1 = 0 \text{ s};$$

$$k_c = 0.85.$$

Бележка: Съгласно програмния продукт SIMCAL (стр. 91):

Първата зона може да се изчисли точно. Доколкото точното изчисление не е необходимо, коефициентът на сигурност се препоръчва да бъде $k_c = 0.9$.

Степените на времената между зоните се препоръчва да бъдат 0.25 s.

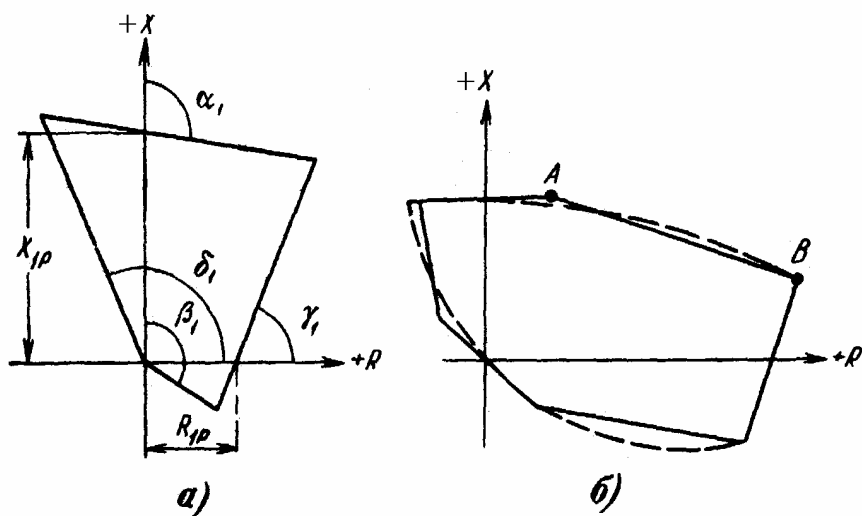
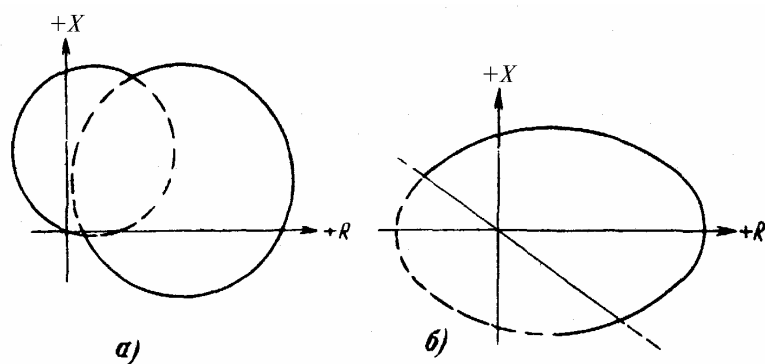
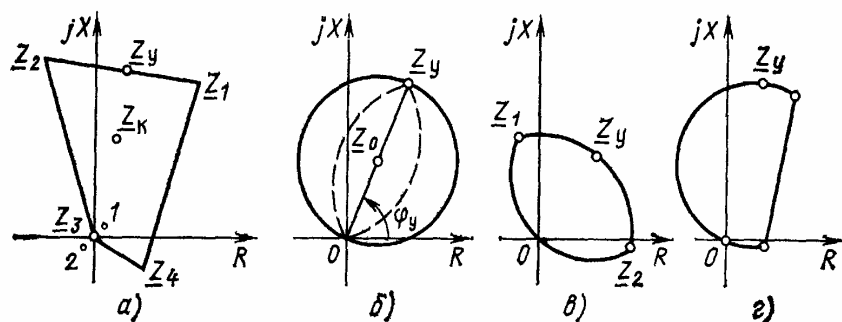
	1st Step	2nd Step	3rd Step	Inter- ruption	Pilot Protection	
	St ▾	St ▾	St ▾	St Zna ▾	St Zna ▾	
St	85,0	85,0	85,0	0,0	0,0	%
Rk	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Ohm
Xk	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Ohm
t	0,25	0,5	0,75			s

Selective Distance – Interruption – удължена първа зона (например 120% за радиални мрежи)

Pilot Protection – надлъжна диференциална защита

1st Step – коефициент на сигурност на I-ва зона

3. Вид на характеристиката за първа зона [1]



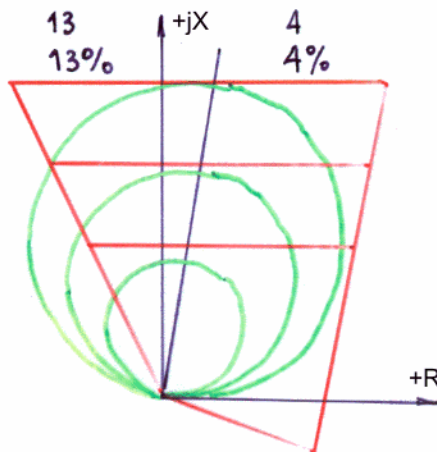
Фиг. 1; Фиг. 2; Фиг. 3

КРЪГОВИ ХАРАКТЕРИСТИКИ:

БРОЙ НА К.С.	БРОЙ НА К.С., ИЗКЛ. В I ЗОНА	БРОЙ НА К.С., ИЗКЛ. ВЪВ II ЗОНА	БРОЙ НА К.С., ИЗКЛ. В III ЗОНА	БРОЙ НА К.С., ИЗКЛ. ОТ ПУСКОВИ РЕЛ
310 100%	106 34%	142 46%	36 12%	26 8%

ЧЕТИРИЪГЪЛНИ ХАРАКТЕРИСТИКИ:

163 100%	86 83%	13 13%	4 4%	0 0%
-------------	-----------	-----------	---------	---------



Фиг. 4. Статистиката показва ползата от заменяне на кръговите характеристики с четириъгълни. Увеличава се относително изключването с първа и втора зона, вместо с останалите, поради по-доброто отчитане на съпротивлението на дъгата.

Настройка на удължена първа зона

Изчисляването на удължената зона, независимо от това дали удължението става преди или след АПВ, се извършва по формулата:

$$Z_k | \varphi_k = k_y \cdot \dot{Z}_{ел.}$$

$$t_k = 0 \text{ s}$$

където: $k_y = 1.20 \div 1.25$ – коефициент на удължаване на зоната.

При защитата RD110 се приема $\varphi_{ел} = \varphi_k$.

Ако удължението е след АПВ се прави проверка, след като $Z_k > Z_{ел}$, дали втората зона е по-къса от удължената ($Z_k < Z_2$) по формулата:

$$Z_k : C_2(\varphi_k) \leq Z_2 : C_2(\varphi_2).$$

4. Изисквания към характеристиките за втора зона

5.1. Да обхваща целия защитаван електропровод и началото на следващия.

5.2. Да действа надеждно при к.с. в “гръб”, за да резервира другите защиты и да защитава шинната система.

Импеданс за настройване на втора зона

Настройката на втора зона става в съответствие с импедансите на излизащите от шини В електропроводи. В случая излиза само електропроводът ВГ

$$Z_2 | \varphi_2 \leq k_c (\dot{Z}_{en} + k_p^{(i)} \cdot Z_1^{(i)}),$$

където

$$k_c = 0.85;$$

$Z_1^{(i)}$ - първичният импеданс на първата зона на i -тия електропровод, с който изчисляваната зона се съгласува;

$k_p^{(i)}$ - коефициент на разклоняването (коефициент на подпора). Дефинира се като отношение на тока през следващия електропровод (i -тия електропровод) при к.с. в неговия край и на тока през защитата. (или по друг начин казано: отношение на тока в мястото на повредата и тока през защитата).

Време на заработване на втора зона на защитата към прекъсвача А

$$t_2 \geq t_1^{(i)} + \Delta t,$$

където

$$\Delta t = 0.5 \text{ s};$$

$t_1^{(i)}$ – закъснение на заработването на първата зона на защитата на използвания за съгласуване на i -ти следващ електропровод, заедно с времето за изключване на прекъсвача му - обикновено 0.1 s.

$$t_2 = 0.6 \text{ s}.$$

Чувствителност на втората зона на защитата към прекъсвача А

Изчислява се съобразно края на електропровода А.

$$k_{v2} = \frac{Z_2 \cdot C_2(\varphi_{el})}{Z_{en} \cdot C_2(\varphi_2)} \geq 1.25,$$

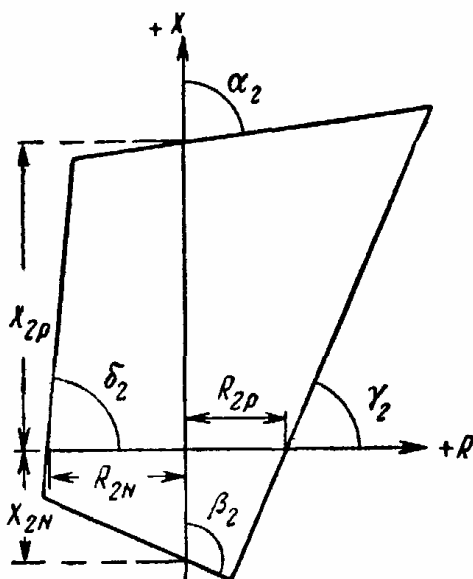
където:

$C_2(\varphi_{el})$ и $C_2(\varphi_2)$ – корекционни коефициенти при избраното изместване X

$C_2(\varphi_{el})$ – за ъгъла на електропровода φ_{el}

$C_2(\varphi_2)$ – за пресметнатия ъгъл на втората зона φ_2

5. Вид на характеристиката за втора зона



Фиг. 5

6. Трета зона

Настройка на импеданса на третата зона

Настройката на третата зона на разглеждания електропровод става в съответствие с втората зона на следващия най-къс (електрически) електропровод

$$Z_3 |_{\varphi_3} \leq k_c (\dot{Z}_{el} + k_p^{(i)} \cdot Z_2^{(i)}),$$

където: $Z_2^{(i)}$ - първичният импеданс на втората зона на i -тия електропровод, с който изчисляваната зона се съгласува;

Време на заработване на третата зона

$$t_3 \geq t_2^{(i)} + \Delta t,$$

$$t_3 = 0.6 + 0.5 = 1.1 \text{ s.}$$

Чувствителността на третата зона се пресмята по:

$$k_{43} = \frac{Z_3 \cdot C_2(\varphi_{к.с.}^{(i)})}{Z_{к.с.}^{(i)} \cdot C_2(\varphi_3)} \geq 1.2,$$

където: $Z_{к.с.}^{(i)}$ – импеданс на к.с., който се подава на измервателното реле при к.с. в избраната точка, за която се изчислява $k_{ч}$. Това е обикновено край на някой ЕП.

$C_2(\varphi_{к.с.}^{(i)})$ - корекционен коефициент при избраната настройка X за релето и при ъгъла $\varphi_{к.с.}^{(i)}$.

При трета зона има възможност да се пресметне чувствителност и спрямо края на втора зона:

$$k_{43/2} = \frac{Z_3 \cdot C_2(\varphi_2)}{Z_2 \cdot C_2(\varphi_3)} > 1.2 \dots 1.5$$

При $k_{43/2} < 1.2$ изпълнението на трета зона с посочената настройка по време и импеданс става безпредметно и се препоръчва нейното отстраняване от третата зона на i -тия ЕП.

7. Четвърта зона

Настройката по импеданс на четвърта зона се определя от пусковите органи.

Настройката по време – по насрещния стъпален принцип – в съответствие със закъснението на следващия електропровод

$$t_4 \geq t_4^{(i)} + \Delta t.$$

(Настройката t_4 зависи и докъде стига чувствителността на пусковите релета).

Търси се най-неблагоприятният максимален вариант:

$$t_4 \geq |t_4^{(i)} + \Delta t|_{\max}$$

В случая

$$t_4 = 4.5 + 0.5 = 5.0 \text{ s}$$

(Често чувствителността трудно се проверява и четвъртата зона се приема посочна)

8. Пета зона

Когато четвъртата зона е посочна, има смисъл да се говори за пета зона.

Дължината на V-та зона зависи от пусковите релета.

Закъснението

$$t_5 \geq t_4^{(i)} + \Delta t,$$

където: $t_4^{(i)}$ – закъснението на четвърта зона на защитите на ЕП, които са в посока, обратна на разгледаната и с които трябва да се съгласува.

$$t_5 = |t_4^{(i)} + \Delta t|_{\max}$$

Съгласува се с IV-та зона :

$$t_5 = 5 + 0.5 = 5.5 \text{ s}$$

9. Токова компенсация

Желана компенсация $f_E [\%] = \frac{Z_0 - Z_1}{3Z_1} \cdot 100 [\%]$

Осъществена компенсация $f'_E, \%$

Корекция на резистора R_0 $\frac{R_0}{R'_0} = \frac{f_E, \%}{f'_E, \%}$.

$$\dot{U}_A = \dot{I}_{A1} \cdot Z_1 + \dot{I}_{A2} \cdot Z_2 + \dot{I}_{A0} \cdot Z_0;$$

$$Z_1 = Z_2; \quad \dot{I}_A - \dot{I}_{A0} = \dot{I}_{A1} + \dot{I}_{A2};$$

$$\dot{U}_A = Z_1 \left(\dot{I}_A + \frac{Z_0 - Z_1}{3Z_1} \cdot 3\dot{I}_{A0} \right) =$$

$$= Z_1 (\dot{I}_A + f_E \cdot 3\dot{I}_{A0});$$

$$f_E = \frac{Z_0 - Z_1}{3Z_1};$$

$$U_p = U_A; \quad I_p = I_A + f_E \cdot 3I_{A0}.$$

Литература:

1. Братен Л. Наиболее целесообразные формы характеристик реле сопротивления. СИГРЭ- 1968. Современная релейная защита. Энергия, М., 1970, стр. 132-152
2. АВВ. Материали за дистанционни защиты
3. Георгиев К. Г. Ръководещи указания по релейна защита. Дистанционни защиты в мрежи 20-220kV. ДСО "Енергетика и въглища", София, 1971
4. Георгиев К., Г. Димитров, С. Нанчев. Справочник по релейна защита. Техника, София, 1977

06B. Настройка на зоните на дистанционните защиты

Материалът е по [1, 2 и 3]

1. Общи положения

Настройката за всяка една зона е определена с три величини: дължина - импеданс, ъгъл на импеданса и закъснение на зоната. За защитите, които имат характеристика - централна окръжност в импедансната равнина, ъгълът на импеданса е без значение (фазово независими характеристики).

Настройката на зоните на една дистанционна защита предполага изчисляването на следните величини:

- импеданс на зоните, заедно със съответния ъгъл;
- импеданс на удължената зона със съответния ъгъл, избор на ускорение преди или след АПВ;
- закъснение на зоните;
- коефициент на чувствителност на зоните;
- настройка на изместването на характеристиката, ако има такава;
- избор на положението на превключвателя за обхвата на импеданса на зоните, ако има такъв;
- закъснение на петата резервна зона;
- посочност на четвъртата зона.

Освен тези изчисления, които са основни при определянето на зоните, се налагат допълнителни пресмятания, които се отнасят до вторичните импеданси и се налагат от различни съображения - за по-удобно задаване на настройките, за определяне на съпротивленията за настройка в самата защита (обхват за настройка), корекция на зоните в зависимост от ъгъла на зоните и от изместването на характеристиката и т.н. В това число спадат:

- привеждане на първичния импеданс във вторичен;
- определяне на съпротивленията за настройка на зоните (поне на първа зона за определяне на обхвата);
- определяне на корекционните коефициенти в следствие на това, че ъгълът на зоната не е равен точно на ъгъла на настройката при изместената кръгова характеристика.

Изчислението на зоните става по различни формули, в зависимост от това дали измервателното реле има изместване на характеристиката, или не. Когато характеристиката няма изместване за RD 110 при $X=0$ зависимостите са по-прости, защото в тях не участват ъглите на импедансите. В настоящия текст са дадени както общите зависимости, така и частните случаи на неизместена характеристика.

По-долу изчисленията са дадени в такава последователност, в каквата се провеждат на практика.

2. Настройка на първа зона

Изчислението на първата зона става по следните зависимости:

$$Z_{1|\varphi_1} = k_c \cdot Z_{ел}$$

$$t_1 = 0 \text{ s}$$

където:

$Z_{1|\varphi_1}$ - модул и ъгъл на първичния импеданс на заработване на първата зона;

$Z_{ел}$ - първичен импеданс на защитавания електропровод;

k_c - коефициент на сигурност $k_c=0,85$;

t_1 - закъснение на заработване на първа зона.

Коефициентът на сигурност за разглежданите защиты се приема 0,85 (стойност, потвърдена от практиката). Коефициентът k_c , който е по-малък от единица, изразява изискването, че първата зона не бива да заработва при к.с. в началото на следващите електропроводи в следствие на различни възможни грешки (грешки при определяне на $Z_{ел.}$, грешки при осъществяването на настройката на защитата и грешки на измервателните трансформатори).

Закъснението на зоната t_1 в действителност не е нула, а се определя от собственото закъснение на пусковите, измервателните и помощните релета на защитата и е в интервала от 35 ms до 80-100 ms в зависимост от вида на защитата. Зависимостта $t_1=0$ изразява това, че релето за време на защитата е без закъснение за първа зона.

Ако защитавания електропровод има еднакъв импеданс по дължината си (няма промяна на сечението и разположението на проводниците), ъгълът на първата зона се получава $\varphi_1=\varphi_{ел.}$. За защитата RD 110 при липса на изместване на характеристиката и $X=0^\circ$ не е необходимо определянето на φ_1 , т.е. зависимостта се изменя: $Z_1=k_c |Z_{ел.}|$.

3. Избор на изместването на характеристиката на измервателното реле

Характеристиката на измервателните релета на разглежданите защиты са окръжности. Съответното реле заработва, когато векторът на к.с. попадне вътре в кръга, определен от неговата характеристика на заработване. Дистанционната защита RD 110 няма изместване на характеристиките си, т.е. в импедансната равнина (R, X) отделните зони се представят с концентрични окръжности, чийто център е общ - началото на координатната система при настройка на изместването $X=0$, т.е. без изместване. В този случай определения импеданс на съответната зона представлява радиус на съответната окръжност и не зависи от ъгъла на импеданса.

Кръговата характеристика на всяка една от зоните на дистанционната защита RD 110 (освен неизместено положение с $X=0$) може да се измести на три положения за ъгъл на електропровода 60° , 70° и 80° ($X=60^\circ$, 70° , 80°). Целта на изместването на характеристиката по посока на активната ос R е да се отстрани до известна степен влиянието на активното съпротивление на дъгата в мястото на к.с. При к.с. в края на зоната и при ъгъл на зоната, съвпадащ с ъгъла на изместването X, резервата по отношение на активното съпротивление на дъгата е 60% от големината на настроенния импеданс на зоната. При друг ъгъл на зоната тази резерва се изменя.

Настройката на изместването на характеристиката X се определя по ъгъла на първата зона φ_1 , респективно по ъгъла на електропровода $\varphi_{ел.}$. Настройката X се избира да бъде най-близката възможна до ъгъла на първата зона, т.е. по условието $|X-\varphi_1|\leq 5^\circ$.

Когато ъгълът на някоя от зоните е по-малък от 50° , избира се $X=0^\circ$, тъй като в тези случаи изместването е без ефект и води до грешки.

Изместването на характеристиките на една защита е еднакво за всички зони. В най-общия случай ъгълът на различните зони е различен. Когато ъгълът на първа зона е около 65° или около 75° , препоръчва се да се прави преценка за ъгъла на втора (φ_2) и на трета (φ_3) зона и X да се избира по-близо до стойността φ_2 или φ_3 .

Настройката на всяка една зона, изчислена като импеданс със съответен ъгъл, трябва да се разглежда само като частен случай на работа в една точка от характеристиката. В действителност при съгласуването и изчислението на различните зони трябва да се има предвид, че е възможно изменение на ъгъла на подадения импеданс на к.с. и в резултат на това се изменя и импеданса на заработване в съответствие с кръговата характеристика. Ако измервателното реле работи с изведено устройство за изместване на характеристиката, то измерва точно подадения първичен, респективно вторичен импеданс, т.е. нанесените стойности върху съпротивленията за настройка r_1 , r_2 и т.н. са точни и не е необходимо да се коригира настройвания

импеданс. Ако едно измервателно реле се настрои на зададената стойност Z при $X = 0$ и след това се измени настройката на X на определен ъгъл, импедансът на заработване на релето се изменя по две причини:

- изменя се радиусът на изместената окръжност в сравнение с радиуса на неизместената окръжност; освен това измерваният импеданс при настройка $X = 0^\circ$ е различен в сравнение с измервания импеданс по изместената окръжност при $X \neq 0^\circ$ и при захранване с ъгъл $\varphi = X$;
- при въведено устройство за изместване на характеристиката, но при ъгъл $\varphi \neq X$ измервателното реле има друг импеданс на заработване в следствие на това, че разстоянието от началото на координатната система до изместената окръжност е различно; импедансът на заработване се изменя толкова повече, колкото по-голяма е абсолютната стойност на разликата $|X - \varphi|$.

Общото изменение на импеданса на заработване при използване на устройството за изместване на характеристиката в сравнение с подадения импеданс, респективно в сравнение с неизместената характеристика при защитата RD 110 се отчита посредством въвеждането на корекционен коефициент C_2 . Коефициентът C_2 е величина, с която се дели зададения импеданс при определянето на съпротивленията за настройка на зоните r_1 , r_2 и т.н., за да се компенсират грешките на характеристиката при нейното изместване в следствие на изменение на радиуса на окръжността и в следствие на различния ъгъл, при който става измерването. И обратно, при определена настройка на дадена зона и избрано съответно съпротивление за настройка r можем да намерим импеданса на заработване, ако съответното съпротивление r_1 , r_2 и т.н. умножим с коефициента C_2 .

В експлоатационни условия при извършване на конкретните работи по настройването на защитите, импедансът на заработване на зоните се задава приведен към характеристиката $X=0$, настройва се при изведено устройство за изместване, след което се нагласява исканото изместване X .

Изброените проблеми, свързани с привеждането и с корекционните коефициенти C_2 , са във връзка с определянето на съпротивленията за настройка, коефициента на чувствителност и изборът на обхвата за настройка.

4. Определяне на обхвата за настройка на зоните

Превключвателят за обхвата на зоните на RD 110 е ключа C_1 с две положения – 0.5 и 1. При избора на работното положение на превключвателя трябва да се имат предвид следните съображения:

- долната граница на обхвата за настройка трябва да бъде не по-голяма от импеданса на първата зона;
- горната граница на обхвата за настройка трябва да бъде не по-малка от импеданса на третата (последната) зона;
- ако настройките на трите зони на дистанционната защита RD 110 се събират в обхвата за настройка и при двете положения на C_1 , трябва да се предпочита положението $C_1=0.5$, при което според данни за потребителите от завода-производител обхватът на тока на точната работа е по-голям;
- обхватът се избира по импеданса на първата зона, след което се проверява дали се събира третата зона. В случай на необходимост избраният обхват се изменя.

Когато настройките на зоните не се събират в обхвата на измервателното реле при всичките възможни положения на превключвателя на обхвата, точно се настройва първата зона, а се прави компромис спрямо третата, като се настройва на максималната възможна стойност (колкото разрешава минималния обхват). В случая, когато компромисът по отношение на третата зона е недопустим, избира се максималния обхват на превключвателя, зоната се събира в него, а първата зона, която не може да се настрои, се налага да се изведе. Такова ре-

шение е допустимо, ако защитавания електропровод има друга равностойна бързодействаща защита (например надлъжна диференциална защита).

5. Настройка на втора зона

Изчисленията на втората зона става по следните зависимости:

$$Z_2|_{\varphi_2} \leq k_c (Z_{ел} + k_p^{(i)} \cdot Z_1^{(i)}), k_c = 0.85;$$

$$t_2 \geq t_1^{(i)} + \Delta t \approx 0.6s;$$

$$k_{ч2} = \frac{Z_2}{Z_{ел}} \cdot \frac{C_2(\varphi_{ел})}{C_2(\varphi_2)} \geq 1,25.$$

където:

$Z_2 _{\varphi_2}$	модул и ъгъл на първичния импеданс на заработване на втората зона
$Z_1^{(i)}$	първичен импеданс на първа зона на i -тия електропровод, с която изчисляваната зона се съгласува
$k_p^{(i)}$	коэффициент на подпора - отношение от тока през следващата защита (на i -тия електропровод) и от тока през разглежданата защита, при к.с. в края на следващия, резервиран i -ти електропровод, с който се прави съгласуването
k_c	коэффициент на сигурност; $k_c=0,85$
t_2	закъснение на заработване на втората зона
$t_1^{(i)}$	закъснение на заработване на първата зона на защитата, заедно с времето на изключване на прекъсвача, на следващия i -ти електропровод, с която разглежданата защита се съгласува
Δt	стъпало за селективност, необходимо да осигури неизключването с втората зона на разглежданата защита при условие, че се налага да изключи първата зона $Z_1^{(i)}$ на следващия i -ти електропровод; за нашата енергийна система е прието $\Delta t=0,5s$
$k_{ч2}$	коэффициент на чувствителност на втора зона при к.с. в края на защитавания електропровод
$C_2(\varphi_2)$,	корекционни коефициенти при избория X и при ъгъла на втората зона φ_2 , респек-
$C_2(\varphi_{ел})$	тивно при ъгъла на електропровода $\varphi_{ел}$

Дължината на втората зона (импедансът) на заработване се изчислява така, че разглежданата защита да не заработва с втора зона при к.с. в края на първите зони $Z_1^{(i)}$ на защитите на всеки един от следващите резервирани електропроводи при реален минимален коэффициент на подпора $k_p^{(i)}$.

Втората зона на защитата получава (в случай на к.с. в края на първата зона на следващия електропровод $Z_1^{(i)}$) импеданс $Z_{ел}+Z_1^{(i)}k_p^{(i)}$. За да не заработва в този случай защитата с втора зона, трябва импедансът Z_2 да бъде по-малък с определена сигурност от подавания импеданс на к.с. Използваният коэффициент на сигурност $k_c < 1$ изпълнява тези изисквания. За големината на k_c влияят освен възможните грешки при определянето на $Z_{ел}$ и при осъществяване на настройката Z_2 , но още и грешките при определяне на $Z_1^{(i)}$ и грешките при осъществяването на настройките на защитата на следващия електропровод.

Определянето на първичния импеданс на заработване Z_2 по отношение на всеки един от следващите електропроводи дава различен резултат. От всичките тези решения трябва да се приеме това, което дава най-малка стойност на импеданса Z_2 , приведен към еднакъв ъгъл при

еднаква избрана настройка на изместване X , т.е. приема се за окончателна настройка този първичен импеданс Z_2 , за който

$$\frac{Z_2}{C_2(\varphi_2)} = \left| \frac{Z_2}{C_2(\varphi_2)} \right| \min.$$

Това е гаранция, че избраната настройка Z_2 е съгласувана с к.с. по всеки един от следващите електропроводи.

Коефициентът на подпора $k_p^{(i)}$ влияе чувствително върху изчислението на Z_2 . По-малкият k_p при еднакви останали данни определя по-малка дължина Z_2 . Коефициентът на подпора при к.с. в края на първата зона $Z_1^{(i)}$ на i -тия електропровод се определя съгласно

$$k_p^{(i)} = \frac{I_{к.с.}^{(i)}}{I_{к.с.}}$$

където:

$I_{к.с.}$ - фазен ток на к.с. през разглежданата защита;

$I_{к.с.}^{(i)}$ - фазен ток на к.с. през следващия електропровод (ток в мястото на к.с.).

В действителност коефициентът $k_p^{(i)}$ би трябвало да се определи като векторна величина, чието участие влияе върху ъгъла и модула на зоната. На практика обаче се приема $k_p^{(i)}$ да бъде скаларна величина за опростяване на изчислението и поради това, че допусканата грешка е малка.

Коефициентът $k_p^{(i)}$ зависи от избраното място на к.с. и в сложно преплетени мрежи при к.с. по различните електропроводи е различен. Точното определяне на $k_p^{(i)}$ изисква к.с. да бъде в края на съответната първа зона, с която се извършва съгласуването, но се допуска к.с. да бъде в края на следващия електропровод. Грешката от това изместване на мястото на к.с. остава за сметка на сигурността или на чувствителността. Относително по-голяма грешка от това изместване се получава в случаите, когато в мрежата съществуват достатъчно мощни обходни връзки. В тези случаи такова изместване трябва да се избягва. Върху големината на $k_p^{(i)}$ влияе мощността на източниците и захранващите връзки, свързани към шината на разглежданата защита и към междинната шина. Това се обуславя от различното влияние на тези източници върху големината на $I_{р.з.}$ и на $I_{к.с.}^{(i)}$. Условието, при които се изчислява коефициентът на подпора, трябва да бъдат така подбрани, че да се изчисли минималната му стойност спрямо к.с. по всеки електропровод, а от друга страна не бива да се приемат такива условия, които водят до преосигуряване и до ненужно намаляване на чувствителността, т.е. $k_p^{(i)}$ трябва да бъде определен като минимален, но реален. Обикновено коефициентът $k_p^{(i)}$ се изчислява, като се приемат всички източници, които работят към шината на разглежданата релейна защита, включени (за да увеличат тока $I_{к.с.}$), а част от най-мощните източници, които работят към междинната шина - изключени (за да се намали тока $I_{к.с.}^{(i)}$). Режимът за изчисление на $k_p^{(i)}$ трябва да се избира, като се имат предвид следните съображения:

- всички върхови централи към шините на разглежданата защита трябва да се приемат включени и всички върхови централи към междинните шини - изключени; такова условие е реално и може да бъде на лице в момента на к.с.;
- трябва да се вземат предвид възможните режимни превключвания - прехвърляне на източници от едни към други шини и от това доколко често са възможни такива превключвания;
- трябва да се вземат предвид изключвания на генератори и електропроводи за ремонт, защото това са изключвания с по-голяма продължителност; изключването на електропроводи и генератори за ремонт става обикновено поединично (освен при ремонт след едновременна авария), но паралелни електропроводи на общи стълбове обикновено се изключват заедно;

- трябва да се предвиждат аварийните изключения, които са възможни да стават по време на разглежданата авария - в следствие на неправилно действие на някоя от релейните защиты в близост до мястото на к.с. и това не бива да води до допълнително неправилно изключване на разглежданата защита;
- в зависимост от вида на к.с. изключването на различни източници и връзки влияе по различен начин върху $k_p^{(i)}$ и неговата стойност трябва да се определя при такова к.с. и изключването на такива връзки, които водят до най-малък коефициент;
- изключването на заземените силови трансформатори в мрежи с голям ток на земно съединение става относително рядко, тъй като в експлоатационен режим трансформаторите се заменят един с друг по отношение на заземяването;
- обходните връзки между шините влияят по различен начин върху $k_p^{(i)}$, като преценката за всяка отделна схема трябва да се прави конкретно.
- Твърдо установени правила при избора на режимите на работа за определяне на коефициентите $k_p^{(i)}$ няма и това създава едни от основните затруднения при определянето на импеданса на заработване. Инженерното решение на проблема изисква опитност и максимум допълнителна информация за режима на работа на връзките и генераторите в разглежданата мрежа.

Съгласуването на вторите зони с първите зони на всички следващи електропроводи се извършва освен по дължина (импеданс), още и по отношение на закъснението им. Резервното време $\Delta t = 0.5 \text{ s}$ се определя приблизително по следната зависимост:

$$\Delta t > t_{\text{ин.б.}} + t_{\text{гр.б.}} + t_{\text{гр.а.}} + t_{\text{в.а.}}$$

където:

Δt	стъпало за селективност
$t_{\text{гр.а.}}, t_{\text{гр.б.}}$	абсолютна стойност на грешката на закъснението на заработване на защитата на следващия електропровод (на първата й зона - възможно закъснение над приетото средно закъснение $t_1=0.1\text{s}$) респективно на разглежданата защита, (на втората й зона - възможно избързване под приетото средно закъснение t_2); грешките се дължат на грешки при нагласяване на t_2 , грешки в следствие изменение на условията на работа (изменение на температура, влажност), грешки в следствие стареене на защитата (износване на механиката) и грешки - удължаване на закъснението t_1 , в следствие на изключване в края на зоната; порядъкът на $t_{\text{гр.}} \approx 0.05 \div 0.10 \text{ s}$
$t_{\text{ин.б.}}$	собствено закъснение на изключване на прекъсвача на следващия електропровод, обикновено $t_{\text{ин.б.}}=0.06 \div 0.12\text{s}$
$t_{\text{в.а.}}$	закъснение на възвръщане на разглежданата защита след изключването на к.с.; $t_{\text{в.а.}}$ може да се колебае в по-широки граници в зависимост от наличния товар, пусковите процеси и настройката на пусковите релета на защитата.

Условието $t_2 \geq t_1^{(i)} + \Delta t$ трябва да бъде спазено по отношение на всеки един от следващите електропроводи, с които се извършва съгласуването. Ако при изчислението на t_2 се получават различни резултати в следствие на разлика в $t_1^{(i)}$, трябва да се приеме като окончателно решение максималното t_2 , т.е.

$$t_2 = |t_1^{(i)} + \Delta t|_{\text{макс}}$$

Обикновено при $t_1^{(i)} = 0,1\text{s}$ и $\Delta t = 0,5\text{s}$ се получава $t_2 = 0,6\text{s}$.

Коефициентът на чувствителност $k_{ч2}$ представлява отношение от настроеността и подаден импеданс при к.с. в края на защитавания електропровод. Понеже втората зона играе роля на основна защита на електропровода, изискването към чувствителността е $k_{ч} \geq 1,25$. Когато изискванията за чувствителност не са спазени, препоръчват се следните възможни решения:

- ако $k_{ч} < 1,2$, използването на втората зона с такава настройка губи смисъл; настройките Z_2, t_2 трябва да се изменят, като се увеличат (трябва да се съгласуват с вторите зони на следващите електропроводи), а ако увеличението на t_2 за последните 15% от електропровода е недопустимо, трябва да се потърси решение с използването на други по-бързодействащи защиты (второ стъпало на земната защита, диференциална и др.);
- ако $1,2 \leq k_{ч} < 1,25$ втората зона със съответната изчислена настройка се оставя в работа, но в този случай тази зона изпълнява роля на резервна защита: в този случай се изисква от второто стъпало на земната защита $K_{ч} \geq 1,5$ (в мрежа с голям ток на земно съединение).

При определянето на Z_2 рядко се изисква изчисляването на целия израз. При определянето на електропровода, който важи за изчислението е достатъчно да се сравняват величините $Z_1^{(i)} \cdot k_p^{(i)}$, като се избере електропровода с минимално произведение $Z_1 \cdot k_p$.

В дадените дотук зависимости участват импедансите с права последователност $Z_{ел}$, $Z_1^{(i)}$, Z_2 , т.е. те важат за случая на междуфазни к.с. без земя. В случая на земни съединения в зависимостите участват и импедансите с нулева последователност Z_0 , които са с по-голям ъгъл φ_0 . Ефектът от това по отношение на импеданса на зареждане е следния: благодарение на земния фактор f_e влиянието на тока се увеличава $1 + f_e(3I_0/I_\phi)$ пъти, а в същото съотношение се намалява подадения импеданс на измерването, т.е. настроената зона Z_2 остава същата, а подадения импеданс на земно к.с. в края на електропровода е:

$$Z_{к.с.(0)} = Z_{ел} \cdot \frac{1 + \alpha \cdot \beta}{1 + \alpha(1 + 3 \cdot f_e)}$$

където:

$$\alpha = \frac{I_0}{I_1 + I_2}; \quad \beta = \frac{Z_{ел.(0)}}{Z_{ел.}}$$

I_1, I_2, I_0 - ток с права, обратна и с нулева последователност на повредената фаза, който протича през защитата;

$Z_{ел}, Z_{ел(0)}$ - импеданс с права, респективно с нулева последователност на защитавания електропровод.

Чувствителността на втората зона при земно съединение в края на електропровода ще бъде:

$$k_{ч2(0)} = \frac{Z_2 \cdot C_2(\varphi_{к.с.(0)})}{C_2(\varphi_2) \cdot Z_{к.с.(0)}}$$

където:

$\varphi_{к.с.(0)}$ - ъгъл на импеданса $Z_{к.с.(0)}$

Настройката на втората зона трябва да бъде съгласувана освен с първите зони на всички следващи електропроводи $Z_1^{(i)}$, още и с импедансите на силовите трансформатори, свързани към шините на срещуположния край на защитавания електропровод, така че да не заработва при к.с. след трансформаторите. За случая се използват зависимостите

$$Z_2 | \varphi_2 \leq k_C \cdot (Z_{ел} + k_p^{(i)} \cdot Z_1^{(i)}),$$

$$t_2 \geq t_T^{(i)} + \Delta t,$$

където:

$Z_T^{(i)}$ - импеданс с права последователност на i -тия трансформатор, с който разглежданата защита се съгласува;

$t_T^{(i)}$ - закъснение на защитата на трансформатора при вътрешни к.с.; обикновено $t_T \leq 0,1s$ (при наличие на газова или диференциална защита или отсечка без закъснение);

Съгласуването на Z_2 със Z_T се постига обикновено лесно, т.е. не силовите трансформатори са определящи за Z_2 , тъй като абсолютната стойност $|Z_T|$ е относително голяма.

Изчислението на импеданса на втората зона (на зоните въобще) се характеризира с относително голяма грешка поради редица компромиси в изчисленията и опростяващи приемания. Тази грешка е по-голяма, когато к.с. е свързано със земя (за мрежа с голям ток на земно к.с.). Най-общо тези грешки се дължат на следните причини:

- мястото на к.с. (когато се приема то да бъде не на края на зоната на съответния следващ електропровод, а на неговия край);
- коефициентът на подпора k_p се определя като скаларна, а не като векторна величина;
- коефициентът на токовата компенсация f_c се определя също като скаларна, а не като векторна величина.
- обикновено зоната се изчислява по условията за междуфазни к.с., докато при земни к.с. се получават големи отклонения - коефициентът на подпора k_p е друг, изменя се чувствително корекционният коефициент за изместването на характеристиката $C_{2(\varphi_2)}$ в следствие изменението на ъгъла;
- допускат се грешки при определянето на импедансите и на токовете на к.с. на мрежата, както и при практическото нагласяване на защитите.

Обикновено импедансът на заработване на зоната се определя по условията на междуфазни к.с. Определянето му по условията на земни к.с. е по-трудоемко и бавно и затова се изпълнява по изключение.

6. Настройка на трета зона

Изчислението на третата зона става по следните зависимости:

$$Z_3|_{\varphi_3} = k_c (Z_{еп} + k_p \cdot Z_2^{(i)}) \quad k_c = 0.85;$$

$$t_3 = t_2^{(i)} + \Delta t \approx 1.1s;$$

$$k_{ч3} = \frac{Z_3}{Z_{к.с.}^{(i)}} \cdot \frac{C_3(\varphi_{к.с.}^{(i)})}{C_3(\varphi_3)} \geq 1.25,$$

където:

$Z_3 _{\varphi_3}$	модул и ъгъл на първичния импеданс на заработване на третата зона
$Z_2^{(i)}$	първичен импеданс на втора зона на i -тия електропровод, с който изчисляваната зона се съгласува
t_3	закъснение на заработване на третата зона
$t_2^{(i)}$	закъснение на заработване на втората зона на защитата на следващия, i -тия електропровод, с който разглежданата трета зона се съгласува
$k_{ч3}$	коефициент на чувствителност на трета зона при к.с. в края на i -тия следващ (резервиран) електропровод или при к.с. в края на защитавания електропровод
$C_2(\varphi_3)$,	корекционни коефициенти при избрания X и при ъгъла на третата зона, респек-

$C_2(\varphi_{к.с.}^{(i)})$	тивно при ъгъла $\varphi_{к.с.}^{(i)}$ на подадения импеданс на к.с. $Z_{к.с.}^{(i)}$
$Z_{к.с.}^{(i)}$	импеданс на к.с., който се подава на измервателното реле при к.с. в избраната точка, за която изчисляваме $k_{ч3}$

Останалите величини $k_p^{(i)}$, k_c , Δt , $Z_{ел}$ са дефинирани при втора зона.

Дължината на третата зона (импедансът на заработване) се изчислява така, че разглежданата защита да не заработва с трета зона Z_3 при к.с. в края на вторите зони $Z_2^{(i)}$ на защитите на всеки един от следващите, резервирани електропроводи при реален минимален коефициент на подпора $k_p^{(i)}$.

Третата зона на защитата получава (в случай на к.с. в края на втората зона на следващия електропровод $Z_2^{(i)}$) импеданс $Z_{ел} + Z_2^{(i)} \cdot k_p^{(i)}$. За да не заработва в този случай защитата с трета зона, трябва импедансът Z_3 да бъде по-малък с определена сигурност от подавания импеданс на к.с. Използваният коефициент на сигурност $k_c = 0.85 < 1$ изпълнява тези изисквания. За големината на k_c влияят освен възможните грешки при определянето на $Z_{ел}$ и при осъществяването на настройката Z_3 , но още и грешките при определяне на $Z_2^{(i)}$ и грешките при осъществяването на настройките на защитата на следващия електропровод.

За да бъде настройката на третата зона селективна, т.е. съгласувана с настройките на следващите защиты, тя трябва да бъде оразмерена по импеданс и по време в зависимост от вторите зони на следващите електропроводи. Определянето на първичния импеданс на заработване Z_3 по отношение на всеки един от следващите електропроводи дава различен резултат. От всичките тези решения трябва да се приеме това, което дава най-малка стойност на импеданса Z_3 , приведен към еднакъв ъгъл при избраната настройка на изместване X , т.е. приема се за окончателна настройка този първичен импеданс Z_3 , за който

$$\frac{Z_3}{C_2(\varphi_3)} = \left| \frac{Z_3}{C_2(\varphi_3)} \right|_{\min}$$

Спазването на това условие е гаранция, че избраната настройка Z_3 е съгласувана с к.с. по всеки един от следващите електропроводи.

Коефициентът на подпора $k_p^{(i)}$ влияе чувствително върху изчислението на Z_3 . По-малкият k_p при еднакви останали данни определя по-малка дължина Z_3 . Коефициентът на подпора при к.с. в края на втората зона $Z_2^{(i)}$ на i -тия електропровод се определя съгласно зависимостта

$$k_p^{(i)} = \frac{I_{к.с.}^{(i)}}{I_{к.с.}}$$

където

$I_{к.с.}$ - фазен ток на к.с. през разглежданата защита;

$I_{к.с.}^{(i)}$ - фазен ток на к.с. през следващия електропровод.

Коефициентът $k_p^{(i)}$ зависи от избраното място на к.с. и в общия случай при к.с. по различните електропроводи $k_p^{(i)}$ е различен. Точното определяне на $k_p^{(i)}$ за трета зона изисква к.с. да бъде в края на съответната втора зона, с която се извършва съгласуването. На практика обаче изчислението на $I_{к.с.}$ и $I_{к.с.}^{(i)}$ при к.с. в края на втората зона на следващия електропровод е по-трудоемко и затова се приема к.с. в края на следващия електропровод. Въобще, проблемите при определянето на $k_p^{(i)}$ за трета зона са идентични с проблемите при определянето му за втора зона, т.е. $k_p^{(i)}$ в двата случая се приема еднакъв.

Съгласуването на закъснението на третите зони с това на вторите зони на следващите електропроводи става по аналогичен начин, както при втора зона. Приетото стъпало за селективност Δt има същата стойност. Окончателната настройка t_3 се приема тази, която удовлетворя-

ва условията по отношение на вторите зони на всички следващи електропроводи, т.е. избира се максималното необходимо t_3 :

$$t_3 = |t_2^{(i)} + \Delta t|_{\max}$$

Обикновено при $t_2^{(i)} = 0.6$ s и $\Delta t = 0.5$ s се получава $t_3 = 1.1$ s.

Коефициентът на чувствителност $k_{ч3}$ представлява отношение от настрояния и подаден импеданс при к.с. в предварително избрана точка на някой от следващите електропроводи в зависимост от изискванията, които се поставят към третата зона.

Когато втората зона на разглеждания електропровод няма нужния $k_{ч2} \geq 1,25$ при к.с. в края на защитавания електропровод, третата зона на защитата поема ролята на основна защита. В тези случаи $Z_{к.с.}^{(i)} = Z_{ел}$, $\varphi_{к.с.}^{(i)} = \varphi_{ел}$ и

$$k_{ч3} = \frac{Z_3 \cdot C_2(\varphi_{ел})}{Z_{ел} \cdot C_2(\varphi_3)} \geq 1.25.$$

Във всички останали случаи, когато чувствителността на втората зона задоволява явно и изискванията към $k_{ч3}$ при к.с. в края на защитавания електропровод са изпълнени.

При к.с. в края на i -тия от следващите електропроводи на разглежданата защита се подава импеданс на к.с. $Z_{к.с.} = Z_{ел} + Z_{ел}^{(i)} \cdot k_p^{(i)}$. Най-тежките условия за чувствителността на зоната са тези, при които $k_p^{(i)} = k_p^{(i)}_{\max}$, разбира се определен при някакви реални условия на работа. В случай, че се поставя изискването третата зона да защитава края на няколко или на всички следващи електропроводи, трябва да бъде изпълнено условието, в което

$$Z_{к.с.}^{(i)} = Z_{ел} + Z_{ел}^{(i)} \cdot k_p^{(i)}_{\max}$$

където:

$Z_{ел}$	импеданс на защитавания електропровод
$Z_{ел}^{(i)}$	импеданс на i -тия от следващите електропроводи, спрямо които се определя $k_{ч3}$
$k_p^{(i)}_{\max}$	максимален реален коефициент на подпора, определен при к.с. в края на i -тия следващ електропровод

Максималният коефициент на подпора $k_p^{(i)}_{\max}$ се определя при условия, обратни на тези, при които се определя $k_p^{(i)}$ за изчисление на Z_2 и Z_3 . Приемат се изключени част от източниците, които работят към собствената шина, а източниците, които работят на шината на следващия електропровод, се приемат всички включени. Всички съображения по отношение на $k_p^{(i)}$ за втора зона важат и тук, но изменени в смисъл, че се търси режима на максимален $k_p^{(i)}$. По подобен начин трябва да се разглежда ролята на паралелните връзки.

В много случаи при пръстеновидна мрежа с многостранно захранване не може да се постигне чувствителност на третата зона при к.с. в края на всички следващи електропроводи. Такава чувствителност се постига относително по-лесно влъчисти мрежи с едностранно захранване (когато $k_p^{(i)} = 1$). В случай, че третата зона няма чувствителност при к.с. в края на резервираните електропроводи, възможно е като критерий - преценка за ефективността от нейното използване да се въведе относителния коефициент на чувствителност

$$k_{ч3/2} = \frac{Z_3 \cdot C_2(\varphi_2)}{Z_2 \cdot C_2(\varphi_3)} \geq 1.2 \div 1.5.$$

Коефициентът $k_{ч3/2}$ показва чувствителността на третата зона при к.с. в края на втората зона на същата защита. В случай, че $k_{ч3/2} < 1,2$ става безпредметно използването на третата зона с определената настройка.

В случай, че изчисляваната трета зона не задоволява формулираните изисквания за чувствителност, препоръчва се нейната настройка да се измени, като се увеличи импедансът на зареждане и съответно закъснението:

$$Z_3 | \varphi_3 \leq k_c (Z_{ел} + k_p \cdot Z_3^{(i)}),$$

$$t_3 \geq t_3^{(i)} + \Delta t.$$

По този начин изчисляваната трета зона се съгласува с третите зони на дистанционните защиты на следващите електропроводи, но увеличението на чувствителността ѝ е за сметка на по-голямото закъснение. Закъсненията t_3 в една мрежа при определено стъпало $\Delta t = 0.5$ s се нареждат в гамата 1.1 – 1.6 – 2.1 – 2.6 s и т.н.

При определянето на Z_3 рядко се изисква изчисляването на целия израз за Z_3 . При определянето на електропровода, който важи за изчислението е достатъчно да се сравняват величините $Z_2^{(i)} \cdot k_p^{(i)}$, респективно $Z_3^{(i)} \cdot k_p^{(i)}$, като се избере електропровода с минимално произведение $Z^{(i)} \cdot k_p^{(i)}$.

В дадените дотук зависимости за трета зона участват импедансите с права последователност и важат за случая на междуфазни к.с. без земя. В случая на земни съединения в горните зависимости участват и импедансите с нулева последователност, които са общо взето с по-голям ъгъл. Благодарение на токовата компенсация влиянието на тока в защитата се увеличава

$1 + f_e \frac{3I_0}{I_\phi}$ пъти, а в същото съотношение се намалява подадения импеданс на измерването,

т.е. настройката на зона Z_3 остава същата, а подадения импеданс на земно к.с. в края на следващия i -ти електропровод е:

$$Z_{к.с.(0)} = \frac{Z_{ел.} (1 + \alpha \cdot \beta) + \frac{Z_{ел.}^{(i)}}{k_p^{(i)}} (1 + \alpha^{(i)} \cdot \beta^{(i)})}{1 + \alpha(1 + 3f_e)}$$

където:

$$\alpha = \frac{I_0}{I_1 + I_2}; \quad \alpha^{(i)} = \frac{I_0^{(i)}}{I_1^{(i)} + I_2^{(i)}}; \quad \beta = \frac{Z_{ел.(0)}}{Z_{ел.}}; \quad \beta^{(i)} = \frac{Z_{ел.(0)}^{(i)}}{Z_{ел.}^{(i)}}$$

$Z_{ел.}, Z_{ел(0)}$ импеданс с права, респективно с нулева последователност на защитавания електропровод;

$Z_{ел}^{(i)}, Z_{ел(0)}^{(i)}$ импеданс с права, респективно с нулева последователност на следващия i -ти електропровод;

I_1, I_2, I_0 ток с права, с обратна и с нулева последователност на повредената фаза, който протича през защитата;

$I_1^{(i)}, I_2^{(i)}, I_0^{(i)}$ ток с права, с обратна и с нулева последователност на повредената фаза, който протича през следващия i -ти електропровод;

$k_p^{(i)} = \frac{I_1^{(i)}}{I_1}$ векторен коефициент на подпора на токовете с права последователност

Чувствителността на третата зона при земни съединения в края на i -тия следващ електропровод е

$$k_{ч3(0)} = \frac{Z_3 \cdot C_2(\varphi_{к.с. (0)})}{C_2(\varphi_3) \cdot Z_{к.с. (0)}},$$

където:

$\varphi_{к.с. (0)}$ - ъгълът на импеданса $Z_{к.с. (0)}$

Подобно на втора зона и третата трябва да бъде съгласувана по дължина и закъснение със защитите на силовите трансформатори, свързани към шините на срещуположния край на защитавания електропровод, така че да не заработва при к.с. след трансформаторите. За случая се използват зависимостите

$$\begin{aligned} Z_3|\varphi_3 &\leq k_c(Z_{ел} + k_p^{(i)} \cdot Z_T^{(i)}) \\ t_3 &\geq t_T^{(i)} + \Delta t \end{aligned}$$

където Z_T и t_T са дефинирани както при втора зона.

7. Настройка на удължената зона

Изчислението на удължената зона, независимо от това дали удължението става преди или след АПВ, се извършва по следните зависимости:

$$\begin{aligned} Z_k|\varphi_k &= k_y \cdot Z_{ел} \\ t_k &= 0 \end{aligned}$$

където:

$Z_k|\varphi_k$ - модул и ъгъл на първичния импеданс на заработване на удължената зона;

k_y - коефициент на удължението на зоната: $k_y = 1.2 \div 1.25$;

$Z_{ел}$ - импеданс на защитавания електропровод.

Коефициентът на удължението k_y се приема $1.2 \div 1.25$, т.е. $k_y > 1$, с което се изпълнява изискването Z_k да обхваща дължината на целия електропровод с определена сигурност в следствие на различни възможни грешки (грешки при определянето на $Z_{ел}$ и грешки при осъществяването на настройката на защитата).

Закъснението на удължената зона t_k в действителност не е нула, а се определя от собственото закъснение на защитата (вж. Първа зона).

Ъгълът на удължената зона φ_k е равен на ъгъла на електропровода $\varphi_{ел}$.

Максималният импеданс на удължената зона Z_k е ограничен от изискването тя да не заработва при много далечни к.с., в частност да не заработва при к.с. на края на следващите, резервирани електропроводи. Това изискване може да се формулира като условие импедансът Z_k да не бъде по-голям от импеданса на втората зона Z_2 на същата защита, т.е.

$$\frac{Z_k}{C_2(\varphi_k)} \leq \frac{Z_2}{C_2(\varphi_2)}$$

или при $C_2=1$

$$Z_k \leq Z_2.$$

Определящо обаче винаги остава условието $Z_k:Z_{ел} \geq 1,2$.

8. Изчисление на вторичните импеданси и съпротивленията за настройка на зоните

Всеки първичен импеданс се привежда към вторичната страна на измервателните трансформатори съгласно

$$Z_{II} = Z_I \frac{K_{TT}}{K_{TH}},$$

където:

Z_I - зададен първичен импеданс;

Z_{II} - съответен вторичен импеданс;

K_{TT} , K_{TH} - коефициент на трансформация на токовете трансформатори, респективно на трансформаторите за напрежение.

Съпротивленията за настройка на зоните на защитата RD 110 се изчисляват съгласно следните зависимости:

$$r_1 = \frac{2Z_1}{C_1 \cdot C_2(\varphi_1)} - C_3$$

$$r_k = \frac{2Z_k}{C_1 \cdot C_2(\varphi_k)} - C_3 - r_1$$

$$r_2 = \frac{2Z_2}{C_1 \cdot C_2(\varphi_2)} - C_3 - r_1$$

$$r_3 = \frac{2Z_3}{C_1 \cdot C_2(\varphi_3)} - C_3 - r_1 - r_2$$

където:

r_1, r_k, r_2, r_3 съпротивления за настройка на съответната зона

Z_1, Z_k, Z_2, Z_3 вторични импеданси на настройките на съответните зони, зададени при действителните ъгли на зоните $\varphi_1, \varphi_k, \varphi_2, \varphi_3$;

C_1 коефициент на обхвата за настройка (вж. Първа зона);

$C_{2(\varphi)}$ корекционен коефициент, в следствие изместването на характеристиката при съответния ъгъл на зоната (вж. Първа зона);

C_3 основен импеданс на защитата, равен на удвоения вторичен импеданс на заработване на първата зона на защитата при $r_1=0$,
 $C_3 = 1\Omega$ при $I_n = 1A$ и $C_3 = 0.2\Omega$ при $I_n = 5A$

Необходимо е получените резултати да се закръглят към най-близките действителни стойности, които са предвидени в защитата.

9. Настройка на четвъртата зона

Величината на заработване на четвъртата зона - ток на заработване или импеданс на заработване се определя от пусковите органи. Определянето на настройката на пусковите релета е разгледано по-горе.

Закъснението на заработване на четвъртата зона t_4 зависи от:

- вида на пусковите релета - токови или импедансни, със или без зависимост от ъгъла;
- посочността на четвъртата зона;
- закъснението на четвъртите зони на защитите на съседните електропроводи;

- чувствителността на пусковите релета - до къде стига четвъртата зона.

Изчислението на закъснението на четвъртата зона става съгласно:

$$t_4 \geq t_4^{(i)} + \Delta t$$

където:

t_4 - закъснение на заработване на четвъртата зона;

$t_4^{(i)}$ - закъснение на заработване на четвъртата зона на защитата на съседния i -ти електропровод.

Закъснението на четвъртата зона се съгласува със закъсненията на четвъртите зони на защитите на съседните електропроводи, т.е. при определяне на окончателното решение за t_4 се избира такова закъснение, което удовлетворява съгласуването с всеки един от съседните електропроводи, а това е максималното закъснение

$$t_4 = |t_4^{(i)} + \Delta t|_{\max}.$$

Закъснението t_4 зависи директно от това дали четвъртата зона е посочна или не. Когато зоната е посочна, в условието участват $t_4^{(i)}$ на защитите на електропроводите, които са следващи по отношение на разглежданата защита, при к.с., по които посочното реле за защитата разрешава изключване на прекъсвача. Когато четвъртата зона е непосочна, в условието участва $t_4^{(i)}$ и на защитите на електропроводите, които са в гръб по отношение на посочното реле на разглежданата защита, при к.с., по които посочното реле на защитата не разрешава изключване на прекъсвача.

Видът на пусковите релета играе роля върху определянето на t_4 по аналогичен начин, в частност роля играе чувствителността на пусковите релета при к.с. в гръб на защитата, когато четвъртата зона е непосочна. В случая, когато чувствителността на пусковите релета при к.с. в гръба е ограничена, не е необходимо t_4 да се съгласува със закъсненията $t_4^{(i)}$ на четвъртите зони на тези защити. Това е допустимо в случаите, когато пусковите релета не заработват (нямат чувствителност) при к.с. в края на третите зони на защитите в гръб на разглежданата, а закъснението t_4 е съгласувано (с Δt по-голямо) със закъсненията на третите зони на тези защити. На практика проверката на чувствителността на пусковите релета на защитата при к.с. в споменатите условия е трудоемка (зависи от режима на захранване при к.с. в гръб, зависи от мястото на к.с.) и не се прави, а в повечето случаи се приема четвъртата зона да бъде посочна. Такова решение се оправдава и се налага още и по следните съображения:

- когато се използват токови пускови релета, съгласуването и степенуването на четвъртите зони не може по принцип да се осъществи правилно, дори и при използването на посочните релета (при посочни четвърти зони), когато се касае до пръстеновидни мрежи с многостранно захранване; проблемът е аналогичен на случая с използването и степенуването на посочни защити в такива мрежи;
- чувствителността на токовите пускови релета се влияе силно от режима на захранване, т.е. на тази чувствителност мъчно може да се разчита;
- при използването на импедансни пускови релета, изчисленията са по-трудоемки, защото освен токът на к.с. трябва да се определя още и остатъчното напрежение; импедансът на заработване на използваните пускови релета не е константен, а зависи от тока на к.с.;
- преценката на чувствителността на пусковите релета при използването на комплекта Q4 може да се извърши само по характеристики, построени по опитен път или получени от завода-производител.

При съгласуването на t_4 със защитите на следващите резервирани електропроводи трябва да се имат предвид следните съображения:

- стриктното изпълнение на това изискване е възможно само в лъчисти мрежи или в пръстеновидни мрежи с едностранно захранване без диагонали или с диагонали, които минават през точката на захранване на пръстена;
- във всички останали по-сложни схеми на мрежата изискването може да бъде спазено само за част от мрежата за отделни участъци; местата, в които степенуването на закъсненията се нарушава, могат и трябва да бъдат подходящо избрани, така че вероятността от неселективни изключения да бъде минимална;
- степенуването на закъсненията на четвъртите зони една от друга води до увеличението на t_4 до по-големи стойности; увеличението на t_4 над $5\div 6$ s в повечето от случаите е безпредметно;
- когато при к.с. зад силовите трансформатори пусковите релета имат чувствителност, закъснението на четвъртата зона трябва да бъде съгласувано със закъснението на максимално токовата защита на трансформаторите, т.е.

$$t_4 \geq t_T^{(i)} + \Delta t,$$

където:

$t_T^{(i)}$ - закъснение на защитите срещу външни к.с. на i -тия трансформатор (максимално токова защита); за нормалния случай, при който силовите трансформатори представляват лъчисти разклонения, условието може и трябва да се спазва стриктно.

Определянето на закъсненията на четвъртите зони в дадена мрежа се извършва едновременно и свързано за всички защиты. Понеже изискванията за t_4 не са строго дефинирани, възможни са няколко варианта - решения за разглежданата мрежа, от които трябва да се избере най-добрият - с най-малки закъснения и с най-малки възможности за неселективно действие.

Чувствителността на пусковите релета се определя едновременно с изчислението на тяхната настройка. Настройките на пусковите релета са едновременно и настройки на четвъртата зона и както беше споменато вече за тях важат изискванията:

- като основна защита: $k_q \geq 1.5$ при к.с. в края на защитавания електропровод;
- като резервна защита: $k_q \geq 1.2$ при к.с. в края на следващите резервирани електропроводи; когато един от следващите участъци е силов трансформатор, разглежданата дистанционна защита трябва да има същата чувствителност и при к.с. зад силовия трансформатор.

10. Настройка на петата зона

Под условното наименование петата зона се разбира предвиденото в защитата изключване с последния, пети контакт на релето за време. За да изключи дистанционната защита с петата зона, необходимо условие е нейните пускови релета да са заработили, а нито една от останалите четири зони да не е заработила, т.е. к.с. да е станало в гръб на защитата. Това е възможно, когато четвъртата зона е посочна.

Дължината, която обхваща петата зона, зависи от чувствителността на пусковите релета. В посока по защитавания електропровод дължината на петата зона е равна на дължината на четвъртата зона; в сравнение с четвъртата зона, петата обхваща и някаква дължина в обратна посока - до където успяват да заработят пусковите релета. В такъв случай е безсмислено да се поставят изисквания към чувствителността на петата зона - в права посока тя е равна на чувствителността на четвъртата зона, а евентуална ниска чувствителност при к.с. в гръб на защитата не може да бъде определяща за настройката на пусковите релета.

Петата зона на една защита се използва само в случая, когато четвъртата ѝ зона е посочна. Когато четвъртата зона е непосочна, контактът t^5 на релето за време може да се настрои $t_5=t_4$.

В случай, че четвъртата зона правилно е избрана посочна, петата зона може да бъде само със закъснение, по-голямо от това на четвъртата зона, т.е. в сила е изискването

$$t_5 > t_4$$

Петата зона играе роля на последна резерва при к.с. в гръб на защитата; в посока на защита-вания електропровод тази зона нормално не може да действа, защото винаги се изпреварва от четвъртата зона.

Не във всички случаи, в които четвъртата зона е посочна, може да се въведе в действие закъснение на контакта t^5 . Във всички случаи, когато на забраната на посочното реле се разчита при съгласуването на пусковите релета с максималния товар, петата зона не бива да се въвежда в действие. Такива условия са налице например, когато дистанционната защита има токови пускови органи, чиято настройка не е съобразена с максималния пусков товар, който се пренася в посока, обратна на защитаваната (когато това се налага по съображения за чувствителност). Това намалява приложението на петата зона в мрежите, защитите на които са съоръжени с токови пускови релета.

Закъснението на петата зона се определя съгласно зависимостта

$$t_5 \geq t_4^{(i)} + \Delta t$$

където:

t_5 - закъснението на петата зона;

$t_4^{(i)}$ - закъснение на четвъртите зони на защитите на електропроводите, които са в посока - обратна на защитаваната от разглежданата защита, с които нейната пета зона трябва да се съгласува.

Закъснението на петата зона трябва да бъде съгласувано със закъснението на четвъртите зони на защитите на всичките съседни електропроводи, т.е. за t_5 трябва да се избере максималното необходимо закъснение съгласно

$$t_5 \geq |t_4^{(i)} + \Delta t|_{\max}$$

11. Определяне посочността на четвъртата зона

Четвъртата зона на употребяваните у нас защиты може да се прави по избор посочна или непосочна в зависимост от конкретните условия.

Непосочната четвърта зона има минимални предимства в сравнение с посочната:

- служи за резервна защита при к.с. в гръб;
- сигурността на зоната е по-висока, понеже не зависи от действието на посочното реле.

Тези съображения изискват четвъртата зона да бъде непосочна, ако има условия за това, т.е. не бива четвъртата зона да се прави посочна, ако това не е необходимо.

Четвъртата зона трябва да бъде непосочна, ако токът при к.с. в гръба на защитата не е достатъчен с определена сигурност да доведе пусковите релета до заработване във всички реално възможни режими на захранване, в частност при максимален ток на к.с.

$$I_{з.р.} \geq k_c \cdot I_{к.с. гръб}$$

където:

$I_{з.р.}$ - ток на заработване на пусковите релета;

$I_{к.с. гръб}$ - пълният ток на фазата, по която има к.с., когато е станало в гръб на защитата при максимално захранване;

k_c - коефициентът на сигурност; $k_c = 1.2 > 1$

Условието е налице в редки случаи, когато захранването на к.с. през защитата (в гръб) е с малка мощност. В частния случай на едностранно захранена лъчиста мрежа $I_{к.с.гръб}=0$.

Посочността на четвъртата зона на защитата с токови пускови релета зависи от настройката на пусковите релета и закъснението на четвъртата зона на разглежданата защита в сравнение с настройката на пусковите релета и закъснението на четвъртата зона на защитата, монтирана на срещуположния край на електропровода. Така четвъртата зона на защитата е непосочна при условие, че

$$I_{з.р.} \geq I_{з.р.сп.}$$

$$t_{з.р.} \geq t_{з.р.сп.}$$

където:

$I_{з.р.}$, $t_{з.р.}$ - ток на заработване и закъснение на четвъртата зона на защитата, на която четвъртата зона е непосочна;

$I_{з.р.сп.}$, $t_{з.р.сп.}$ - ток на заработване и закъснение на четвъртата зона на защитата, монтирана на срещуположния край на електропровода.

Горното условие се проверява лесно, защото величината на заработване $I_{з.р.}$ е еднаква за двете защиты. Аналогично условие при наличие на импедансни пускови релета се формулира по следния начин:

В случаите, когато е изпълнено поне едно от условията, които отговарят на незарботване на пусковите релета на срещуположната защита

- или $I_{з.р.сп.} > I$
- или при $I \geq I_{з.р.сп.}; U_{з.р.сп.} < U_{сп.}$
- Трябва да бъде изпълнено поне едно от условията, които осигуряват незарботването на пусковите релета и на разглежданата защита
- или $I_{з.р.} > I$
- или при $I \geq I_{з.р.}; U_{з.р.} < U$

В случаите, когато заработват пусковите релета на защитата, заработват пусковите релета и на срещуположната защита и селективността им се осигурява, само ако е спазено условието:

$$t_{з.р.} \geq t_{з.р.сп.}$$

При спазване на тези условия четвъртата зона на защитата трябва да бъде непосочна.

За горните зависимости е прието:

$U_{з.р.}$, $U_{з.р.сп.}$ напрежение на заработване на четвъртата зона на защитата (с непосочна четвърта зона) при ъгъл φ , респективно на срещуположната защита при ъгъл $\varphi_{сп.}$ при един и същи ток I през двете защиты;

U , $U_{сп.}$ напрежение, което се подава на защитата, респективно на срещуположната защита при разглежданото к.с.;

φ , $\varphi_{сп.}$ ъгъл между U и I , респективно между $U_{сп.}$ и I при разглежданото к.с.;

I ток на к.с. през двете защиты при разглежданото к.с. в - в края на четвъртата зона на срещуположната защита;

$I_{з.р.}$, $I_{з.р.сп.}$ минимален ток на заработване на пусковите релета на защитата ($I_{з.р.}$ на релетата A_1 за Q4), респективно за срещуположната защита;

$t_{з.р.}$, $t_{з.р.сп.}$ закъснение на заработване на четвъртата зона на защитата, респективно на срещуположната защита.

Условията съответстват на изискването пусковите релета на защитата да заработват само в случай, че са заработили и пусковите релета на срещуположната защита и че защитата няма да изключи с четвърта зона преди да е имала възможност да заработи срещуположната защита със своята четвърта зона.

Пусковите релета на комплекта Q4 имат ъгловазависими характеристики на заработване. Срещуположната защита работи при ъгъл близък до 90° , т.е. при максимална чувствителност по отношение на ъгъла, а разглежданата при ъгъл, близък до 270° , т.е. при минимална чувствителност по отношение на ъгъла. Точното изчисление и преценката на величините, които се подават на двете защиты е много трудоемко и може да се извърши само по характеристики, построени за диапазона $90^\circ \div 360^\circ$ по опитен път или получени от завода-производител.

На практика се допуска изпълнението на непосочна четвърта зона в случаите на ъгловазависими импедансни пускови релета, когато е изпълнено само условието по време. За сметка на това трябва да бъдат налице следните предпоставки:

- защитите на всички електропроводи, които са свързани със същата шина, към която работи и електропроводът, чиято четвърта зона се разглежда, трябва да имат необходимата чувствителност на своите четвърти зони;
- четвъртата зона на защитата трябва да бъде нормално степенувана със защитите, свързани към същата шина; ако това степенуване се прекъсва точно при срещуположната защита, препоръчва се четвъртата зона да бъде посочна и петата зона да не се въвежда.

12. Избор на режима на работа на блокировката срещу неправилни действия при разлюляване

Дистанционната защита RD 110 има вградена блокировка срещу неправилни действия при разлюляване РК. Блокировката може да бъде по желание изведена (шунтирани контактите РК) или въведена в действие.

Единственото условие, което трябва да бъде спазено, за да може да се въведе блокировката РК в действие, е първата зона да бъде без закъснение.

С оглед увеличаване сигурността на работа на защитата, блокировката РК не трябва да се въвежда в действие, ако няма нужда за това.

По същността на своето действие, блокировката възпрепятства изключването само с първата или с първата удължена зона, т.е. ако центърът на люлеене се намира по защитавания електропровод или в началото на следващия електропровод (при център на люлеене в края на удължената зона).

Ако импедансът на люлеене може да попадне в характеристиката на първата зона или на удължената зона на дадена защита, това е критерий за въвеждането на блокировката РК.

Защитата RD 110 има вграден потенциометър, с който се настройва времето на възвръщане t_{pk} на блокировката, т.е. времето на повторното въвеждане на първата (или удължената) зона след заработване на измервателното реле в процес на люлеене. На практика това време се настройва на максималното възможно:

$$t_{pk} \geq 0.6 \text{ s.}$$

Особени случаи на настройка

Особените случаи на настройка на дистанционната защита, разглеждани по-долу се свеждат до случаите на паралелни електропроводи - със или без сумарни защиты и къси електропроводи. Такива електропроводи създават особености, както за защитите на самите електропро-

води, на които са монтирани, така и за защитите, които се съгласуват със защити на такива електропроводи.

А. Особенности при къси електропроводи

Дистанционната защита, монтирана на късия електропровод, сама за себе си обикновено има добра чувствителност, тъй като импедансът на нейните зони се сравнява с относително малкия импеданс на нейния къс електропровод. Колкото се отнася до защитите, които се съгласуват с този къс електропровод, респективно с неговата първа зона, това води до необходимост от скъсяване на вторите им зони (с оглед съгласуването по импеданс), които в много случаи се получават с ниска чувствителност, тъй като сравнението се прави между малкия импеданс на втората зона и относително големия импеданс на дългия електропровод.

Импедансът на зоните, в частност на втората зона, зависи от коефициента на подпора и от дължината на първата зона $Z_1^{(i)}$, която е определяща за съгласуването ѝ. На базата на приетия коефициент на сигурност $k_c=0,85$ и необходимия коефициент на чувствителност $k_q=1,2\div 1,5$ може да се определи импедансът на i -тия електропровод $Z_{ел.}^{(i)}$, който може да доведе до лоша чувствителност (т.е. да се окаже електрически “къс”). Наличието на източници на захранване в междинната подстанция често компенсира влиянието на малкия импеданс.

Разглежданото влияние на късия електропровод важи преди всичко при определянето на вторите зони на съгласуваните електропроводи; върху чувствителността на третите зони може да окаже влияние една поредица от два или повече къси електропроводи. Чувствителността може да се подобри за сметка на увеличаване на времето на заработване на зоните със закъснение.

В случая, когато късият електропровод е съоръжен с надлъжна диференциална защита или с друга защита, която обхваща целия електропровод и изключва без закъснение, се препоръчва съгласуването на втората зона на разглежданата защита да се извършва с импеданса на i -тия къс електропровод, а не с импеданса на първата зона на защитата.

В случая на поредица от къси електропроводи, съоръжени с надлъжни защити, и когато шините на следващите подстанции са защитени с диференциални защити, се допуска импедансът на разглежданата втора зона да се съгласува с импеданса на първа зона на последващ електропровод или шина, докдето всички къси съединения се изключват без закъснение, без да се увеличава собственото време t_2 на защитата. В този случай при отказ на прекъсвач или защита изчисляваната втора зона ще действа неселективно. Ако изчислената по този начин втора зона има много по-висока чувствителност за края на електропровода от тази, която се изисква, може да се приеме зона, изчислена по чувствителност.

$$Z_2|_{\Phi_2} = k_{q2} \cdot Z_{ел}|_{\Phi_2}$$

То този начин се намалява участъка на неселективно действие на втора зона при отказ на съоръжение.

Б. Особенности при паралелни електропроводи.

Особеностите и затрудненията, които възникват при изчисляването на защитите при наличие на паралелни електропроводи, са следните:

- чувствителността на зоните при земни съединения се изменя в сравнение с чувствителността при междуфазни к.с. По съображения за селективност земният фактор на дистанционните защити трябва да се изчислява в зависимост от минималния импеданс с нулева последователност при различните режими на работа (при изключване на единия електропровод) и това е причина за намаляване на чувствителността при други режими;
- наличието на паралелни електропроводи (със или без взаимен реактанс между тях) затруднява съгласуването на защитите на съседните електропроводи със защитите на паралелните електропроводи: при к.с. в края на паралелните електропроводи коефициентът на подпор за защитата се получава малък, в частен случай при два електроп-

ровода и липса на захранване на междинните шини $k_p=0,5$, което влошава чувствителността;

- защитите на паралелните електропроводи са обикновено по-сложни; в допълнение те се съоръжават с напречни, надлъжни или сумарни защиты;
- чувствителността на останалите защиты за външни к.с. на паралелни електропроводи е също ниска, така че не може да се разчита на тях (земна защита, отсечки и др.);
- дистанционната защита на единия от двата електропровода (обикновено втора и трета зона) трябва да служи за резервна защита на съответно другия електропровод при това резервното действие на защитата може да се осъществи само каскадно, т.е. с допълнително закъснение;
- изключването и заземяването в двата края на единия от двата паралелни електропровода води до силно намаляване на импеданса с нулева последователност във веригата на останалия в работа електропровод; този случай не се взема предвид при определяне настройката на токовата компенсация поради малката вероятност на разглеждания случай;
- в много от случаите при наличието на паралелни електропроводи и необходимост от изграждане на междинна подстанция се прибегва до изпълнението на икономични схеми, които още повече затрудняват изпълнението на релейните защиты - появяват се паралелни електропроводи с едно или повече отклонения, с междинна подстанция (с вход и изход), появяват се и последователно свързани няколко двойки паралелни електропроводи (някои от тях могат да бъдат и къси); явно в такива случаи може да се стигне до незадоволителни решения за релейните защиты, в частност - за дистанционните защиты.

Възможните подобрения на релейните защиты с трифазно действие на паралелни електропроводи, когато обикновените изпълнения не задоволяват, са следните:

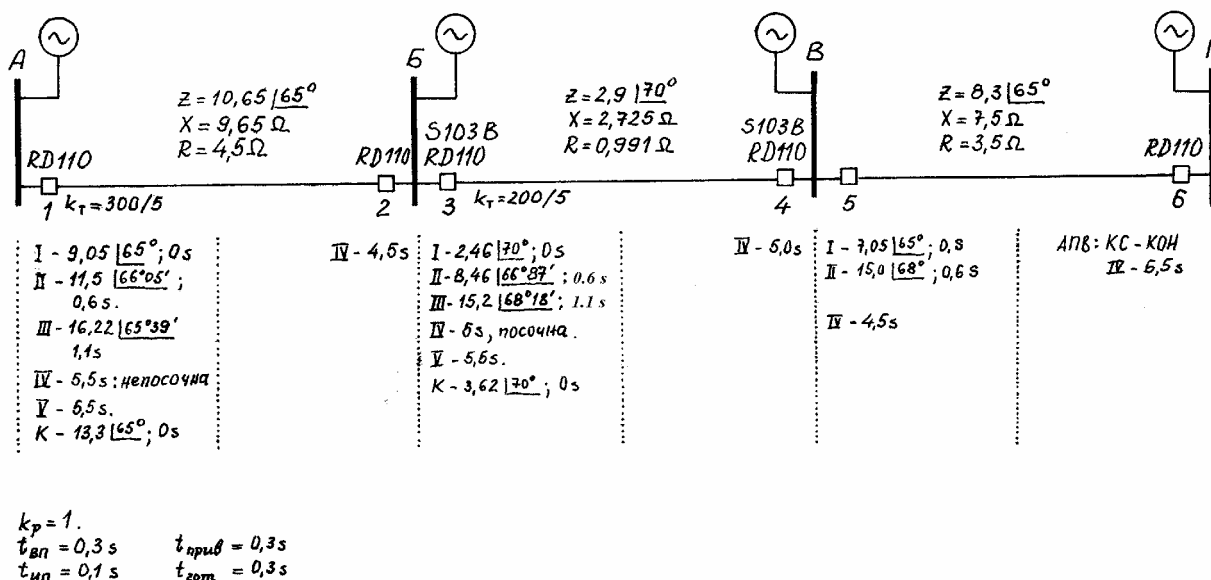
- използване на напречни диференциални защиты, които да работят с пълния ток на фазите или с тока с нулева последователност;
- използване на сумарни защиты;
- използване на надлъжни диференциални и високочестотни защиты.

Литература:

1. Георгиев К. Г. Ръководещи указания по релейна защита. Дистанционни защиты в мрежи 20÷220 kV. ДСО "Енергетика и въглища", София, 1971
2. Георгиев К., Г. Димитров, С. Нанчев. Справочник по релейна защита. Техника, София, 1977
3. Белниколов, Светослав Богомилов. Изчисляване на настройките на релейните защиты на електрическата мрежа 110 kV. Дипломна работа, 1997

07. Пример. Настройка на измервателни релета на дистанционна защита RD 110

Пример III, стр. 364 от {Георгиев К. Г. „Ръководещи указания по релейна защита. Дистанционни защити в мрежи 20÷220 kV”. ДСО "Енергетика и възлица", София, 1971}



Фиг. 52а

Означенията в примера са в съответствие с фиг. 52а. Задачата е да се изчислят настройките на дистанционните защити и на АПВ към прекъсвачите А1 и Б3.

Настройките на останалите защити и другите необходими данни са показани на схемата.

Тъй като мрежата е с многостранно захранване и напрежение 110 kV се прилага защитата RD110 + Q4 с трифазно еднократно бавно АПВ. В случая се разглеждат само настройките на зоните на дистанционните защити.

Дистанционна защита към прекъсвача Б3

Изчисляване на първичните импеданси на зоните

Настройка на първа зона

Съгласно принципа за настройване на първа зона:

$$Z_1 | \varphi_1 = k_c \cdot \dot{Z}_{el}; \quad (28) \text{ – импедансите са първични}$$

$$t_1 = 0 \text{ s}; \quad (29)$$

$$k_c = 0.85;$$

За конкретния случай:

$$Z_1 = 0.85 \cdot 2.9 \angle 70^\circ = 2.46 \angle 70^\circ \Omega$$

$$t_1 = 0 \text{ s}$$

Тъй като $\varphi_1 = 70^\circ$, то съгласно условието

$$|x - \varphi_1| \leq 5^\circ \quad (30)$$

$X = 70^\circ$ и $C_{2(70^\circ)} = 1.016$ и $R_d = 60\%$ - табл. 1

Връзка между X ; C_2 и $R_{д. доп.}$ се посочва в табл. 1.

Импеданс за настройване на втора зона

Настройката на втора зона става в съответствие с импедансите на излизащите от шини В електропроводи. В случая излиза само електропроводът ВГ

$$Z_2 | \varphi_2 \leq k_c (\dot{Z}_{el} + k_p^{(i)} \cdot Z_1^{(i)}) \quad (36)$$

където

$$k_c = 0.85;$$

$Z_1^{(i)}$ - първичният импеданс на първата зона на i -тия електропровод, с който изчисляваната зона се съгласува;

$k_p^{(i)}$ - коефициент на разклоняването (коефициент на подпора). Дефинира се като отношение на тока през следващия електропровод (i -тия електропровод) при к.с. в неговия край и на тока през защитата. (или по друг начин казано: отношение на тока в мястото на повредата и тока през защитата).

Бележки към уравнение (36) за конкретния случай $k_p > 1$

1. В конкретния случай (фиг. 52а) в следващите електропроводи има добавяне на ток, т.е. коефициентът на подпора е равен или по-голям от единица и втората зона става по-дълга. Няма опасения, че втората зона на защитата към прекъсвача А ще остане в електропровода АБ.
2. Дължината на втората зона се избира така, че разглежданата защита А да не заработи с втора зона при к. с. в края на първите зони $Z_1^{(i)}$ на защитите на всеки един от следващите резервирани електропроводи БВ⁽ⁱ⁾ при реален максимален коефициент на разклонението $k_p^{(i)}$.
3. Тъй като се търси $Z_{2 \min}$ [уравнение (38)], то при наличие на източници в подстанция В най-неблагоприятен вариант е $k_p = 1$. Тогава втората зона ще бъде най-къса.
4. Ако се изчислява за няколко електропровода, се приема този, който дава $|Z_2 : C_2(\varphi_2)|_{\min}$.
5. За да се получи най-къса втора зона трябва да се подбере:
 - най-къс електропровод, който излиза от следващата шинна система;
 - този електропровод да бъде и с максимално сечение;
 - коефициентът $k_p^{(i)}$ да бъде минимален т.е. единица;
 - корекционният коефициент C_2 да бъде максимален.

$$Z_2 = 0.85(2.9|70^\circ + 7.05|65^\circ) = 8.45|66^\circ 27', \Omega$$

Време на заработване на втора зона на защитата към прекъсвача А

$$t_2 \geq t_1^{(i)} + \Delta t,$$

където

$$\Delta t = 0.5 \text{ s};$$

$t_1^{(i)}$ – закъснение на заработването на първата зона на защитата на използвания за съгласуване на i -ти следващ електропровод, заедно с времето за изключване на прекъсвача му - обикновено 0.1 s.

$$t_2 = 0.6 \text{ s}.$$

Чувствителност на втората зона на защитата към прекъсвача А

Изчислява се съобразно края на електропровода А.

$$k_{42} = \frac{Z_2 \cdot C_2(\varphi_{el})}{Z_{el} \cdot C_2(\varphi_2)} \geq 1.25 \quad (38)$$

където:

$C_2(\varphi_{el})$ и $C_2(\varphi_2)$ – корекционни коефициенти при избраното изместване X

$C_2(\varphi_{el})$ – за ъгъла на електропровода φ_{el}

$C_2(\varphi_2)$ – за пресметнатия по (36) ъгъл на втората зона φ_2

Изместване $X = 70^\circ$

$$C_2(\varphi_{ел}) = C_2(70^\circ) = 1.016$$

$$C_2(\varphi_2) = C_2(66^\circ 27') = 1.068 - (1.068 - 1.053) \frac{27}{60} = 1.068 - 0.00675 = 1.061$$

$$k_{ч2} = \frac{8.45 \cdot 1.016}{2.9 \cdot 1.061} = 2.79 > 1.25.$$

Настройка на импеданса на третата зона

Настройката на третата зона на БЗ става в съответствие единствено с втората зона на В5

$$Z_3 | \varphi_3 \leq k_c (\dot{Z}_{ел} + k_p^{(i)} \cdot Z_2^{(i)}) \quad (45)$$

където: $Z_2^{(i)}$ - първичният импеданс на втората зона на i -тия електропровод, с който изчисляваната зона се съгласува;

$$Z_3(\varphi_3) = 0.85(2.9|70^\circ + 15|65^\circ) = 15.2|68^\circ 18', \Omega$$

Време на заработване на третата зона

$$t_3 \geq t_2^{(i)} + \Delta t \quad (46)$$

$$t_3 = 0.6 + 0.5 = 1.1 \text{ s}$$

Чувствителността на третата зона се пресмята по:

$$k_{ч3} = \frac{Z_3 \cdot C_2(\varphi_{к.с.}^{(i)})}{Z_{к.с.}^{(i)} \cdot C_2(\varphi_3)} \geq 1.2, \quad (47)$$

където: $Z_{к.с.}^{(i)}$ – импеданс на к.с., който се подава на измервателното реле при к.с. в избраната точка, за която се изчислява $k_{ч}$. Това е обикновено краят на някой ЕП.

$C_2(\varphi_{к.с.}^{(i)})$ - корекционен коефициент при избраната настройка X за релето и при ъгъла $\varphi_{к.с.}^{(i)}$.

Изместване $X = 70^\circ$

$$C_2(\varphi_3) = C_2(68^\circ 18') = 1.040 - (1.040 - 1.025) = 1.035$$

При к.с. на шини Г

$$Z_{к.с.} = 2.9|70^\circ + 8.3|65^\circ = 11.18|66^\circ 18', \Omega$$

$$C_2(\varphi_{к.с.}) = C_2(66^\circ 18') = 1.068 - (1.068 - 1.053) \frac{18}{60} = 1.063$$

При трета зона има възможност да се пресметне чувствителност и спрямо края на втора зона:

$$k_{ч3/2} = \frac{Z_3 \cdot C_2(\varphi_2)}{Z_2 \cdot C_2(\varphi_3)} > 1.2 \dots 1.5 \quad (51)$$

$$k_{ч3/2} = \frac{15.2 \cdot 1.061}{8.45 \cdot 1.035} = 1.845 > 1.2$$

При $k_{ч3/2} < 1.2$ изпълнението на трета зона с посочената настройка по време и импеданс става безпредметно и се препоръчва нейното отстройване от третата зона на i -тия ЕП [(52) и (53)].

Настройка на четвърта зона

Настройката по импеданс се определя от пусковите органи.

Настройката по време – по насрещния стъпален принцип – в съответствие със закъснението на В5

$$t_4 \geq t_4^{(i)} + \Delta t \quad (62)$$

(Настройката t_4 зависи и докъде стига чувствителността на пусковите релета

Търси се най-неблагоприятният максимален вариант:

$$t_4 \geq |t_4^{(i)} + \Delta t|_{\max} \quad (63)$$

В случая

$$t_4 = 4.5 + 0.5 = 5.0 \text{ s}$$

(Често чувствителността трудно се проверява и четвъртата зона се приема посочна)

Четвърта зона действа и след шини Г. Настройката на IV зона на Г е 5.5 s, така че IV зона на БЗ трябва да бъде посочна. От двете страни става 5 s и 5.5 s, следователно по-малкото време (5 s) трябва да е посочно.

Настройка на петата зона

Четвъртата зона е посочна, затова има смисъл да се говори за пета зона.

Дължината на V-та зона зависи от пусковите релета.

Закъснението

$$t_5 \geq t_4^{(i)} + \Delta t \quad (65)$$

където: $t_4^{(i)}$ – закъснението на четвърта зона на защитите на ЕП, които са в посока, обратна на разгледаната и с които трябва да се съгласува.

$$t_5 = |t_4^{(i)} + \Delta t|_{\max} \quad (66)$$

Съгласува се с IV зона на В4:

$$t_5 = 5 + 0.5 = 5.5 \text{ s}$$

Настройка на удължена първа зона

Изчисляването на удължената зона, независимо от това дали удължението става преди или след АПВ, се извършва по формулата:

$$Z_k | \varphi_k = k_y \cdot \dot{Z}_{ел.} \quad (56)$$

$$t_k = 0 \text{ s}$$

където: $k_y = 1.20 \div 1.25$ – коефициент на удължаване на зоната.

При защитата RD110 се приема $\varphi_{ел} = \varphi_k$.

Ако удължението е след АПВ се прави проверка, след като $Z_k > Z_{ел}$, дали втората зона е по-къса от удължената ($Z_k < Z_2$) по формулата:

$$Z_k : C_2(\varphi_k) \leq Z_2 : C_2(\varphi_2) \quad (58)$$

За случая:

$$Z_k = 1.25 \cdot 2.9 | 70^\circ = 3.62 | 70^\circ$$

$$t_k = 0 \text{ s}$$

Ако удължаването е след АПВ:

$$\frac{Z_k}{C_2(\varphi_k)} = \frac{3.620}{1.016} = 3.57 < \frac{Z_2}{C_2(\varphi_2)} = \frac{8.450}{1.061} = 7.95,$$

т.е. условието е изпълнено.

Изчисляване на вторичните импеданси и на резисторите за настройка на зоните на дистанционната защита към прекъсвача БЗ

Всеки първичен импеданс се привежда към вторичната страна на измервателните трансформатори съгласно израза:

$$Z_{II} = Z_I \frac{K_{TT}}{K_{TH}} \quad (59)$$

За дистанционната защита RD110 резисторите, които трябва да се заложат в блока за настройване на зоните, като се отчитат вторичните импеданси на зоните са:

$$\begin{aligned} r_1 &= \frac{2 \cdot Z_1}{C_1 \cdot C_2(\varphi_1)} - C_3 \\ r_k &= \frac{2 \cdot Z_k}{C_1 \cdot C_2(\varphi_k)} - C_3 - r_1 \\ r_2 &= \frac{2 \cdot Z_2}{C_1 \cdot C_2(\varphi_2)} - C_3 - r_1 \\ r_3 &= \frac{2 \cdot Z_3}{C_1 \cdot C_2(\varphi_3)} - C_3 - r_1 - r_2 \end{aligned} \quad (60)$$

където:

C_1 – обхват на настройката. Има възможност чрез превключване да стане 0.5 или 1;

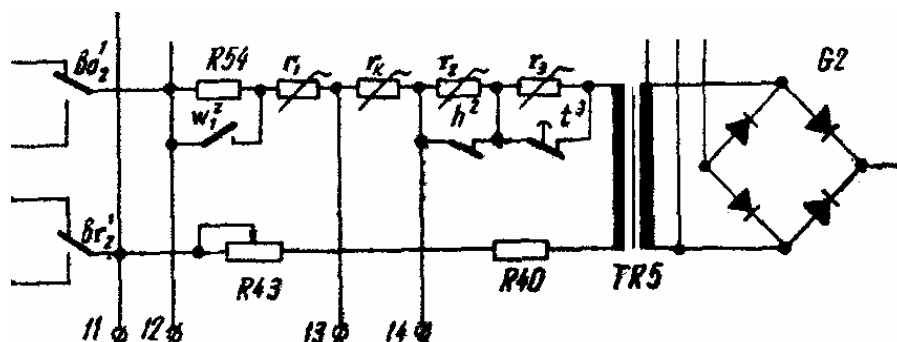
C_2 – корекционен коефициент;

C_3 – основен (вътрешно зададен) импеданс на настройката, равен на удвоения вторичен импеданс на зареждане на първата зона на защитата при $r_1 = 0$.

$$C_3 = 1.0 \ \Omega \text{ при } I_n = 1 \text{ A};$$

$$C_3 = 0.2 \ \Omega \text{ при } I_n = 5 \text{ A}.$$

В защитата RD110 вторичните импеданси на зоните се настройват на степени в съответствие с долната схема.



Възможните избираеми стойности на резисторите в Ω за отделните зони са следните:

r_1	0.025	0.05	0.1	0.2	0.4	0.8	1.6	3.2	6.4	
r_k	0	0.05	0.1	0.2	0.4	0.8	1.6	3.2		
r_2		0.05	0.1	0.2	0.4	0.8	1.6	3.2	6.4	
r_3			0.1	0.2	0.4	0.8	1.6	3.2	6.4	12.8

За примера:

$$Z_{1,II} = 2.46 \frac{200 \cdot 100}{5 \cdot 110000} = 2.46 \frac{2}{55} = 0.0896 \Omega \quad C_2(\varphi_1) = 1.016$$

$$Z_{k,II} = 3.62 \frac{2}{55} = 0.132 \Omega \quad C_2(\varphi_k) = 1.016$$

$$Z_{2,II} = 8.46 \frac{2}{55} = 0.308 \Omega \quad C_2(\varphi_2) = 1.061$$

$$Z_{3,II} = 15.2 \frac{2}{55} = 0.552 \Omega \quad C_2(\varphi_3) = 1.035$$

$$r_1(\text{при } C_1 = 1) = \frac{2 \cdot 0.0894}{1 \cdot 1.016} - 0.2 = -0.024 \Omega$$

Отрицателна стойност на r_1 не може да се реализира. Трябва да се промени коефициентът C_1 от 1 на 0.5. Обхватът $C_1=0.5$ има по-голям обхват на тока на точната работа. Предпочита се.

$$r_1(\text{при } C_1 = 0.5) = \frac{2 \cdot 0.0894}{0.5 \cdot 1.016} - 0.2 = 0.152 \Omega$$

$$r_k = \frac{2 \cdot 0.132}{0.5 \cdot 1.016} - 0.2 - 0.152 = 0.168 \Omega$$

$$r_2 = \frac{2 \cdot 0.308}{0.5 \cdot 1.061} - 0.2 - 0.152 = 0.809 \Omega$$

$$r_3 = \frac{2 \cdot 0.552}{0.5 \cdot 1.035} - 0.2 - 0.152 - 0.809 = 0.972 \Omega$$

Дистанционна защита на прекъсвача А1

Настройка на първа зона

Съгласно (28) и (29)

$$Z_1 = 0.85 \cdot 10.65 |65^\circ = 9.05 |65^\circ \Omega$$

$$t_1 = 0 \text{ s}$$

$$\text{Приема се } X = 70^\circ; C_2(65^\circ) = 1.081$$

Настройка на втората зона

Съгласно (36) и (37) втората зона се съгласува с първата зона на късия електропровод БВ при коефициент на подпора $k_p = 1$.

$$Z_2 = 0.85(10.65 |65^\circ + 2.46 |70^\circ) = 11.10 |65^\circ 55', \Omega$$

$$t_2 = 0.1 + 0.5 = 0.6 \text{ s}$$

$$\text{При } X = 70^\circ; C_2(65^\circ 55') = 1.069.$$

Чувствителността на втората зона при к.с. на шини **Б** съгласно (38) е

$$k_{ч2} = \frac{11.10 \cdot 1.081}{10.65 \cdot 1.069} = 1.058 < 1.25.$$

Такъв резултат не е изненада и затова ЕП е снабден с надлъжна диференциална защита **S103B** и съгласно (96) при този случай или при друга защита, която обхваща целия електропровод **БВ** и изключва без закъснение се препоръчва съгласуването на втората зона на разглежданата защита **А1** да се извършва с импеданса на *i*-тия къс електропровод **БВ**, а не с импеданса на първата му зона

$$Z_2 | \varphi_2 \leq k_c (\dot{Z}_{ел.} + k_p^{(i)} \cdot Z_{ел.}^{(i)}) Z_2 \quad (96)$$

$$Z_2 = 0.85(10.65 |65^\circ + 2.9 |70^\circ) = 11.5 |66^\circ 05', \Omega$$

$$\text{При } X = 70^\circ; C_2(66^\circ 05') = 1.054$$

Чувствителността на втората зона при к.с. на шини **Б** в този случай ще бъде

$$k_{ч2} = \frac{11.50 \cdot 1.081}{10.65 \cdot 1.054} = 1.109 < 1.25.$$

Втората зона на **А1**, настроена по този начин, няма достатъчна чувствителност при к.с. в края на защитавания електропровод. В случай, че шини **Б** не са снабдени с диференциална защита и не се допуска неселективно действие на втора зона, настройката ѝ се приема - 11.5 Ω ; 66°05', 0.6 s. Сигурно изключване на к.с. в края на електропровода ще стане едва с третата зона.

Настройка на третата зона

Съгласно (45) и (46)

$$Z_3 = 0.85(10.65 |65^\circ + 8.46 |66^\circ 27') = 16.22 |65^\circ 39', \Omega$$

$$t_3 = 0.6 + 0.5 = 1.1 \text{ s}$$

$$\text{При } X = 70^\circ; C_2(65^\circ 39') = 1.072$$

Чувствителността на третата зона при к.с. на шини Б съгласно (47.а) е

$$k_{ч3} = \frac{16.22 \cdot 1.081}{10.65 \cdot 1.072} = 1.538 > 1.25.$$

Относителният коефициент на чувствителност съгласно (51) е

$$k_{ч3/2} = \frac{16.22 \cdot 1.054}{11.50 \cdot 1.072} = 1.314 > 1.20.$$

Чувствителност на третата зона при к.с. на шини В при $k_p = 1$

$$Z_{к.с.} = 10.65 \angle 65^\circ + 2.9 \angle 70^\circ = 13.53 \angle 66^\circ 05', \Omega$$

При $X = 70^\circ$; $C_2(66^\circ 05') = 1.054$

$$k_{ч3} = \frac{16.22 \cdot 1.054}{13.53 \cdot 1.072} = 1.18 < 1.20.$$

Благодарение на малкия импеданс на електропровод **БВ** чувствителността както на втората, така и на третата зона се получава незадоволителна. Съществува още и възможността втората зона да се построи със закъснение 1.1 s (т.е. изчислената трета зона да стане втора зона), а третата съответно със закъснение 1.6 s или по-голямо (съгласувано с третата зона на следващия електропровод). Този вариант не се приема в разглеждания случай, защото води до по-големи закъснения във втора зона. Шина **Б** няма диференциална защита.

Настройка на четвърта зона

Закъснението на четвърта зона се съгласува със закъснението 5.0 s на четвъртата зона на изводите **БЗ** (МТЗ на силовите трансформатори, свързани към шини **Б** имат по-малки закъснения). Съгласно (62):

$$t_4 = 5.0 + 0.5 = 5.5 \text{ s}$$

Приемаме, че изводите от **А** нямат по-големи закъснения и правим защитата непосочна. Пета зона няма самостоятелно значение и

$$t_5 = t_4 = 5.5 \text{ s}.$$

Настройка на удължена първа зона

При $k_y = 1.25$

$$Z_k = 1.25 \cdot 10.65 \angle 65^\circ = 13.3 \angle 65^\circ$$

$$t_k = 0 \text{ s}.$$

Удължаването е след АПВ:

$$X = 70^\circ; C_2(65^\circ) = 1.081$$

$$\frac{Z_k}{C_2(\varphi_k)} = \frac{13.3}{1.081} = 12.3 < \frac{Z_2}{C_2(\varphi_2)} = \frac{11.5}{1.054} = 10.91,$$

Условието (58) не е изпълнено. Удължената първа зона има по-голям импеданс от втората зона. Понеже Z_k се въвежда в действие след АПВ, използването на такова удължение се допуска. Разчита се, че първото изключване преди удължението е селективно.

Изчисляване на вторичните импеданси и на резисторите за настройка на зоните на дистанционната защита към прекъсвача А1

$$Z_{1,II} = 9.05 \frac{300 \cdot 100}{5 \cdot 110000} = 9.05 \frac{3}{55} = 0.494 \Omega \quad C_2(\varphi_1) = 1.081$$

$$Z_{k,II} = 13.3 \frac{3}{55} = 0.725 \Omega \quad C_2(\varphi_k) = 1.081$$

$$Z_{2,II} = 11.5 \frac{3}{55} = 0.672 \Omega \quad C_2(\varphi_2) = 1.054$$

$$Z_{3,II} = 16.22 \frac{3}{55} = 0.885 \Omega \quad C_2(\varphi_3) = 1.072$$

$$r_1(\text{при } C_1 = 1.0) = \frac{2 \cdot 0.494}{1.0 \cdot 1.081} - 0.2 = 0.714 \Omega$$

$$r_1(\text{при } C_1 = 0.5) = \frac{2 \cdot 0.494}{0.5 \cdot 1.081} - 0.2 = 1.628 \Omega$$

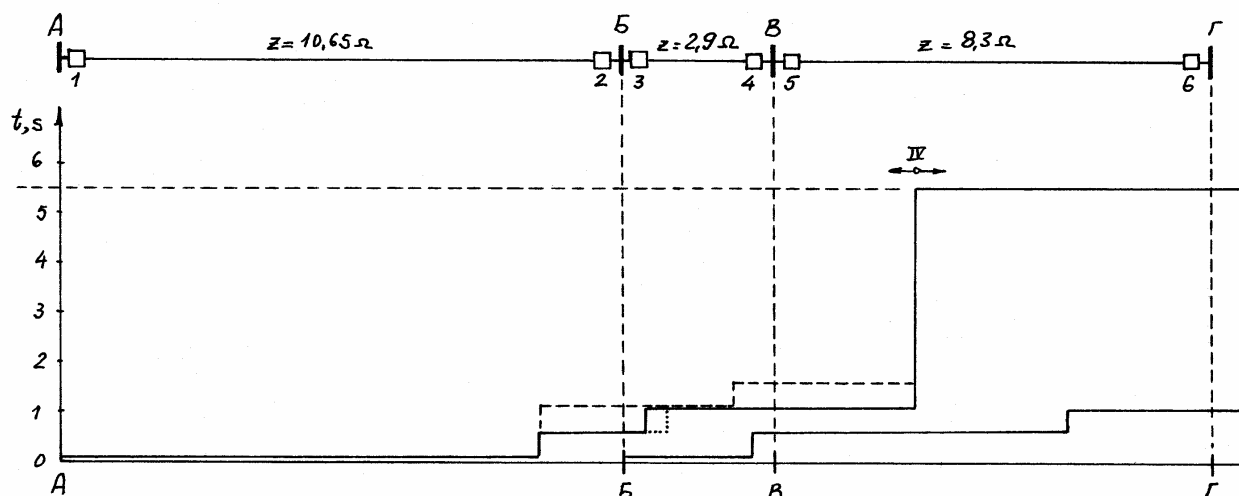
Възможно е да се използват и двете решения ($C_1 = 1$ или $C_1 = 0.5$). Приема се второто.

$$r_k = \frac{2 \cdot 0.725}{0.5 \cdot 1.081} - 0.2 - 1.628 = 0.825 \Omega$$

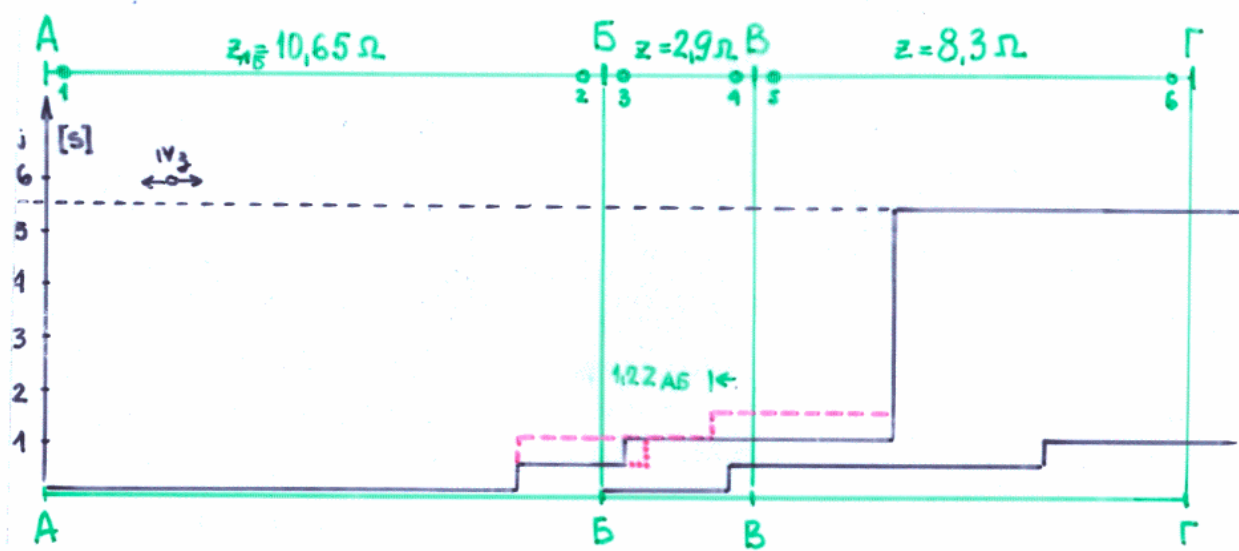
$$r_2 = \frac{2 \cdot 0.672}{0.5 \cdot 1.054} - 0.2 - 1.628 = 0.722 \Omega$$

$$r_3 = \frac{2 \cdot 0.885}{0.5 \cdot 1.072} - 0.2 - 1.628 - 0.772 = 0.752 \Omega$$

Всички стойности могат да се побират от гамата, заложена в защитата.



Фиг. 526. Съгласуване на стъпалата на първа, втора и трета зона



Фиг. 526. Съгласуване на стъпалата на първа, втора и трета зона

Корекционен коефициент C_2 на дистанционната защита RD110

Табл. 1

$X=60^\circ$			$X=70^\circ$			$X=80^\circ$		
$\varphi_{ел}$	C_2	$R_{д. доп} [\%]$	$\varphi_{ел}$	C_2	$R_{д. доп} [\%]$	$\varphi_{ел}$	C_2	$R_{д. доп} [\%]$
50°	1,306	3,5	60°	1,150	14,0	70°	1,059	18,5
51°	1,284	9,0	61°	1,136	18,5	71°	1,050	22,5
52°	1,262	14,0	62°	1,122	22,5	72°	1,041	26,5
53°	1,240	19,5	63°	1,108	27,0	73°	1,032	30,5
54°	1,218	25,0	64°	1,095	31,5	74°	1,023	34,5
55°	1,197	30,5	65°	1,081	36,0	75°	1,014	38,5
56°	1,174	36,0	66°	1,068	40,5	76°	1,005	42,5
57°	1,153	42,0	67°	1,053	45,5	76°	0,997	47,0
58°	1,121	48,0	68°	1,040	50,0	78°	0,988	51,0
59°	1,110	54,0	69°	1,025	55,0	79°	0,980	55,5
60°	1,090	60,0	70°	1,016	60,0	80°	0,971	60,0
61°	1,066	66,5	71°	0,998	65,0	81°	0,963	64,0
62°	1,044	73,0	72°	0,985	70,0	82°	0,955	68,5
63°	1,022	80,0	73°	0,971	75,5	83°	0,946	73,0
64°	1,000	87,0	74°	0,957	81,0	84°	0,938	78,5
65°	0,978	94,0	75°	0,944	86,5	85°	0,929	81,5
66°	0,956	101,5	76°	0,930	92,0	86°	0,921	86,0
67°	0,934	109,0	77°	0,917	97,5	87°	0,913	90,0
68°	0,913	117,0	78°	0,903	103,0	88°	0,904	95,0
69°	0,891	125,0	79°	0,889	109,0	89°	0,896	99,0
70°	0,868	133,5	80°	0,876	115,0	90°	0,888	103,5

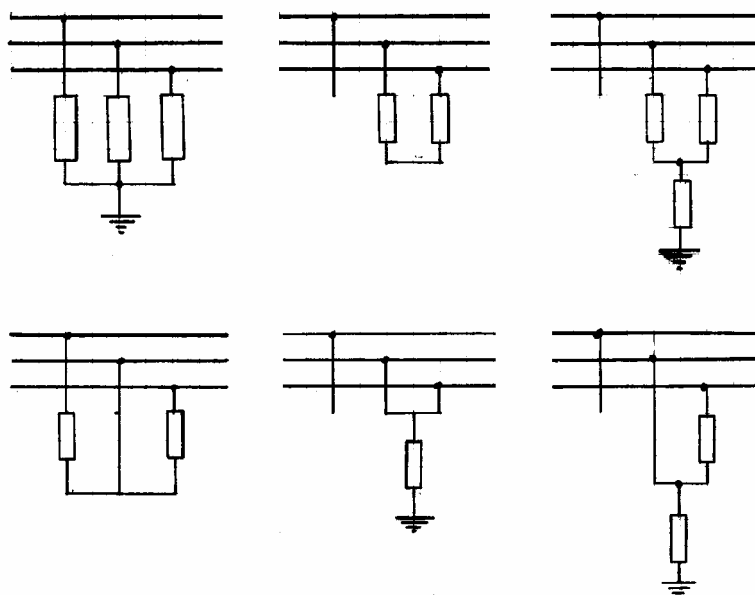
8. Работа на дистанционните защиты при наличие на преходни съпротивления

Въведение

Късите съединения без преходно съпротивление (метални къси съединения) създават най-малко проблеми при определяне на настройките, характеристиките и поведението на дистанционните защиты (ДЗ). Когато има преходно съпротивление R_{Γ} в мястото на повредата, то в общия случай се състои от съпротивление на дъгата, съпротивление между паднал проводник и земя или съпротивление на стълба и съпротивление на заземяването на металните фундаменти. Това са случайни величини, нелинейно зависещи от големината на тока, дължината на дъгата, влажността и вида на почвата и т.н. До сега се отчита сравнително реално съпротивлението на електрическата дъга, а останалите фактори са оставени за коефициентите на сигурност и чувствителност, както и на малката вероятност стойността им да окаже решаващо влияние върху действието на защитите.

При междуфазни к.с. без земя определящо е съпротивлението на дъгата. При земните повреди обикновено определящо значение имат другите събираеми и работата на релейната защита (РЗ) се утежнява.

Освен разнообразието по големина преходното съпротивление може да има и различни места на проявяване (фиг.1).



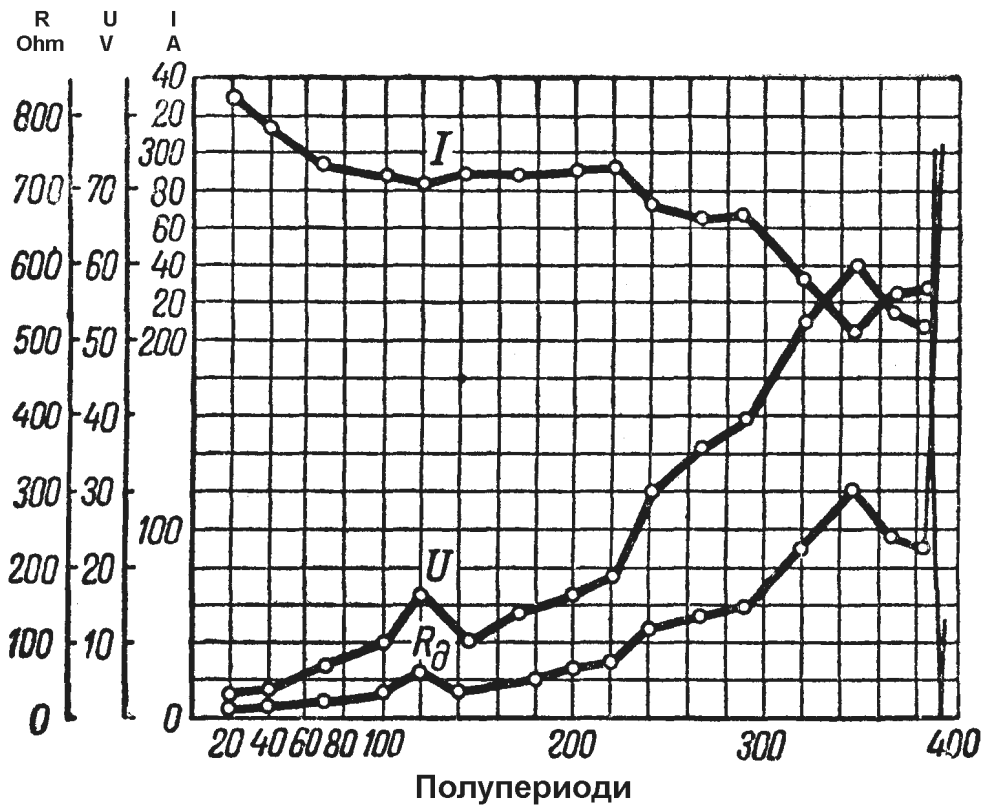
фиг.1

Съкращения и означения:

- ПЕЛ - паралелни електропроводи
- Z_1 - импеданс на правата последователност
- Z_0 - собствен импеданс на нулевата последователност
- Z_{M0} - взаимен импеданс на нулевата последователност
- k_p - коефициент на подпора
- о.е. - относителни единици

8.1. Съпротивление на дъгата

Съпротивлението на дъгата е определяща съставка в преходното съпротивление R_{Π} при междофазните к.с. без земя.



Фиг. 2. Зависимост на съпротивлението на откритата електрическа дъга от времето за периода от появата до изгасване на дъгата [Г. И. Атабеков. Теоретические основы релейной защиты высоковольтных сетей. Москва, ГЭИ, 1957, с. 180]

Характеристиката “напрежение-ток” на дъгата е силно нелинейна. Съпротивлението на дъгата се изменя значително всеки полупериод. Токът остава практически синусоидален, защото се определя основно от импеданса на елементите на ЕЕС. Напрежението върху дъгата е силно деформирано. При оценка на работата на РЗ се използва някакво еквивалентно съпротивление на дъгата, но се държи сметка, че тя е генератор на висши хармоници.

Експерименталното изследване от много автори в различни страни на откритите дъги е показало, че при ток на дъгата от неколкостотин ампера и нагоре съпротивлението (еквивалентната му стойност) е практически активно. Предложени са редица емпирични формули за неговото определяне:

А. Русия [1]:

$$(1) \quad R_d = 1050 l_d / I_d, [\Omega];$$

където: l_d , [m]; I_d , [A]

Б. Великобритания [10]:

а) Начален момент

$$(2) \quad R_{\text{д}} = 50U_{\text{л}}/I, [\Omega];$$

където: $U_{\text{л}}$ - номинално линейно напрежение, [kV]

б) В следващи моменти, с вятър

$$(3) \quad R_{\text{д}} = 50(U_{\text{л}} + 47 \cdot v \cdot t)/I, [\Omega];$$

където: скоростта на вятъра v , [km/h]; времето t , [s]

в) Средна стойност

$$(4) \quad R_{\text{д}} = \frac{28707 \cdot l}{I^{1,4}} [\Omega]$$

където:

I е токът на к.с. [A];

l - дължината на дъгата (m), зависеща от скоростта на вятъра. Като първо приближение се приема 2-3 пъти разстоянието между точките в които “стъпва” дъгата.

В. Други автори А:

$$(5) \quad U = I_{\text{д}}, \text{ за } t = 0\text{s},$$

където: U [kV], $I_{\text{д}}$ [m];

$$(6) \quad U = 1.5I_{\text{д}}, \text{ за } t > 0\text{s},$$

където: U [kV], $I_{\text{д}}$ [m];

Г. Други автори В:

$$(7) \quad R_{\text{д}} = 2500I_{\text{д}}/I_{\text{д}}, [\Omega];$$

където: $I_{\text{д}}$, [m]; $I_{\text{д}}$, [A]

Д. Други автори С [9]:

$$(8) \quad R_{\text{д}} = 370I_{\text{д}}/I_{\text{д}}^{0.87}, [\Omega];$$

където: $I_{\text{д}}$ [m]; $I_{\text{д}}$ [A].

8.2. Други преходни съпротивления

При 1 ф.к.с. преходното съпротивление $R_{\text{п}}$ се определя сумарно от съпротивлението на заземяване на стълбовете, съпротивлението на дъгата, съпротивлението на мълниезащитните въжета и т.н. Първата съставка е определяща. При електрически уредби над 1000V с голям ток на з.с. допустимото съпротивление на зеземителите е 0.5 Ω [ПУЕУ, чл.І-7-85; Наредба 3: чл. 215]. Тази граница става 10 Ω при уредби над 1000V с малък ток на з.с. [ПУЕУ, чл.І-7-87; Наредба 3: чл. 221].

Според Наредба 3 [12]:

Чл. 232. В електрически уредби с напрежение над 1000 V и с напрежение до 1000 V с изолирана неутрала, когато специфичното съпротивление на почвата ρ е над 500 $\Omega \cdot m$, се допуска увеличаване на изискваните в тази глава стойности за съпротивленията на заземители 0,002 ρ пъти, но не повече от десетократно.

Чл. 596.

(1) Мълниезащитното въже на ВЛ с напрежение до 220 kV се заземява на всеки стълб.

(7) Преходните съпротивления за променливо напрежение 50 Hz на заземителите на стълбовете в подходите към подстанциите, измерени в сухо време, не трябва да надвишават 20 Ω за специфично съпротивление на почвата 500 – 1000 $\Omega \cdot m$, а за други специфични съпротивления - посочените в табл. 41.

Чл. 600. Допустимите преходни съпротивления на заземителите, измерени за честота на тока 50 Hz през лятото в сухо време, са посочени в табл. 41.

Таблица 41

Допустимо преходно съпротивление на заземителите на ВЛ

Специфично съпротивление (ρ) на почвата, $\Omega \cdot m$	Преходно съпротивление на заземителите, Ω
до 100	до 10
от 100 до 500	до 15
от 500 до 1000	до 20
от 1000 до 5000	до 30
над 5000	$6 \cdot 10^{-3} \rho$

Чл. 601. (1) В местности с глинести, пясъчливо-глинести, пясъчливи и други почви със специфично съпротивление до 300 $\Omega \cdot m$ и несъдържащи химически агресивни води, арматурите на стоманобетонните фундаменти се използват като естествени заземители без или в съчетание с изкуствени заземители.

(2) В почви със специфично съпротивление над 300 $\Omega \cdot m$ стоманобетонните фундаменти не се използват като естествени заземители, а посочените в табл. 41 стойности на преходното съпротивление се осигуряват само чрез изкуствени заземители.

Съществува мнение [11], че заземяващите устройства трябва да се избират не само по гръмозащитните им функции, а и според изискванията за чувствителност на земните защиты. При големи специфични съпротивления на почвата това е не лека задача. Разчита се основно на ниското съпротивление на заземителите на подстанциите (под 0.5 Ω).

8.3. Влияние на съпротивлението в мястото на к.с. при едностранно захранване

Реалното съпротивление в мястото на повреда се отбелязва с R_{Π} , а съпротивлението, което РЗ измерва в повече като грешка се отбелязва с $R_{Гр}$.

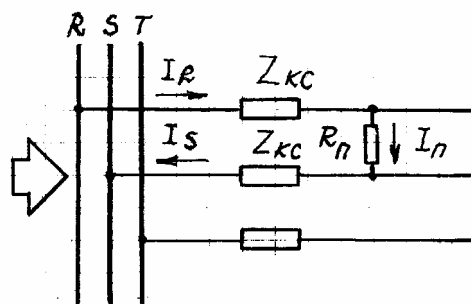
8.3.1. Двухазно к.с. без земя

В съответствие с означенията на фиг. 3 при двухазно к.с. без земя РЗ получава линейните величини

$$(9) \quad U_{P3} = I_R \cdot Z_{к.с.} + I_{\Pi} \cdot R_{\Pi} + I_S \cdot Z_{к.с.},$$

$$I_{P3} = I_R - I_S = 2I_R = 2I_S.$$

Защитата ще измери импеданса



фиг. 3

$$(10) \quad Z_{P3} = \frac{U_{P3}}{I_{P3}} = \frac{I_R \cdot Z_{к.с.} + I_{\Pi} \cdot R_{\Pi} + I_S \cdot Z_{к.с.}}{2I_S} = Z_{к.с.} + 0.5 \cdot R_{\Pi} = Z_{к.с.} + R_{Гр}.$$

Грешката

$$(11) \quad R_{Гр} = 0.5 R_{\Pi}.$$

Измерването на импеданса при междуфазни к.с. с линейни токове и напрежения намалява на половина влиянието на преходното съпротивление в мястото на к.с.

8.3.2. Еднофазно к.с.

Действието на дистанционните защиты при еднофазни къси съединения е от особена важност поради факта, че повече от 70% от к.с. в преносната мрежа са еднофазни.

За да функционират коректно и при междуфазни и при 1 ф.к.с., ДЗ използват в първия случай линейни токове и напрежения, а във втория – фазно напрежение и специално формиран ток, който за фаза А има вида

$$(12) \quad \hat{I}_{pA} = \hat{I}_A + f_e \cdot 3\hat{I}_0,$$

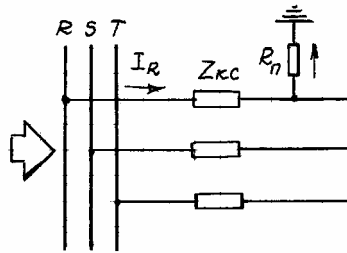
където т.н. “земен фактор”.

6

$$(13) \quad f_e = \frac{Z_0 - Z_1}{3Z_1},$$

Изразът (13) идва от изходната постановка за симетричните съставки на електропровода.

$$(14) \quad \begin{aligned} \dot{U}_A &= \dot{I}_{A1} \cdot Z_{A1} + \dot{I}_{A2} \cdot Z_{A2} + \dot{I}_{A0} \cdot Z_{A0} = Z_{A1} \left(\dot{I}_A + \frac{Z_{A0} - Z_{A1}}{3Z_{A1}} 3\dot{I}_0 \right) = \\ &= Z_{A1} (\dot{I}_A + f_e \cdot 3\dot{I}_0) \end{aligned}$$



фиг. 4

При 1 ф.к.с. изразът за фазното напрежението, което РЗ на повредената фаза получава е

$$(15) \quad U_{Ap3} = \hat{I}_{A1} \cdot Z_{A1} + \hat{I}_{A2} \cdot Z_{A2} + \hat{I}_{A0} \cdot Z_{A0} + \hat{I}_A \cdot R_{п},$$

а токът през защитата е

$$(16) \quad \hat{I}_{Ap3} = \hat{I}_A + f_e \cdot 3\hat{I}_0.$$

Изразът за измерения в този случай импеданс (фиг. 4) има вида

$$(17) \quad Z_{p3} = \frac{\dot{U}_{Ap3}}{\dot{I}_{Ap3}} = \frac{Z_A (\dot{I}_A + f_e \cdot 3\dot{I}_0) + \dot{I}_A \cdot R_{п}}{\dot{I}_A + f_e \cdot 3\dot{I}_0} = Z_A + \frac{\dot{I}_A \cdot R_{п}}{\dot{I}_A + f_e \cdot 3\dot{I}_0}.$$

Като се използват съотношението $\hat{I}_A = 3\hat{I}_0$ и приблизителната стойност $f_e = 2/3$ изразът (17) става

$$(18) \quad \dot{Z}_{Ap3} = \dot{Z}_A + \frac{1}{1 + \frac{2}{3}} \cdot R_{п} = \dot{Z}_A + 0.6 \cdot R_{п}.$$

Грешката на измервания импеданс ще бъде

$$(19) \quad Z_{гр} = 0.6 \cdot R_{п}$$

И в този случай грешката е по-малка от реалното преходно съпротивление в мястото на повредата.

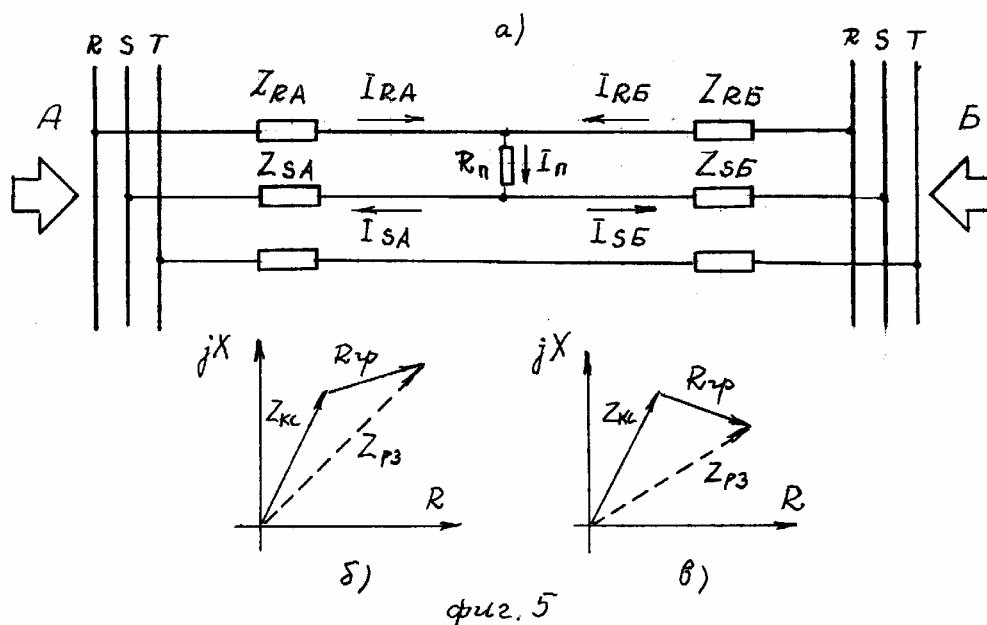
8.4. Влияние на съпротивлението в мястото на к.с. при двустранно захранване

8.4.1. Двухазно к.с. без земя

В съответствие с означенията на фиг. 5а за РЗ от страна А може да се запише:

$$\begin{aligned}
 U_{\text{P3A}} &= \hat{I}_{\text{RA}} \cdot Z_{\text{RA}} + \hat{I}_{\text{II}} \cdot R_{\text{II}} + \hat{I}_{\text{SA}} \cdot Z_{\text{SA}}, \\
 \hat{I}_{\text{P3A}} &= \hat{I}_{\text{RA}} - \hat{I}_{\text{SA}} = 2\hat{I}_{\text{RA}} = 2\hat{I}_{\text{SA}}, \\
 \hat{I}_{\text{II}} &= \hat{I}_{\text{RA}} + \hat{I}_{\text{RB}}.
 \end{aligned}
 \tag{20}$$

Защитата ще измери импеданса



$$\begin{aligned}
 Z_{\text{P3}} &= \frac{\dot{U}_{\text{P3A}}}{\dot{I}_{\text{P3A}}} = \frac{\dot{I}_{\text{RA}} \cdot Z_{\text{RA}} + \dot{I}_{\text{II}} \cdot R_{\text{II}} + \dot{I}_{\text{SA}} \cdot Z_{\text{SA}}}{2\dot{I}_{\text{RA}}} = \frac{2\dot{I}_{\text{RA}} \cdot Z_{\text{к.с.}} + R_{\text{II}} (\dot{I}_{\text{RA}} + \dot{I}_{\text{RB}})}{2\dot{I}_{\text{RA}}} = \\
 &= Z_{\text{к.с.}} + \frac{\dot{I}_{\text{RA}} + \dot{I}_{\text{RB}}}{2\dot{I}_{\text{RA}}} R_{\text{II}} = Z_{\text{к.с.}} + R_{\text{грешка}}.
 \end{aligned}
 \tag{21}$$

В (21) е прието, че импедансите $Z_{\text{RA}} = Z_{\text{SA}} = Z_{\text{к.с.}}$.

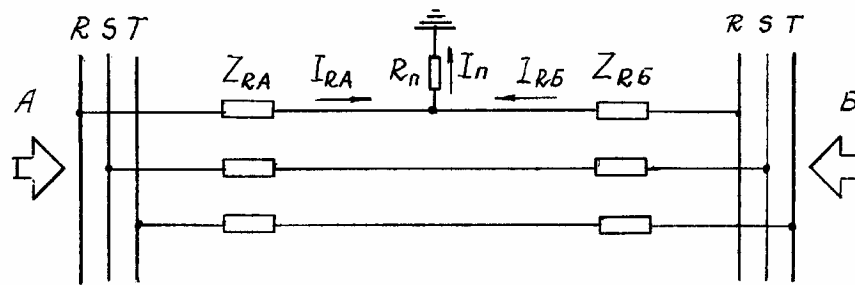
Грешката е векторна величина и зависи от съотношението на т.к.с. от страна А и страна Б.

$$R_{\text{грешка}} = \frac{\dot{I}_{\text{RA}} + \dot{I}_{\text{RB}}}{2\dot{I}_{\text{RA}}} R_{\text{II}}.
 \tag{22}$$

Измереният от РЗ импеданс Z_{P3} ще бъде различен от реалния импеданс до мястото на повредата $Z_{\text{к.с.}}$ и независимо от това, че R_{II} е само активно изместването не е само в посока на реалната ос (фиг. 5б и 5в). Съществува опасност от забавяне на действието на ДЗ поради по-

падане в по-далечна зона и от опасност от неселективно действие при попадане в предшествваща зона. Функционирането на защитата зависи освен от качествата ѝ и от мястото на монтирането в ЕЕС.

8.4.2. Еднофазно к.с.



фиг. 6

На фиг.6 е показано 1 ф.к.с. при захранване от две страни. Валидни са съотношенията:

$$(23) \quad \begin{aligned} I_{\Pi} &= I_{RA} + I_{RB}; \quad Z_{RA} = Z_{кк}; \quad I_{RA} = I_A = 3I_{0A}; \\ I_{P3A} &= I_A + f_e \cdot 3I_0, \\ U_{P3A} &= Z_{кк}(I_A + f_e \cdot 3I_0) + (I_A + I_B) \cdot R_{\Pi} \end{aligned}$$

В страна А дистанционната защита ще измери импеданса

$$(24) \quad \begin{aligned} Z_{P3} &= \frac{\dot{U}_{Ap3}}{\dot{I}_{Ap3}} = \frac{Z_A(\dot{I}_A + f_e \cdot 3\dot{I}_0) + (\dot{I}_A + \dot{I}_B) \cdot R_{\Pi}}{\dot{I}_A + f_e \cdot 3\dot{I}_0} = Z_{к.с.} + \frac{\dot{I}_A + \dot{I}_B}{\dot{I}_A + f_e \cdot 3\dot{I}_0} R_{\Pi} = \\ &= Z_{к.с.} + R_{грешка}. \end{aligned}$$

И тук грешката е векторна величина и зависи от съотношението на токовете на 1 ф.к.с. от страна А и страна Б.

$$(25) \quad R_{грешка} = \frac{\dot{I}_A + \dot{I}_B}{\dot{I}_A + f_e \cdot 3\dot{I}_0} R_{\Pi}.$$

При 1 ф.к.с. и захранване от две страни съществува също както и при междуфазните к.с. опасност от забавено и дори от неселективно действие при наличие на преходно съпротивление.

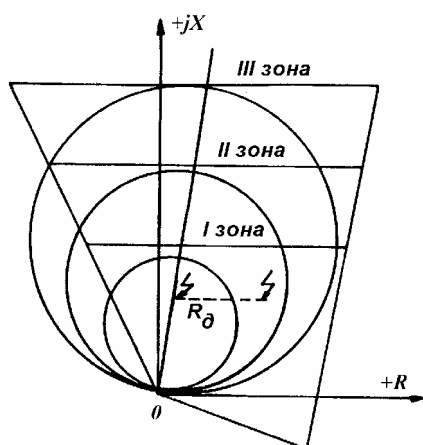
8.4.3. Сложни съчетания на преходни съпротивления между фазите и към земя [1, стр.187-192]

Някои от възможните сложни съчетания на преходни съпротивления в мястото на повредата са показани на фиг. 1.

8.5. Начини за намаляване на влиянието на преходното съпротивление върху работата на дистанционните защиты

Наличието на преходно съпротивление в мястото на повредата може да доведе до забавяне на действието на защитата и до излишно заработване при външно к.с.

8.5.1. Избор на рационална форма на характеристиката в комплексната равнина (Тема № 6; СИГРЕ, 1968 г., доклад 31-01; [8, стр. 410])



Преимуществото на използване на релета с четириъгълна (електронни релета) пред релета с кръгова (електромеханични релета) характеристика е показано на следващата таблица [ABB – лекция за RAZOG]. Фиг. 7 илюстрира примерната разлика в характеристиките.

Фиг. 7

Табл. 8.1.

Опит от експлоацията на дистанционната защита RAZOG (ABB)				
Брой или % на к.с.	Брой или % на к.с. изключени с първа зона	Брой или % на к.с. изключени с втора зона	Брой или % на к.с. изключени с трета и четвърта зона	Брой или % на к.с. изключени от пусковите органи
Електромеханични релета с кръгова характеристика				
310	106	142	36	26
100%	34%	46%	12%	8%
След монтиране на защитата RAZOG с четириъгълна характеристика				
103	86	13	4	0
100%	83%	13%	4%	0%

8.5.2. Избор на подходящи входни величини. Например използване на линейни, вместо фазни величини при междуфазни повреди (т. 8.3.1).

8.5.3. Бързодействие на защитата, за да се избегне нарастването на съпротивлението на дъгата. В началния момент на к.с. съпротивлението на дъгата е минимално.

8.5.4. Фиксиране (запомняне) на импеданса, измерен в началния момент на к.с., за да се избегне грешката от нарастване на съпротивлението на дъгата при необходимост изключването да стане с втора или друга зона с нарочно забавяне.

8.5.5. Измерване на моментните стойности на напрежението и производната тока, когато моментната стойност на тока преминава през нулата. Изходната постановка е диференциалното уравнение, валидно за всички режими и форми на сигналите

$$(26) \quad u = R \cdot i + L \frac{di}{dt}.$$

В момента, когато $i = 0$ влиянието на активното съпротивление се анулира и

$$(27) \quad L = \frac{u}{\frac{di}{dt}}.$$

Практическите проблеми при реализиране на този подход са свързани с численото диференциране. Токът i се отчита по краен брой точки (например 8, 12 или 16 точки за период). Намирането на производната по такъв брой точки води до недопустими грешки. Налага се филтриране, което забавя числената процедура и т.н.

Литература:

1. Атабеков Г. И. Теоретические основы релейной защиты высоковольтных сетей. Госэнергоиздат, М., 1957
2. АВВ. Фирмени материали (лекция за RAZOA, документация за REL531)
3. Георгиев К. Г. Ръководещи указания по релейна защита. Земни защиты в мрежи с голям ток на земно съединение. Материали на ДСО "Енергетика и въглища", София, 1971
4. Георгиев К. Г. Ръководещи указания по релейна защита. Дистанционни защиты в мрежи 20-220кV. Материали на ДСО "Енергетика и въглища", София, 1971
5. Георгиев К.Г., Г.А.Димитров, С.Н.Нанчев. Справочник по релейна защита. Техника, София, 1977
6. Руководящие указания по релейной защите. Вып.11. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110-750 кв. Москва, Энергия, 1979
7. Федосеев А.М. Релейная защита электрических систем. М., Энергия 1976
8. Федосеев А.М. Релейная защита электроэлектрических систем. Релейная защита сетей. М., Энергоатомиздат, 1984
9. Schier A. Resistance of electrical faults arc in very high voltage networks. Elec. India, No.8, 1970, p.5-9
10. A.R. van C. Warrington. Interesting facts about powerarcs. Relaying news (GEC), No.20, 1941
11. Мельников Н.А., С.С. Рокотян, А.Н. Шеренцис. Проектирование электрической части воздушных линий электропередачи 330-500кВ. Москва, Энергия, 1974
12. Наредба №3/09.06.2004 г. за устройство на електрическите уредби и електропроводните линии. ДВ, бр. 90 и 91/2004 г.

09. Работа на дистанционните защиты при наличие на паралелни електропроводи

Въведение

Необходимите релейни защиты на паралелните електропроводи се определят от Наредба № 3 [11] в членовете:

Чл. 920. (1) В затворени мрежи, а също и в радиални мрежи с няколко източника на хранване като основна защита от междуфазни к. с. на единични ВЛ се прилагат отсечки по ток и напрежение със стъпална характеристика на закъсненията, а ако те не отговарят на изискванията за избирателност, чувствителност и бързина - дистанционни защиты.

(2) За защита от земни съединения в посочените мрежи по ал. 1 се прилагат токови отсечки на нулевата последователност със стъпална характеристика на закъсненията (посочни или непосочни).

Чл. 921. В случаите, когато посочените в чл. 920 защиты не отговарят на изискванията за избирателност, чувствителност и бързина, като основни защиты на единични ВЛ се предвиждат надлъжни диференциални защиты или предаване на командите за изключване (разрешаващи или забраняващи) по канал за свързка за ускоряване на отсрещните стъпални защиты. За контрол на изправността на спомагателните проводници на защитата и на каналите за свързка се предвижда специална сигнализация.

Чл. 922. (1) Като резервни защиты при междуфазни к. с. в допълнение към защитите по чл. 920 за повреди извън защитаваната зона (шини, изходящи ВЛ) се осигуряват непосочни или посочни отсечки по ток и напрежение със стъпална характеристика на закъсненията и чувствителни токови защиты със закъснение. Ако защитите не отговарят на изискванията за чувствителност и време на действие, се предвиждат дистанционни защиты.

(2) Когато е осигурено избирателното действие на резервните защиты по отношение на основните при междуфазни к. с., не е задължително поставянето им на всички прекъсвачи (пропускат се отделни участъци) и съгласуване на закъсненията помежду им.

(3) При земни съединения като резервни защиты се предвиждат непосочни и посочни токови отсечки за токове на нулева последователност без и със закъснение и чувствителна максималнотокова защита на нулева последователност. Избирателността на тези защиты по правило се осигурява най-малко за две стъпала - първото и второто.

(4) За времето на продължително извеждане от действие на каналите за свързка на основните защиты на ВЛ с особено строги изисквания за времето за изключване на к. с. се допуска неселективно ускоряване на резервните защиты при междуфазни къси съединения (например с пускане от напреженово реле с напрежение на права последователност) или използване на трифазни или междуфазни отсечки.

Чл. 923. (1) На паралелни ВЛ с едностранно и двустранно хранване, както и на линии с отклонения може да се поставят напречни диференциални защиты като основни защиты. При това в периодите, когато работи една от линиите, се използва резервната защита.

(2) За резервна защита при работа на двете ВЛ и като основна при изключване на едната от тях при земни съединения се използват токови защиты, а при междуфазни к. с. - токови или дистанционни. Когато това е целесъобразно, защитите се свързват на сумата от токовете на двете ВЛ.

(3) Вместо посочените в ал. 1 и 2 защиты за двете страни на паралелни ВЛ с двустранно хранване и за хранващата страна на паралелни ВЛ с едностранно хранване може да се прилагат защитите, предвидени за единични линии (по чл. 920, 921, 922), ако това е целесъобразно с оглед на схемата и условията за работа на мрежата (брой и начин на присъединяване на отклоненията, възможност за продължителна разделна работа или продължително изключване на единия край).

Паралелните електропроводи създават затруднения при прилагането на дистанционните защиты, които могат да се групират по следния начин:

А. Възможност за прилагане на единични и сумарни защиты.

Б. Коефициент на подпора, по-малък от единица.

В. Наличие на взаимен импеданс на нулевата последователност.

Г. Наличието на паралелни електропроводи води по принцип до увеличаване на т.к.с. и се налага по-бързо да се изключва к.с. и съответно по-съвършени релейни защиты.

Д. Сложността на схемите налага сигурността на защитите да се определя при една конфигурация на мрежата, а чувствителността – при друга.

Е. Необходимост от използване на посочни релета дори и при паралелни електропроводи, захранени от една страна.

Ж. Каскадно действие на защитите (поведението на една от защитите е функция на действието на друга и надеждността на защитите като цяло е по-ниска) - (evolving faults).

З. Защитата трябва да функционира правилно при всички реални варианти на оперативно включване и изключване на електропроводите.

И. Паралелните електропроводи оправдават двуфазно АПВ на единия от тях при двойно к.с. без земя. Дори в този случай може да се мисли за еднофазно АПВ. Такива действия трябва да се предвиждат в логиката на АПВ на цифровите защиты.

Съкращения и означения:

релейна защита	РЗ
паралелни електропроводи	ПЕЛ
електропровод	ЕП
дистанционна защита	ДЗ
Z_1	- импеданс на правата последователност
Z_0	- собствен импеданс на нулевата последователност
Z_{M0}	- взаимен импеданс на нулевата последователност
k_p	- коефициент на подпора
о.е.	- относителни единици
1 ф.к.с.	- еднофазно късо съединение

9.1. Индивидуални и сумарни защиты

Дистанционните защиты на паралелните електропроводи могат да се реализират по един от следните начини:

- Индивидуални защиты - на всеки електропровод се поставя отделна защита, която реагира на неговия ток.
- Сумарни защиты - на двата ЕП се поставя обща защита, която реагира на сумата от токовете на паралелните фази.

Индивидуалните защиты се изпълняват с пофазно или трифазно действие. Сумарните защиты се изпълняват с трифазно действие.

Индивидуалната защита има следните предимства. При к.с. между фазите в границите на защитаваните ПЕЛ измереният от защитата на повредената линия импеданс не зависи от това, дали работят двата ЕП или само единият от тях. Дължината на първата зона остава неизменна. Не е необходимо да се извежда от действие при работа на напречната диференциална защита или да се увеличава времето на първата зона, за да се избегне неправилното изключване на двата ПЕЛ, както това се изисква при сумарните защиты.

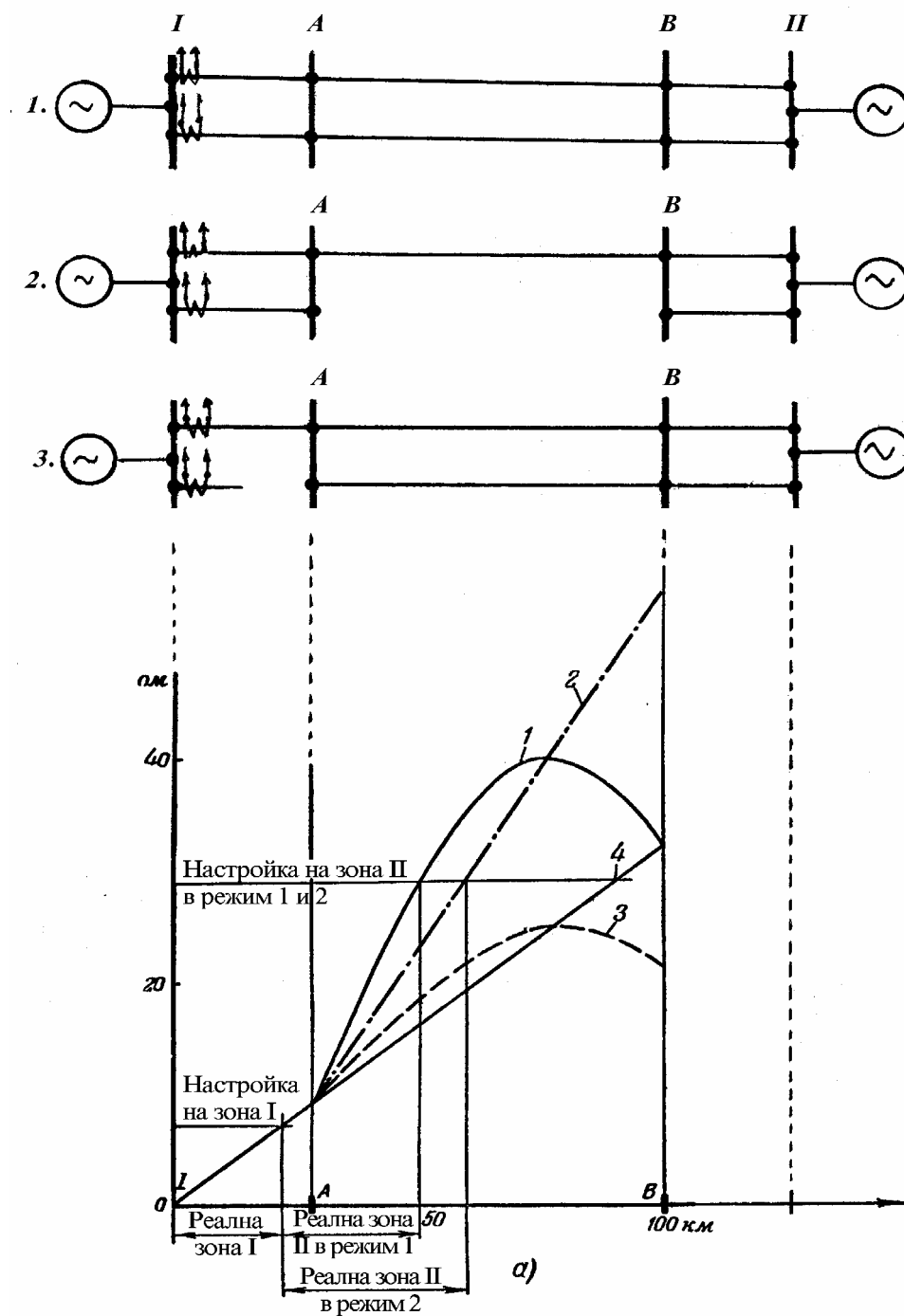
Индивидуалните защиты имат следните недостатъци:

а. Броят на релетата се увеличава.

б. Чувствителността на пусковите органи е по-малка. Определянето на условията за заработване на пусковите органи и тяхната сигурност става при някакво далечно к.с. извън ПЕЛ. Условията са еднакви за единичните и сумарните защиты. Чувствителността на единичните защиты се определя на базата на тока по една от линиите, т.е. на половината от тока на сумарната защита.

в. При к.с. извън паралелните ЕП индивидуалната защита получава половината от тока в мястото на к.с. Тя схваща, че повредата е по-далеч от действителното и по този начин обхващат ѝ като резервна защита се скъсява.

Работата на индивидуалните дистанционни защити при три последователно свързани паралелни електропровода, захранени двустранно е изследвана още в 1950 г. [7]. Резултатите са нетрадиционни (фиг. 1).



Фиг. 1

Разграничени са три режима: 1 - всички ЕП са включени; 2 - единият от ЕП на средния участък е изключен; 3 - единият от ЕП на първия краен участък е изключен.

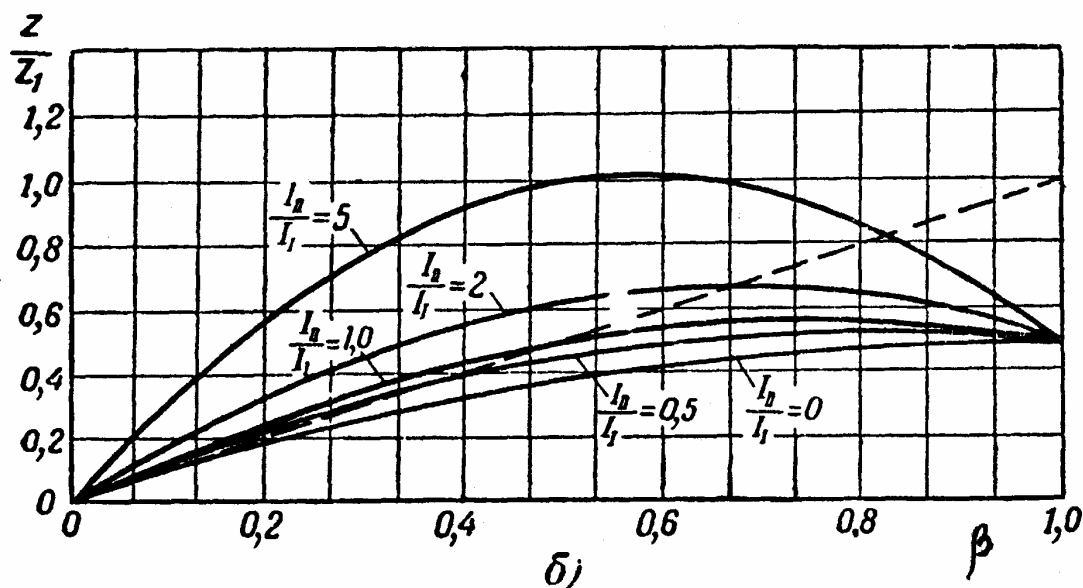
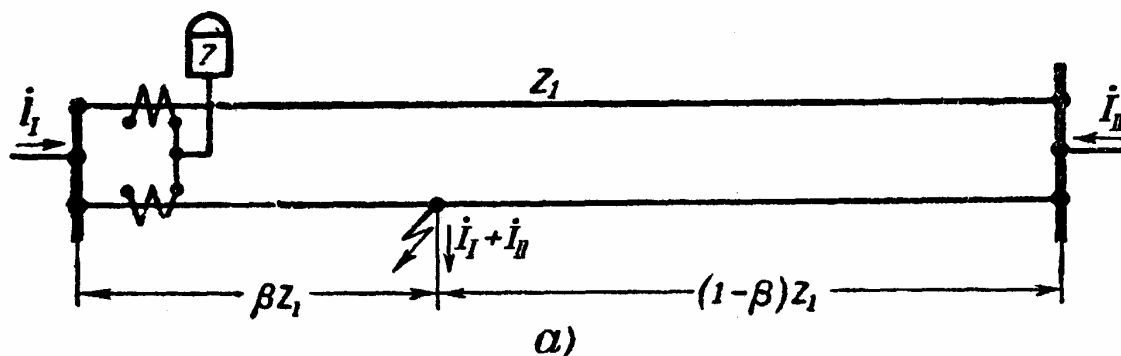
На фиг. 1 се показва какво измерва ДЗ, поставена в т. I, ако к.с. е във втория участък. Вижда се, че импедансът, измерван от релето в режим 1 е по-голям от импеданса на единичния ЕП и става равен на него само при к.с. в края на ЕП (т. В).

В режим 2 измереният от релето импеданс е равен на сумата от импеданса на първия участък и удвоения импеданс на частта от втория участък до мястото на повредата.

В режим 3, когато измереният от релето импеданс е най-голям е по-голям от импеданса на отделния ЕП и след това намалява, ставайки при к.с. в края на втория участък (т. В) равен на сумата от импеданса на ЕП от първия участък и половината от импеданса на втория участък.

Сумарните защиты, за да измерват едно и също при работа на един и два ЕП трябва да получават например напрежение, различаващи се два пъти.

На фиг. 2 като пример е показана зависимостта между импеданса Z/Z_1 , измерен от една сумарна защита и мястото на повредата β . И двете величини са в о.е. Измервателните трансформатори могат да са свързани или и двата "триъгълник", или и двата "звезда". Променлив параметър е също отношението на токовете от двете страни I_{II}/I_I . От фигурата се вижда, че се нарушава линейната връзка между измерения импеданс и мястото на повредата, даже мястото на максималния импеданс може да бъде вътре в ЕП, а не в неговия край.

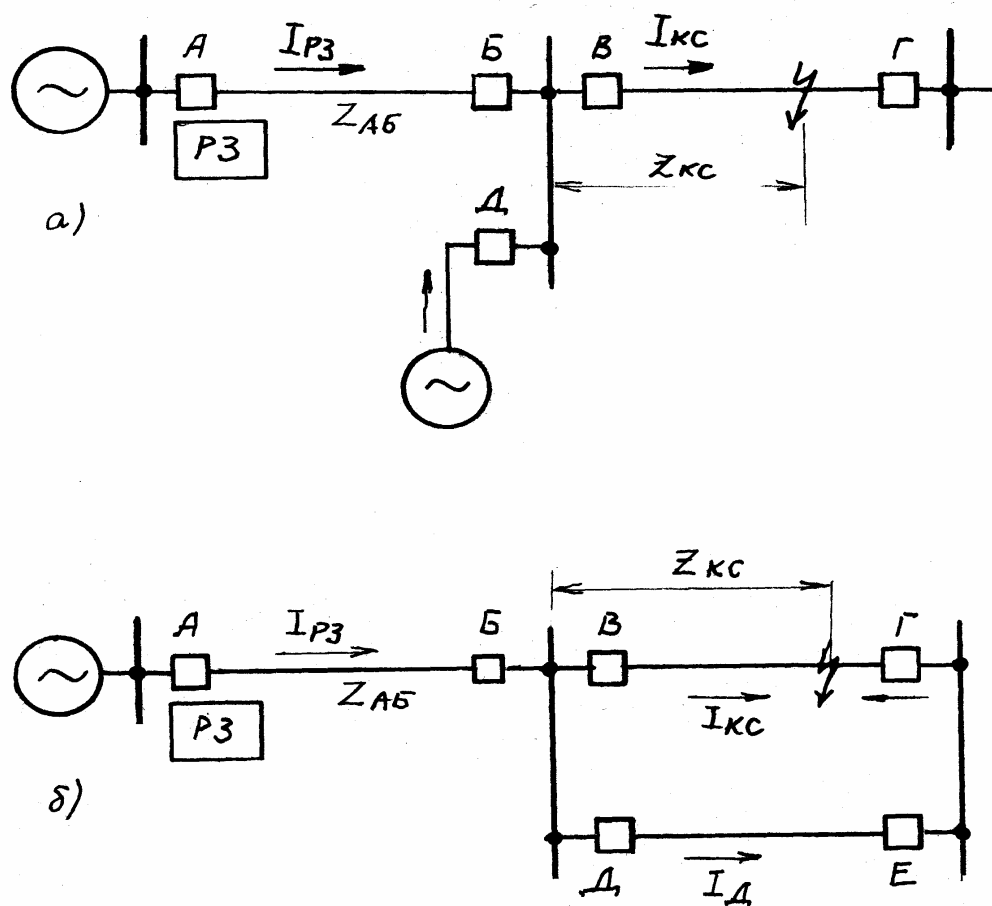


Фиг. 2

В разглеждания случай дистанционната сумарна защита ще изпълнява функции на резервна защита и ще изключва двата електропровода едновременно.

9.2. Коэффициент на подпора

В сложните мрежи токът през защитата I_{P3} и токът в мястото на к.с. $I_{кс}$ не е еднакъв. За количествена оценка на тази разлика се въвежда коефициентът на подпора k_p . Той се именува още "коэффициент на разклонението" [проф. Н. Нанчев], "коэффициент на токоразпределение" [проф. А. М. Федосеев, проф. Н. Аврамов].



Фиг. 3

Този коефициент може да се дефинира като отношение "ток в мястото на к.с." - "ток в мястото на P3", а може и реципрочно: "ток в мястото на P3" - "ток в мястото на к.с.". Тук се приема първото

$$(1) \quad k_p = \frac{I_{кс}}{I_{P3}}$$

Това дефиниране означава, че формулата например за импеданса на втората зона ще има вида

$$(2) \quad Z_{зр2} = 0.85 \cdot (Z_{ел1} + k_p Z_{зр1}).$$

В другия случай коефициентът k_p ще бъде в знаменател.

С помощта на фиг. 3а се разглежда поведението на защитата в A при к.с. в т. K . Констатацията е, че защитата измерва по-далечно разстояние от действителното. Дължи се на по-високото измерено напрежение:

$$(3) \quad \dot{U}_{p3} = \dot{I}_A \cdot Z_A + (\dot{I}_A + \dot{I}_B) Z_{kc},$$

$$\dot{I}_{p3} = \dot{I}_A,$$

$$(4) \quad Z_{p3} = Z_A + \frac{\dot{I}_A + \dot{I}_B}{\dot{I}_A} Z_{kc}$$

вместо

$$(5) \quad Z_{p3} = Z_A + Z_{kc}.$$

Отношението между тока в мястото на късото съединение $I_{kc} = (I_A + I_B)$ и тока през РЗ $I_{p3} = I_A$ е дефинираният по-горе коефициент на “подпора”.

$$(6) \quad k_p = \frac{\dot{I}_{kc}}{\dot{I}_{p3}} = \frac{\dot{I}_A + \dot{I}_B}{\dot{I}_A} \geq 1.$$

Коефициент на подпора по-малък от единица се получава, когато към следващата шина има паралелни електропроводи и к.с. става по един от тях (фиг. 3б). В този случай:

$$(7) \quad \dot{U}_{p3} = \dot{I}_A \cdot Z_A + (\dot{I}_A - \dot{I}_B) Z_{kc},$$

$$\dot{I}_{ze} = \dot{I}_A,$$

$$(8) \quad Z_{p3} = Z_A + \frac{\dot{I}_A - \dot{I}_B}{\dot{I}_A} Z_{kc}$$

вместо

$$(9) \quad Z_{p3} = Z_A + Z_K.$$

Коефициентът на подпора

$$(10) \quad k_p = \frac{\dot{I}_{kc}}{\dot{I}_{p3}} = \frac{\dot{I}_A - \dot{I}_B}{\dot{I}_A} \leq 1.$$

При $k_p > 1$ защитата схваща к.с. като по-далечно, няма опасност да се изключи по-далечно к.с. като по-близо и няма опасност да се наруши селективността. Възможно е само да се намали бързодействието.

При $k_p < 1$ защитата ще измери, че к.с. е станало по-близо във втората зона и ще намали сигурността на незаработването си. Най-благприятният случай е $k_p = 1$ и отговаря на липса на паралелен електропровод. Коефициентът $k_p = 1$ и при к.с. в непосредствена близост до прекъсвача В. Колкото к.с. се отдалечава от В и доближава до Г, k_p намалява, за да стане на края $k_p = 0.5$, ако I_{p3} се разполови по двата паралелни електропровода.

В действителност коефициентът k_p би трябвало да се определи като векторна величина. Това влияе върху ъгъла и модула на зоната. На практика обаче се приема k_p да бъде скаларна величина за опростяване на изчислението и поради това, че допусканата грешка е малка.

Твърдо установени правила при избора на режимите на работа за определяне на коефициентите k_p няма и това създава едни от основните затруднения при определянето на импеданса на заработване. Инженерното решение на проблема изисква опитност и максимум допълнителна информация за режима на работа на връзките и генераторите в разглежданата мрежа.

9.3. Импеданс на нулевата последователност

9.3.1. Собствен импеданс на нулевата последователност

Измереният от дистанционната защита импеданс е различен при междуфазна повреда и при повреда, свързана със земя. Тя обаче трябва да реагира по един и същ начин, когато повреда е на едно и също място независимо от вида на повреда. За целта схемата ѝ се реализира така, че при повреда към земя измервателният орган да получава информация за тока с нулева последователност и за съответния фазен ток, а при междуфазна повреда – само фазните токове на повредените фази. Изгражда се схема за избор на повредената фаза. На фиг. 10.3 е показан изразът за фаза R , доказващ какъв ток и какво напрежение трябва да се подаде на защитата, за да измерва един и същ импеданс, отговарящ на импеданса на правата последователност Z_1 и пропорционален на разстоянието до мястото на повреда. Започва се от възможността всяко от напреженията в трифазната система да се представя като сума от съставките с права (индекс 1), обратна (индекс 2) и нулева (индекс 0) последователност. Използва се и фактът, че при електропроводите импедансите на правата и обратната последователност са еднакви ($Z_1 = Z_2$). Чрез израза за сумата на токовете се елиминира токът с обратна последователност I_{R2} . Изкуствено се извежда пред скоби импедансът на правата последователност Z_1 и в скобите остава израз за тока, който ако се подава на импедансното реле заедно с фазното напрежение U_R ще даде възможност да се изчисли точно търсената стойност за Z_1 . Токът има две съставки: реалният ток на фазата I_R и утроеният ток с нулева последователност $3I_{R0}$, коригиран с така наречения “земен фактор” f_E . Земяният фактор държи сметка за съотношението на импедансите с права и нулева последователност на защитавания електропровод.

$$(11) \quad \dot{U}_A = \dot{I}_{A1} \cdot Z_1 + \dot{I}_{A2} \cdot Z_2 + \dot{I}_{A0} \cdot Z_0;$$

$$Z_1 = Z_2; \quad \dot{I}_A - \dot{I}_{A0} = \dot{I}_{A1} + \dot{I}_{A2};$$

$$(12) \quad \dot{U}_A = Z_1 \left(\dot{I}_A + \frac{Z_0 - Z_1}{3Z_1} \cdot 3\dot{I}_{A0} \right) = Z_1 \left(\dot{I}_A + f_E \cdot 3\dot{I}_{A0} \right);$$

$$(13) \quad f_E = \frac{Z_0 - Z_1}{3Z_1};$$

$$(14) \quad U_{pz} = \dot{U}_A; \quad I_{pz} = \dot{I}_A + f_E \cdot 3\dot{I}_{A0}.$$

9.3.2. Взаимен импеданс на нулевата последователност

Подходът е същият, но се включва и влиянието на съседния електропровод при 1 ф.к.с.

$$(15) \quad \begin{aligned} \dot{U}_A &= \dot{I}_{A1} \cdot Z_{A1} + \dot{I}_{A2} \cdot Z_{A2} + \dot{I}_{A0} \cdot Z_{A0} \pm \dot{I}_{B0} \cdot Z_{M0} = \\ &= Z_{A1} \left(\dot{I}_A + \frac{Z_{A0} - Z_{A1}}{3Z_{A1}} 3\dot{I}_{A0} \pm \frac{Z_{M0}}{3Z_{A1}} 3\dot{I}_{B0} \right) = \\ &= Z_{A1} \left(\dot{I}_A + f_e \cdot 3\dot{I}_{A0} \pm f_g \cdot 3\dot{I}_{B0} \right) \end{aligned}$$

$$(16) \quad U_{pz} = U_A; \quad I_{pz} = \dot{I}_A + f_e \cdot 3\dot{I}_{A0} \pm f_g \cdot 3\dot{I}_{B0}.$$

Тук $3I_{A0} = 3I_{0\text{собствен}}$, а $3I_{B0} = 3I_{0\text{съседен}}$.

Въвежда се още един земен фактор f_g , който отчита взаимния импеданс

$$(16) \quad f_g = \pm \frac{Z_{M0}}{3Z_{A1}}.$$

Ако на измервателното реле на фаза A се подаде фазното напрежение U_A на фаза A

$$(17) \quad U_{pA} = U_A$$

и ток според израза

$$(18) \quad I_{pA} = I_A + f_e \cdot 3I_{A0} \pm f_g \cdot 3I_{B0}$$

или
$$I_{\text{фазно}} + f_e \cdot 3I_{0\text{собствен}} \pm f_g \cdot 3I_{0\text{съседен}},$$

то релето ще измерва коректно импеданса до мястото на повредата и при междуфазно, и при 1 ф.к.с., независимо дали е включен или не съседният електропровод.

Релето ще получава от напреженовия трансформатор винаги $U_{pA} = U_A$, но ако токът не се формира по (16), а по (14) и не се отчита взаимното влияние на двата ПЕП ще се получи измерен импеданс

$$(19) \quad Z_{pA} = Z_A \left(1 \pm \frac{f_g \cdot 3I_{B0}}{I_A + f_e \cdot 3I_{A0}} \right)$$

вместо точния Z_{A1} .

За да се оцени големината на грешката се приема, че к.с. е в края на паралелните електропроводи или е извън тях и токовете при 1 ф.к.с. са равни

$$(20) \quad \dot{i}_A = \dot{i}_B = 3\dot{i}_{A0} = 3\dot{i}_{B0}$$

$$(21) \quad Z_0 = 3Z_1, \quad Z_{M0} = 0.5 \cdot Z_0 = 1.5 \cdot Z_1$$

$$(22) \quad f_e = \frac{2}{3}, \quad f_g = \frac{1.5}{3}.$$

грешката става

$$(23) \quad \Delta Z = \pm \frac{f_g \cdot 3I_{B0}}{I_A + f_e \cdot 3I_{A0}} = \pm \frac{3/6}{1 + 2/3} = \pm 0,3.$$

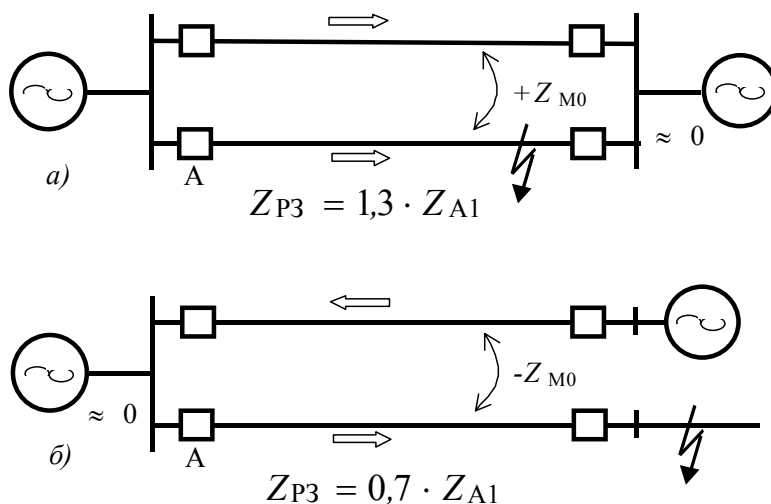
Написано в пълен вид измереното от фаза А става

$$(24) \quad Z_{pA} = Z_{A1} \left(1 \pm \frac{\frac{Z_{M0}}{3Z_{A1}} \cdot 3I_{B0}}{I_A + \frac{Z_{A0} - Z_{A1}}{3Z_{A1}} \cdot 3I_{A0}} \right)$$

или

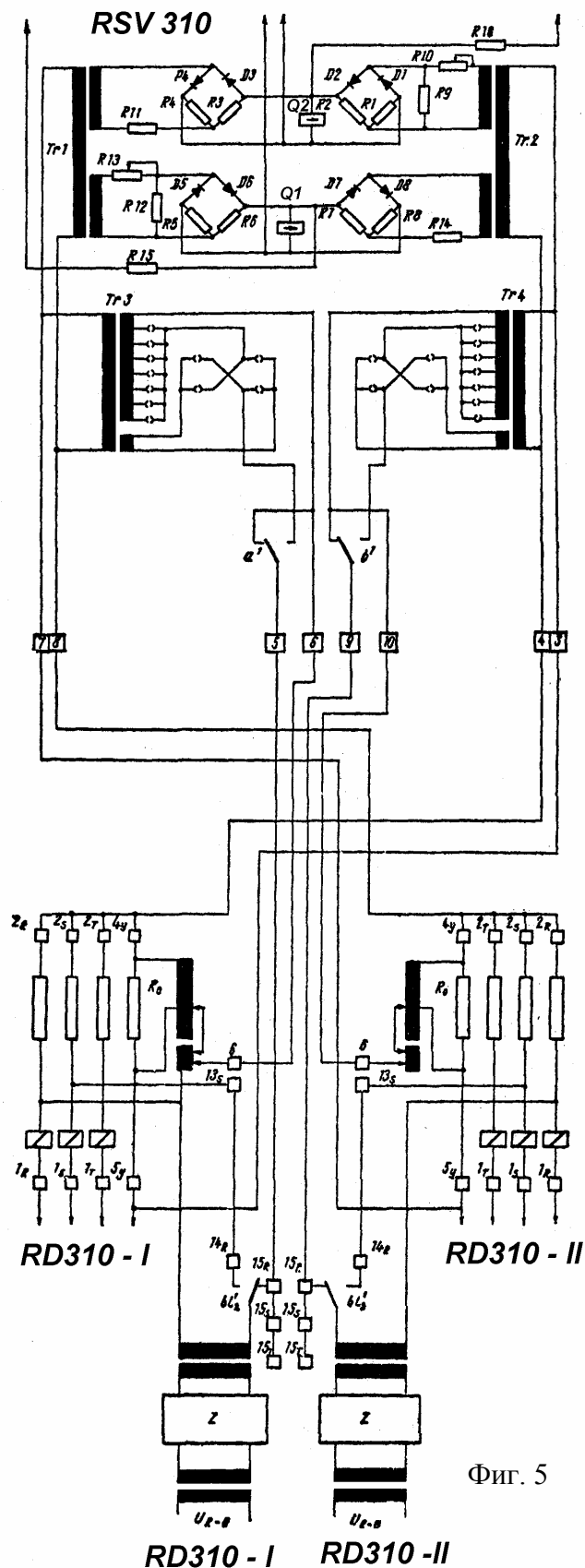
$$(25) \quad Z_{pA} = Z_{A1} \left(1 \pm \frac{Z_{M0}}{2Z_{A1} + Z_{A0}} \right) = Z_{A1} (1 \pm 0,3)$$

Тази 30% грешка и знакът "±" ще се илюстрират със следващия пример (фиг.4).



Оценявя се функционирането на защитата към прекъсвача А, като се отчита взаимният импеданс Z_{M0} и токът през съседния ЕП. В първия случай (фиг. 4а) токовете са съпосочни и знакът на взаимното влияние е положителен. Защитата измерва, че к.с. е станало 30% по-далеч от реалното. Във втория случай токовете са разнопосочни и защитата в А ще измери, че к.с. е станало 30% по-близо. И в двата случая са на лице условия за неправилно действие на РЗ.

Пример за отчитане на взаимното влияние на ПЕП е устройството RSV310 към релейната защита RD310 (фиг. 5) [6].



Фиг. 5

В устройството RSV310 се събира информация за токовете с нулева последователност на двата ПЕП. Падът върху резистора в нулевата верига R_0 на първата защитата RD310I се подава на клемите 3 и 4 (фиг.6), а аналогичният пад от втората защита RD310II - на клемите 7 и 8. Падовете постъпват в трансформатори с превключватели Tr3 и Tr4, които дават възможности да се избира на степени факторът f_g от 30% до 130% през 5%. Всяка от защитите създава в собствения си комплект пад, пропорционален на фазния ток и на коригирания със земния фактор f_e нулев ток (клема 6 и клемата на съответната фаза), т.е. формира се сборът $(I_A + f_e \cdot 3I_{0\text{собствен}})$. Към него от RSV310 се добавя напрежението $(f_g \cdot 3I_{0\text{съседен}})$

$$(20) I_{\text{фазно}} + f_e \cdot 3I_{0\text{собствен}} \pm f_g \cdot 3I_{0\text{съседен}}$$

се подава към собственото измервателно реле Z.

В устройството RSV310 има и две пускови релета Q1 и Q2, които сравняват нулевите токове на двете паралелни линии.

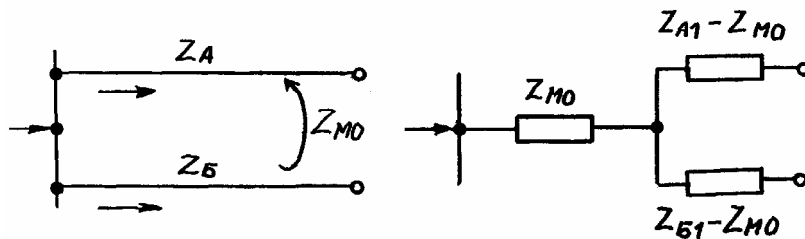
Забележка:

Компенсирането на взаимния импеданс чрез коефициента f_g и тока на съседния електропровод е застъпено в Германия. В други страни, например Швеция и Швейцария (Разговор с инж. Я. Закончик - АБВ, III.1998 г.) смятат, че поставянето на специален блок от вида RSV310 е излишно и дори поставянето на допълнителни посочни релета от рода на Q1 и Q2 крие опасност от грешки. В тези страни се смята, че с подходящ подбор на настройките може да се постигне задоволителна сигурност и чувствителност. Сега у нас също се смята, че компенсирането е излишно (Разговор с Д. Бодуров, III.1998 г.). Прецизно пресмятане за ПЕП 110 kV показва, че грешката е не повече от 5% (далеч от класическите 30%). Ако трябва, сигурността за първа зона ще се приеме 0,80 вместо 0,85 и ще се избегне опасността от излишно заработване.

9.3.4. Късо съединение след паралелни електропроводи

Има типични ситуации, когато к.с. е след ПЕП и ДЗ работи като резервна. Необходимо е да се намери еквивалентният импеданс, като се отчита взаимното влияние на ЕП [8, стр. 84].

На фиг. 9 е показана изходната и еквивалентната схема на паралелни ЕП с обща точка в единия край. На еквивалентната схема са показани стойностите на импедансите.



Фиг. 9

На фиг. 10 е показана изходната и еквивалентната схема на паралелни ЕП с обща точка в двата края. Еквивалентното съпротивление е

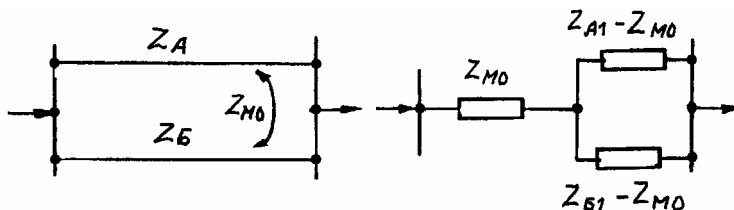
$$(21) \quad Z_{екв} = Z_{M0} + \frac{(Z_{A1} - Z_{M0}) \cdot (Z_{B1} - Z_{M0})}{Z_{A1} + Z_{B1} - 2Z_{M0}}$$

Ако ЕП са на една стълбовна линия и имат еднакво сечение, то

$$(22) \quad Z_{A1} = Z_{B1} = Z_I$$

и

$$(23) \quad Z_{екв} = 0.5 \cdot (Z_I + Z_{M0})$$



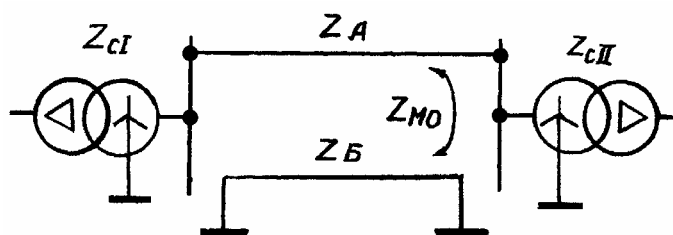
Фиг. 10.

На фиг. 11 е показана изходната и еквивалентната схема на паралелни ЕП, от които единият е заземен в двата края. Такава схема рядко се случва в експлоатационни условия, защото при ПЕП на една стълбовна линия, когато единият ЕП е в ремонт, другият е също изключен. От електрическа гледна точка случаят е свързан със значително намаляване на еквивалентното съпротивление. В съответствие с фигурата

$$(24) \quad \text{А} = Z_{сI} + Z_{сII} + Z_{A1} - Z_{M0} ;$$

$$\text{Б} = Z_{B1} - Z_{M0} ,$$

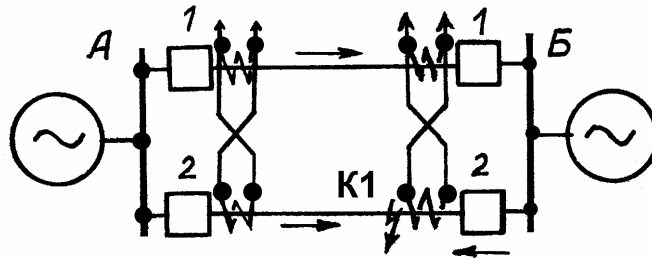
а еквивалентното съпротивление е чувствително намалено.



Фиг. 11

9.4. Каскадно действие на защитите

Каскадно действие на защитите има, когато поведението на една от защитите е функция на действието на друга. При ПЕ това явление е типично. Напречната диференциална на ПЕП неизбежно има мъртва зона в далечния край. При к.с. в края на ЕП (фиг. 12, т. *K1*) зароботна селективно и с достатъчна чувствителност близката до него защита на прекъсвача *B2*. За страна *A* тока е мъртва зона. След изключване на *B2* обаче потокоразпределянето се променя. Токът на к.с. през *A2* надвишава този през *A1* и диференциалната защита изключва прекъсвача *A2*. Второто изключване е функция на първото и оценката е, че *A2* изключва каскадно.



Фиг. 12

При ДЗ II и III зона са резервни. От примера на фиг. 12 защитата на *A1* е резервна на *B2*, но това може да се осъществи само каскадно - след изключване на *A2*. Изисква се втората зона на *A1* да бъде съгласувана и с първата зона на *B2*. Съпосочността на токовете през *A1* и *A2* удължава втората зона на *A1* (например +30%), а противопосочността на токовете през *B1* и *B2* скъсява първата зона на *B2* (например -30%). При съгласуването на втората зона на *A1* с първата зона на *B2* се препоръчва да се приема по-малък коефициент на сигурност.

Литература:

1. Атабеков Г.И. Теоретические основы релейной защиты высоковольтных сетей. Госэнергоиздат, М., 1957
2. АBB. Фирмени материали (лекция за дистанционната защита RAZOA)
3. Ungrad H., V. Narayan. Behaviour of distance relays under earth fault conditions on double-circuit lines. BBC, Relays and protection schemes, CH-ES 35-30.14E
4. Георгиев К.Г. Ръководящи указания по релейна защита. Земни защиты в мрежи с голям ток на земно съединение. Материали на ДСО "Енергетика и въглища", София, 1971
5. Георгиев К.Г. Ръководящи указания по релейна защита. Дистанционни защиты в мрежи 20-220 kV. Материали на ДСО "Енергетика и въглища", София, 1971
6. Георгиев К.Г., Г.А.Димитров, С.Н.Нанчев. Справочник по релейна защита. Техника, София, 1977
7. Заславская Т.Б. Особенности расчета уставок реактансной защиты двух параллельных линий. Электрические станции, No.4, 1950
8. Руководящие указания по релейной защите. Вып.11. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110-750 кв. Москва, Энергия, 1979
9. Федосеев А.М. Релейная защита электрических систем. М., Энергия 1976
10. Федосеев А.М. Релейная защита электроэнергетических систем. Релейная защита сетей. М., Энергоатомиздат, 1984
11. Наредба №3/09.06.2004 г. за устройство на електрическите уредби и електропроводните линии. ДВ, бр. 90 и 91/2004 г.

10. Блокировки на дистанционните защиты при люлеене

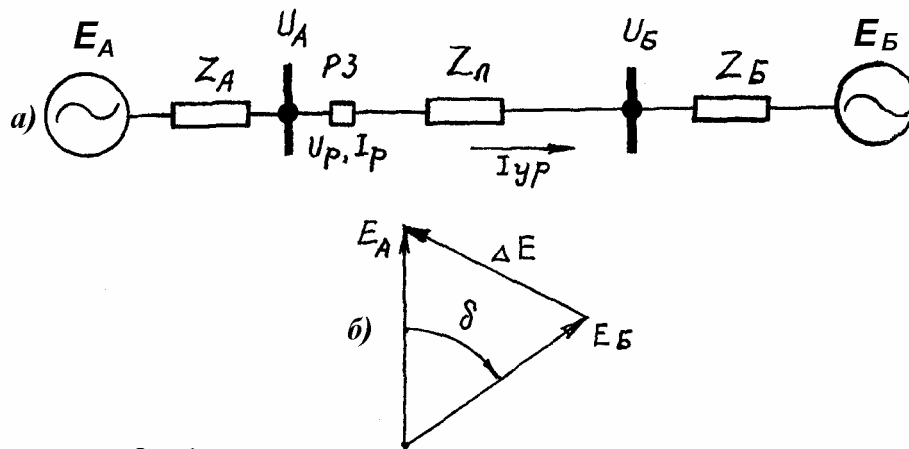
Въведение

Люлеенето и асинхронният ход в ЕЕС са следствие на системни смущения - рязка промяна на товара или изключване на к.с. с недопустимо забавяне. Големината на колебанията зависи от степента на смущението и от естествената стабилност на системата. Скоростта на измененията зависи от времеконстантите на системата и от импедансите между отделните генератори.

Типично е представянето на явлението в една двумашинна система (фиг. 1а). Двете части на системата *A* и *B* могат да имат следните различия:

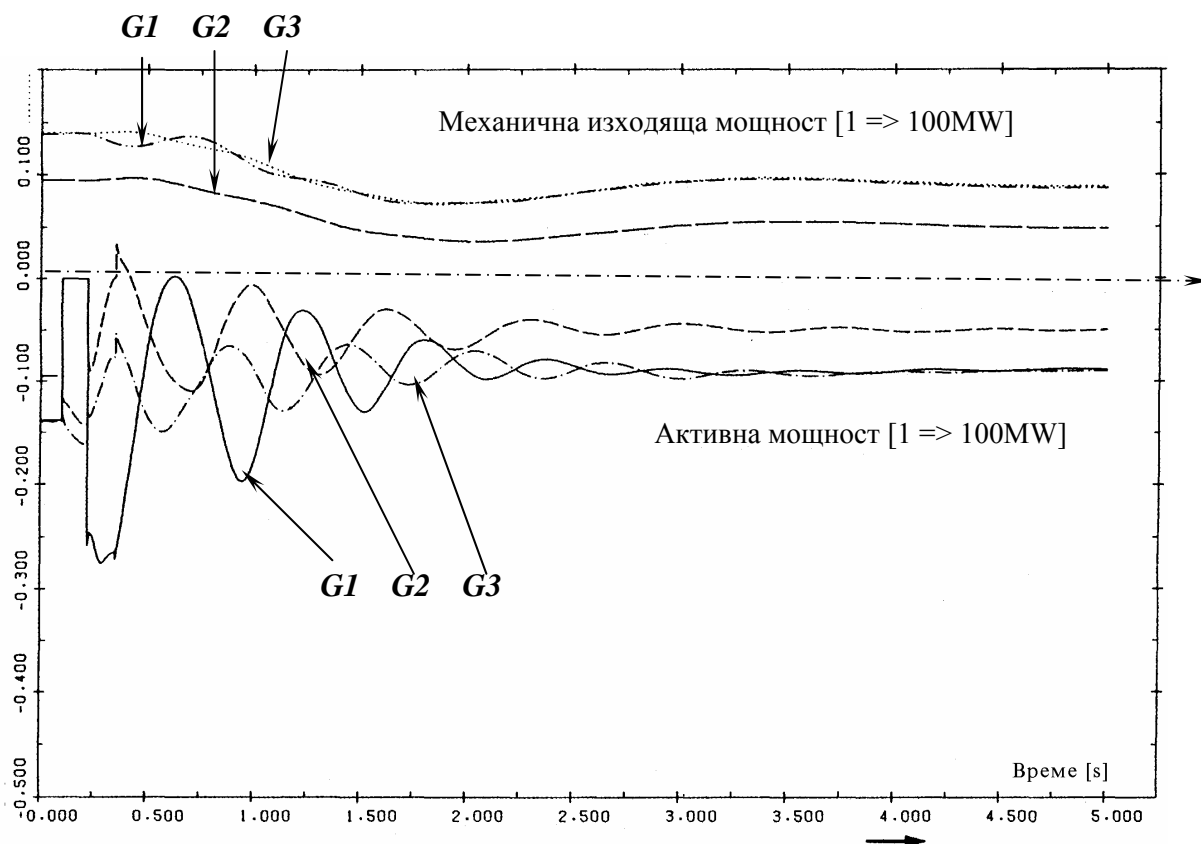
А. Частта А има честота $\omega_A = \text{const.}$, а частта Б - $\omega_B = \text{const.}$ (фиг. 1а). Честотата на хлъзгане е

$$(1) \quad \omega_A - \omega_B = \omega_s .$$



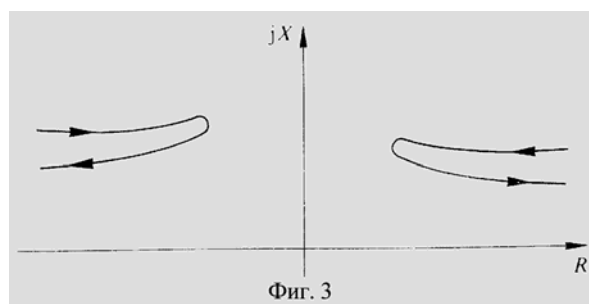
Фиг. 1

Б. Частта А има честота $\omega_A = \text{const}$. Честотата ω_s се изменя от една начална стойност $\omega_{s,\text{нач}}$ до нула, т.е. люлеенето минава в синхронен режим след краен брой колебания. Може да се зададе и закон за изменението на ω_s , например линеен. Пример на параметрите при такова затихващо люлеене е даден в [10] (фиг.2).



Фиг.2

В. Люлеене без хлъзгане. Честотите на двете части са винаги равни, но заедно се люлеят с честота ω_s , т.е. $\omega_A = \omega_B = \omega_{\text{вар}}$. Изменението на измервания от защитата импеданс е даден в [2] (фиг.3).



Фиг. 3

1. Описание на процесите при люлеене

За простота на представянето по-долу се разглежда случаят А. Построява се векторната диаграма за схемата от фиг. 1б. Приети са съотношенията:

$$(2) \quad \dot{E}_A - \dot{E}_B = \Delta \dot{E}; \quad \omega_A - \omega_B = \omega_s; \quad Z_\Sigma = Z_A + Z_B + Z_L;$$

$$(3) \quad \delta = \omega_s \cdot t; \quad \Delta \dot{E} = 2 \cdot E_A \cdot \sin\left(\frac{\omega_s \cdot t}{2}\right).$$

Дистанционната защита е на електропровода към шина А. Тя получава следните токове и напрежения (фиг. 1а):

$$(4) \quad I_p = I_{yp} = \frac{\Delta \dot{E}}{Z_{\Sigma}};$$

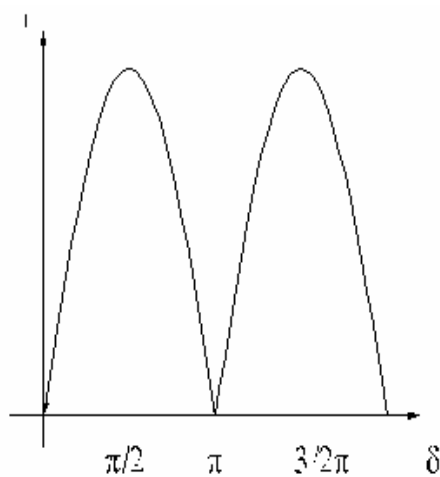
$$(5) \quad \dot{U}_p = \dot{E}_A - \dot{I}_p \cdot Z_A = \dot{E}_A - \frac{\Delta \dot{E}}{Z_{\Sigma}} \cdot Z_A.$$

Измереният импеданс в комплексен вид е

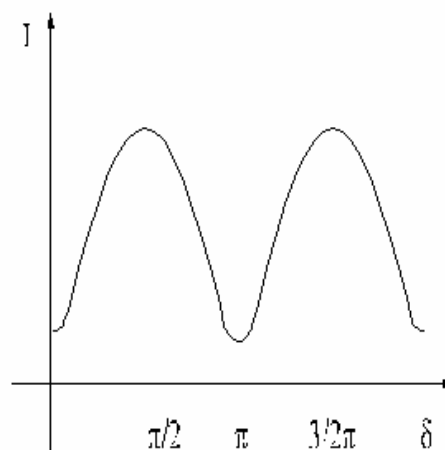
$$(6) \quad Z_p = \frac{\dot{U}_p}{\dot{I}_p} = Z_{\Sigma} \cdot \frac{\dot{E}_A}{\Delta \dot{E}} - Z_A.$$

Променлива величина е времето t , т.е. ъгълът δ .

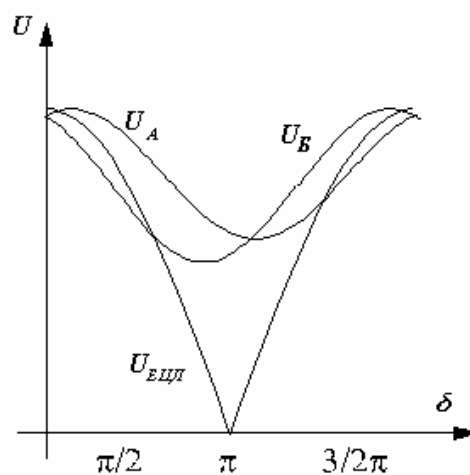
Изменението на токовете във функция от ъгъла на разместване на е.д.с. в ненатоварена система е дадено на фиг. 4. Същата функция в система с товар е дадена на фиг. 5.



Фиг. 4



Фиг. 5



Фиг. 6

От фигурите могат да се направят следните изводи:

1. При люлеене в ЕЕС по ЕП протичат уравнителни токове. Те имат максимална стойност при ъгли δ близки до 180° . Максималните стойности на токовете се определят от сумата на е.д.с. на машините (в частност удвоеното е.д.с. на единия генератор при $E_A=E_B$) и могат да

бъдат и по-големи от токовете на трифазно к.с. При ненатоварена система минималните стойности на токовете спадат до нула. При натоварени системи минималните стойности се определят от големината и характера на товара.

2. Напрежението в мястото на дистанционната защита се колебае (фиг. 6). Най-големи колебания се явяват в точката на електрическия център на люлеене (ЕЦЛ).

3. Изравнителният ток изостава от разликата между е.д.с. на ъгъл φ_c , определен от параметрите на системата.

2. Използване на комплексната равнина за анализ на поведението на импедансните релета при люлеене в ЕЕС

Използването на комплексната равнина за анализ на поведението на импедансните релета при люлеене е удобно и нагледно. Дава възможност в равнината (R, j) да се разгледа едновременно характеристиката на релето и ходографът на измервания от него импеданс. Методът е създаден през 1941 г. в МЭИ от Н. А. Моралев като дипломна работа.

От фиг. 1б и уравнение (6) следва, че върхът на вектора $\Delta \hat{E}$ описва окръжност, когато ъгълът $\delta = \omega_s \cdot t$ се изменя от 0 до 360°.

Допълнително ще се приеме с нулева начална фаза напрежението \hat{E}_A , а $\Delta \hat{E}$ ще раздели на \hat{E}_A и ще стане в относителни единици $\Delta \hat{E}^*$.

$$(7) \quad Z_p = \frac{\dot{U}_p}{\dot{I}_p} = Z_\Sigma \cdot \frac{1}{\Delta \hat{E}^*} - Z_A.$$

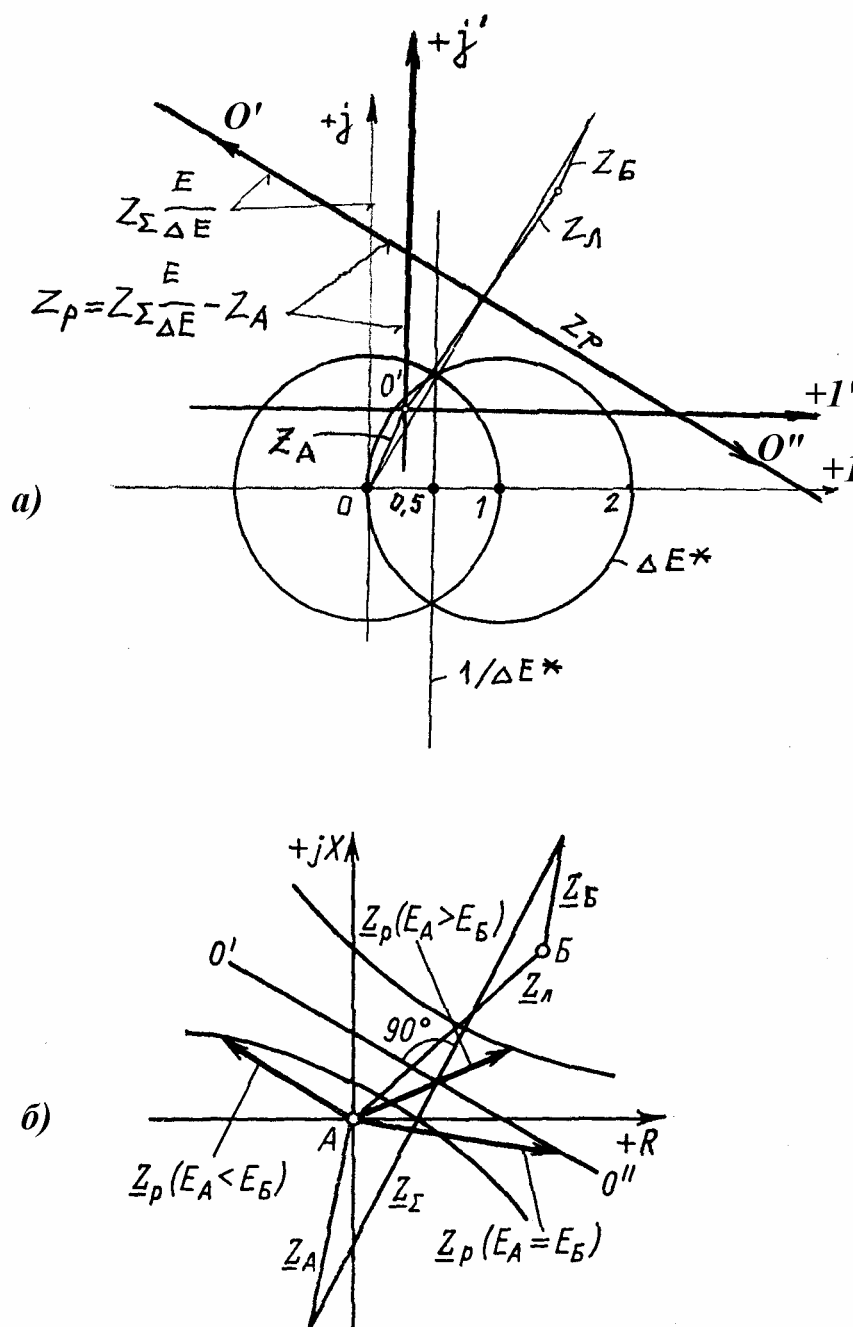
Геометричното място на $\Delta \hat{E}^*$ е единична окръжност, която минава през координатно начало (фиг. 7а, координати $\{+1, +j\}$). Инверсният ѝ образ $1/\Delta \hat{E}^*$ е права, успоредна на ординатната ос и отстояща на 0.5 о.е. от центъра O в същата координатна система $\{+1, +j\}$.

Векторите Z_Σ , Z_A , Z_B и Z_L са начертани с очакваните ъгли, близки до 90°. Произведението $Z_\Sigma (1/\Delta \hat{E}^*)$ дава права, която разполовява вектора Z_Σ и е завъртяна според неговия ъгъл. За да се получи крайният резултат Z_p , трябва от $Z_\Sigma (1/\Delta \hat{E}^*)$ да се извади векторът Z_A . Изваждането може да се реализира и с преместване на координатното начало. В новата координатна система (I', j') се показва крайният резултат $Z_p(\delta)$.

При приетите опростени условия по време на люлеене измерваният от дистанционната защита импеданс Z_p ще се движи по описаната права $O'O''$ и може да се съпостави с характеристиките на съответната защита.

Ако напреженията \hat{E}_A и \hat{E}_B не са еднакви, геометричното място на $\Delta \hat{E}^*$ не е единична окръжност, която минава през координатно начало. Инверсният ѝ образ $1/\Delta \hat{E}^*$ е окръжност в общо положение. На фиг. 7б са показани ходографи на Z_p при $\hat{E}_A > \hat{E}_B$ и $\hat{E}_A < \hat{E}_B$.

Анализът на поведението на релетата при люлеене се осъществява, като се съпоставят настроените характеристиките на релетата, определящи тяхната зона на заработване със съпротивленията, измерени от тях в разглеждания режим.



Фиг. 7

3. Изисквания към блокировките при люлеене в ЕЕС

3.1. Релета за блокиране при люлеене се използват главно при дистанционните защиты, въпреки че имат място и при други бързи защиты, като например токовите отсечки (А. М. Федосеев, Н. В. Чернобровов).

3.2. Релето трябва да открие люлеенето бързо, т.е. преди защитата да е заработила излишно. Блокирането следователно не трябва да се случва, когато събитието е повреда, дори и по същото време да има люлеене.

3.3. Релета за блокиране при люлеене трябва да блокира не само функцията "изключване", но също и да връща релето за време на дистанционната защита, което означава, че дори да се случи повреда по време на люлеене всички дистанционни релета трябва да започнат измерване в първа зона и да няма безразборни (объркани) изключения. За да се постигне това е необходимо да се екипират с блокировки всички дистанционни релета, които биха реа-

гирали на люлеенето, а не само тези, на които електрическият център попада в първата и втората зона.

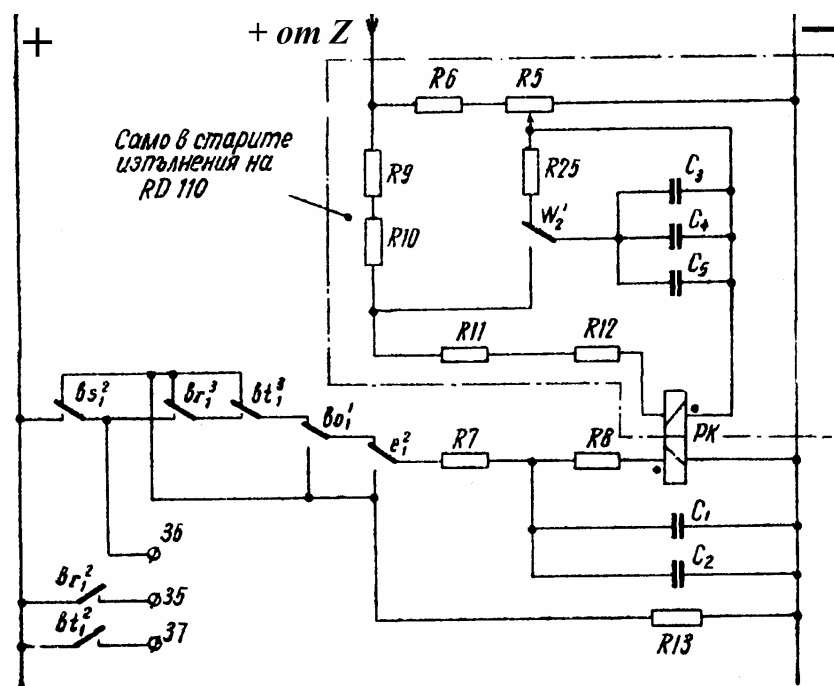
3.4. Обхватът на честотата на хлъзгане, на която реагират блокиращите релета се определя при насрещни (двата вектора се раздалечават в противоположни посоки или единият вектор стои неподвижен, а другият се отдалечава с двойно по-голяма ъглова скорост) скорости на електродвижещите напрежения на двумашинна система и има горна граница до 10% от номиналната честота (5 Hz). Според някои източници диапазонът на честотите при люлеене е от 0.2 до 2 Hz. Долната граница най-често се препоръчва да бъде 0.1% от номиналната честота, т.е. 0.05 Hz. Такива широки граници се обсъждат, когато се оценяват възможностите на различните принципи. Долните граници се отнасят за случаите на излизане от паралел на паралелно работещи генератори.

За България (по инж. Кирил Илчев) честотата на люлеене има гранични стойности 0.2 - 2 Hz, най-често тя е в интервала 0.6 – 1.5 Hz, при авария до АЕЦ “Козлодуй” – 0.86 Hz.

Защитите трябва да бъдат конструирани и настроени така, че да не задействат при разлюляване на системата. Най-простият начин за това е да се използват защиты с голямо времетраене (по-голям от периода на люлеене), така че да се блокират за всеки период на люлеене. Този начин е неприложим в преносните мрежи.

4. Видове блокировки

4.1. Блокировка при люлеене в защитата RD110



Фиг.8

Блокировката против люлеене на дистанционната защита RD110 (фиг.8) е описана в [6, стр. 116; 11, стр. 148]. Логиката ѝ предвижда извеждане на защитата от действие, когато в мрежата има разлюляване. Използва се обстоятелството, че при разлюляване токовете и напреженията в трите фази се менят симетрично и липсват съставки на обратната и нулевата последователност, докато при к.с. практически винаги съществува някаква несиметрия. Освен това т.к.с. рязко нараства, а при разлюляване колебанията са винаги с честота, доста по-малка от 50 Hz – между 0.2 и 2 Hz.

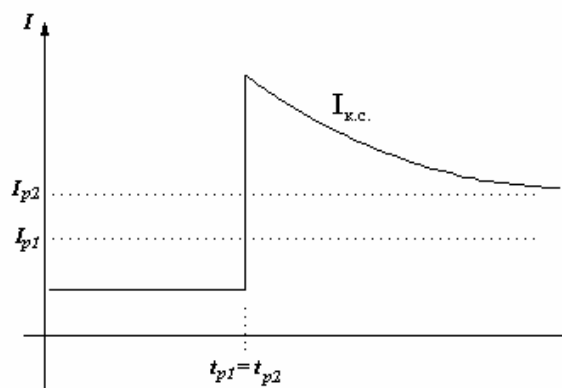
Блокировката се състои от: Поляризовано реле PK (фиг. 8) с две намотки – работна намотка и намотка за връщане, кондензатори $C1 \div C5$, резистори $R5 \div R13$ и $R25$. В работата на блокировката вземат участие и контактите $w_2^1, bs_1^2, br_1^3, bt_1^3, bo_1^1$ и e_1^2 .

Работната намотка на релето PK , което блокира действието на защитата, получава захранване само ако са заработили едновременно трите пускови релета BR, BS и BT и ако не е заработило релето на нулева последователност BO и изключвателното реле $E1$. Благодарение на резисторите $R7$ и $R8$ и кондензаторите $C1$ и $C2$ заработването на PK става със закъснение 0.1 s. Това означава, при трифазно метално к.с., което е възможно само при забравени трифазни заземители по линията, блокировката няма да действа и защитата ще изключи.

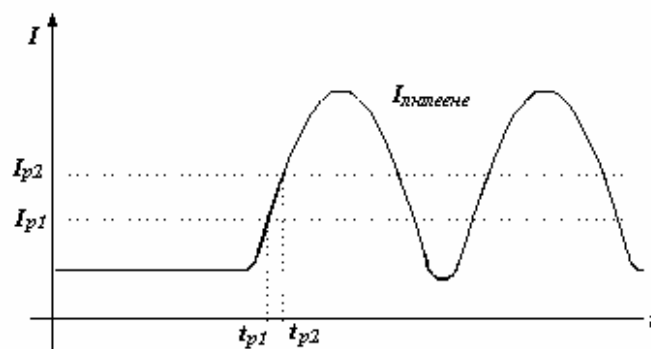
Блокировката контролира изключването само в I и I_k зона на защитата. Тя се извежда чрез намотката за връщане на релето PK след $0.2 \div 0.6$ s в зависимост от настройката на потенциометъра $R5$. Заработването на релето H (втора зона) води също до извеждане на блокировката, тъй като н. о. контакт h^1 шунтира н. з. pk .

4.2. Блокировки, реагиращи на различните скорости на изменение на електрическите величини при к.с. и люлеене

А. Принципът на работа на устройствата за блокиране, използващи различните скорости на изменение на електрическите величини при к.с. и люлеене се вижда от фиг. 9 (при к.с.) и фиг. 10 (при люлеене).

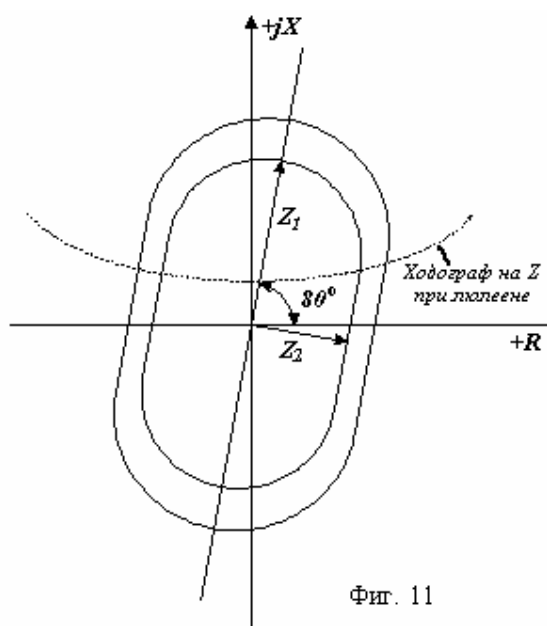


Фиг. 9



Фиг. 10

Такива устройства се изпълняват например с две токови релета с различни настройки. При к.с. изменението на тока през тях е почти мигновено и двете релета работват едновременно. Чрез подходящо свързване на контактите им се разрешава изключването на защитата. При люлеене първо работва релето с по ниска настройка, след известно време работва и второто релето, но неговите оперативни вериги са блокирани от първото и сигнал за изключване не се подава.

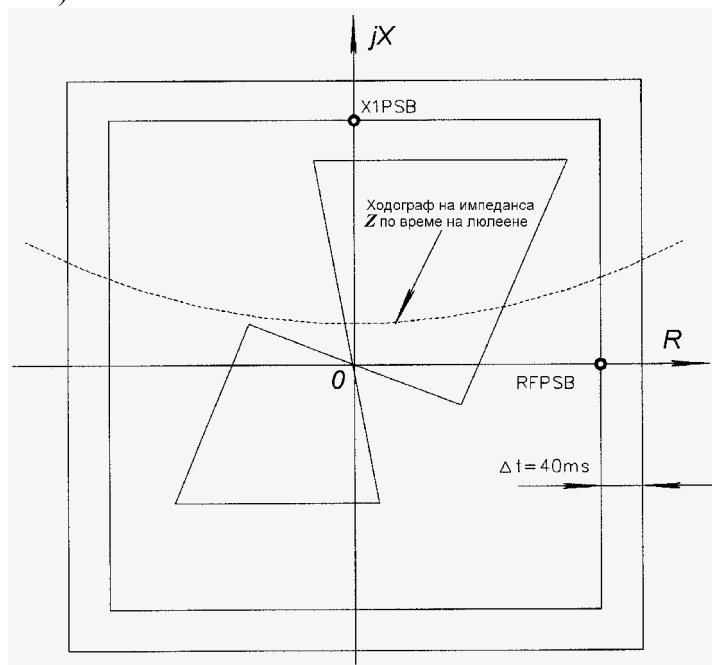


Фиг. 11

Б. На фиг. 11 е показан принципът на действие на блокировка $RANZP$, влизаща в комплекта на защитата $RAZOA$ (ABB). На графиката с пунктирана линия е показано примерно геометрично място на върховете на векторите на съпротивленията при люлеене. Тази блокировка е в статично изпълнение и се състои от два импедансни измервателни елемента, чиито характеристики, представени в комплексната равнина на съпротивленията представляват два концентрични овала с разлика

в осите 80%. Оста по реактивната съставка е приблизително 2 пъти по-голяма от тази по активната. Изходният сигнал от двете импедансни нива се подава на логическа схема, където се установява дали има люлеене или к.с. Логическата схема измерва времето на преминаване между двата овала. Ако това време е по-малко от настроеното (≈ 50 ms), процесът ще се приеме като к.с. и блокировката няма да задейства. В противен случай тя ще задейства за около 2s. Това се повтаря всеки път, когато съпротивлението влезе между двете импедансни нива.

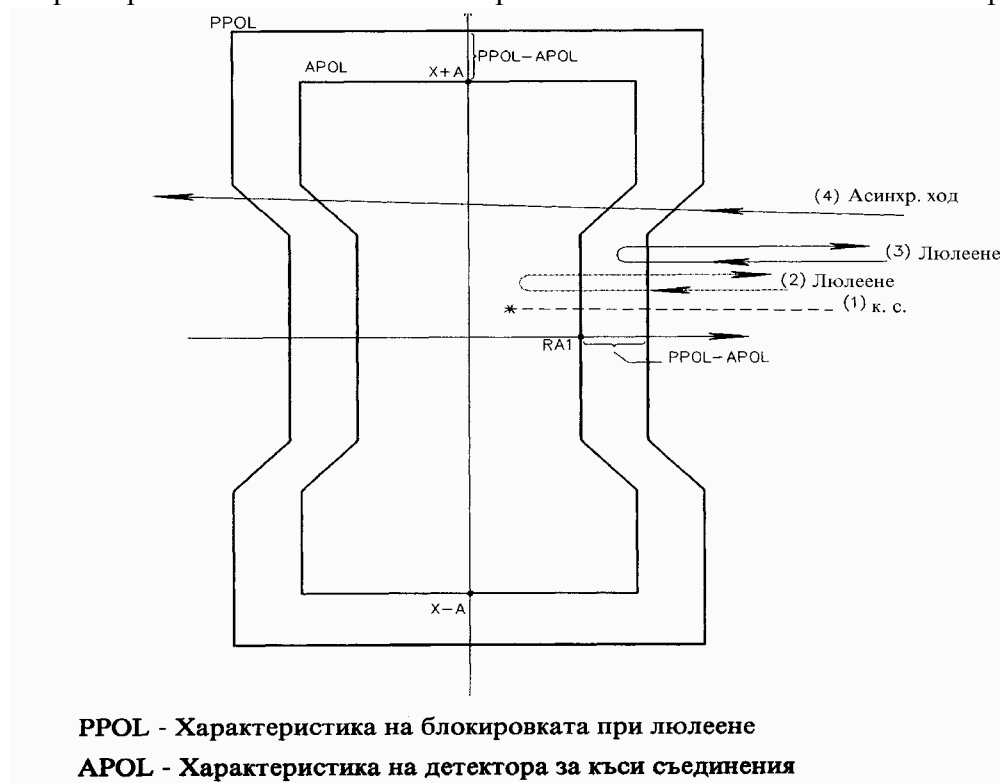
В. Аналогично действа и блокировката на защитата RELZ 100, която има правоъгълни характеристики (фиг. 12).



Фиг. 12

С. Блокировка на защитите REL5xx (ABB)

Работната характеристика на елемента за откриване на люлеенето е показана на фиг. 13.



PPOL - Характеристика на блокировката при люлеене

APOL - Характеристика на детектора за къси съединения

Фиг. 13

Когато генераторите от двете страни на линията, защитавана от дистанционни защиты се колебаят, кривата на изменение на импеданса измерван от релетата се променя по пунктирната линия (2), показана на фиг. 13. Тази линия може да навлезе в характеристиката на дистанционната защита и ако не са взети предпазни мерки да предизвика излишното ѝ заработване.

Въздействието при заработване на блокировката при люлеене се конфигурира във вътрешната логика на защитата. За всяка от измервателните зони може да се избере дали да се блокира или не в зависимост от изискванията. Например, крайните зони на дистанционната защита могат да се блокират при разлюляване, което се очаква да бъде преодоляно от системата и в същото време да разрешава изключване, ако кривата на изменение на импеданса навлезе в характеристиката на първа зона.

Работата на блокировката се забранява при наличие на ток с нулева последователност (линия 1). Тази възможност е предвидена, за да се разреши изключване при 1 ф.к.с. през голямо активно съпротивление, при което е възможно бавно намаляване на съпротивлението.

Забраняващата функция на тока с нулева последователност гарантира незаработването на блокировката при несиметричен товар или при наличието на ток с нулева последователност, който е следствие на съществуващата несиметрия при дълги линии без транспозиции.

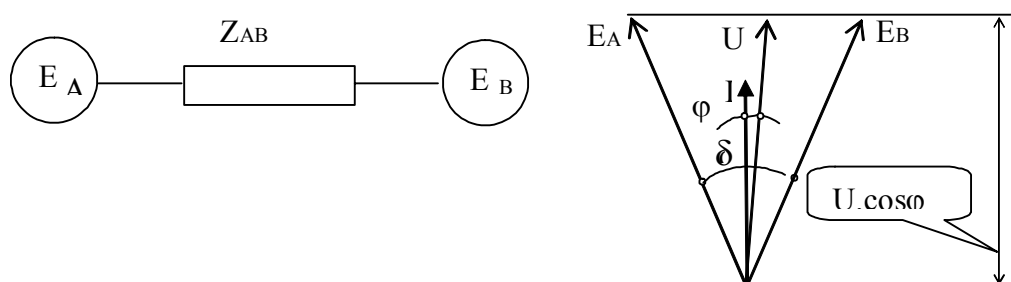
Критерият по ток на нулева последователност, който забранява действието на блокировката при люлеене е:

$$3I_0 > 20\% \text{ от който и да е фазен ток и}$$

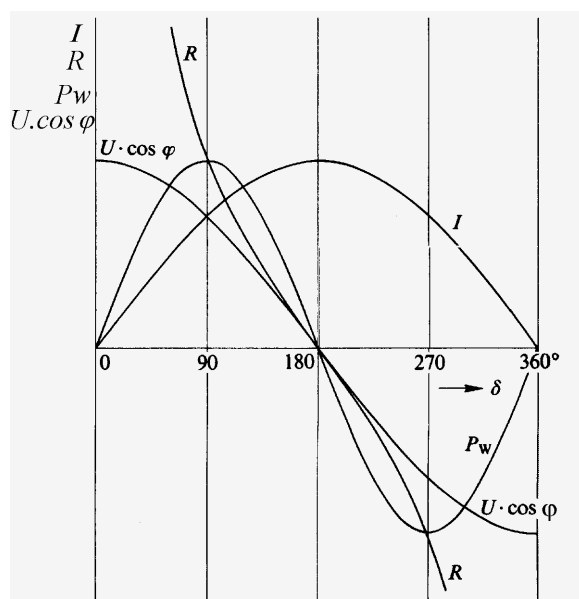
$$3I_0 > 10\% \text{ от номиналния ток.}$$

D. Блокировка, използваща активната съставка на напрежението

В [2] се препоръчва различаването на к.с. от люлеенето да става по активната съставка на напрежението $U \cdot \cos(\delta)$ (фиг. 14).



Фиг. 14



Фиг. 15

Показан е опростен случай на двумашнна система. Валидни са уравненията:

$$|E_A| = |E_B| = E;$$

$$I = \frac{\Delta E}{X_{AB}} = \frac{2 \cdot E \cdot \sin \frac{\delta}{2}}{X_{AB}};$$

$$U \cdot \cos \varphi = E \cdot \cos \frac{\delta}{2};$$

$$R = \frac{U \cdot \cos \varphi}{I} = \frac{1}{2} \cdot X_{AB} \cdot \operatorname{ctg} \frac{\delta}{2};$$

$$P_w = U \cdot I \cdot \cos \varphi = \frac{E^2}{X_{AB}} \cdot \sin \delta.$$

По принцип в мястото на РЗ могат да се измерват само токове и напрежения. Носител на информация могат да бъдат (фиг. 15): I , $U \cdot \cos(\delta)$, R и P . Единствената величина, която не се влияе от мястото на защитата (от Z_A , Z_B и Z_L) е активната съставка на напрежението $U \cdot \cos(\delta)$. Този факт се използва в цифровите дистанционни защиты и в редица разработки на Енергопроект - София.

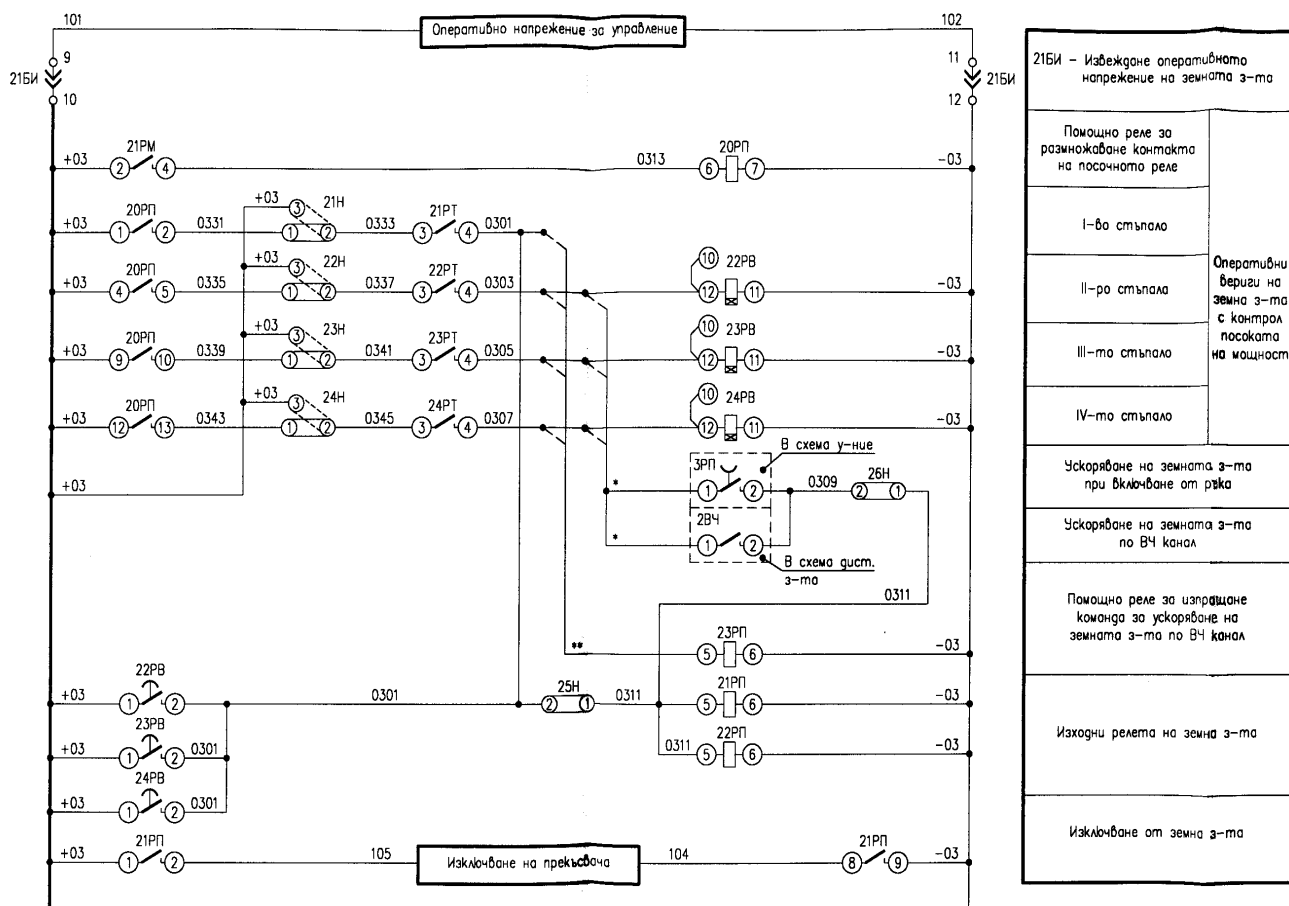
Литература:

1. Атабеков Г.И. Теоретические основы релейной защиты высоковольтных сетей. Госэнергоиздат, М., 1957
2. Ilar F. Innovations in the detection of power swings in electrical networks. ABB, CH-ES 35-30.10 E, Edition February 1986
3. АBB. Фирмени материали (лекция за RAZOA, документация за REL531 и др.)
4. Георгиев К. Г. Ръководещи указания по релейна защита. Земни защиты в мрежи с голям ток на земно съединение. Материали на ДСО "Енергетика и въглища", София, 1971
5. Георгиев К. Г. Ръководещи указания по релейна защита. Дистанционни защиты в мрежи 20-220kV. Материали на ДСО "Енергетика и въглища", София, 1971
6. Георгиев К. Г., Г. А. Димитров, С. Н. Нанчев. Справочник по релейна защита. Техника, София, 1977
7. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 11. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110-750 кв. Москва, Энергия, 1979
8. Федосеев А. М. Релейная защита электрических систем. М., Энергия 1976
9. Федосеев А. М. Релейная защита электроэнергетических систем. Релейная защита сетей. М., Энергоатомиздат, 1984
10. Schwarz Harald. Power system analysis with NEPLAN guards against unexpected transients. ABB Review No. 3, 1990
11. Аврамов Н., С. Вичев. Ръководство за лабораторни упражнения по релейна защита. С., Техника, 1973

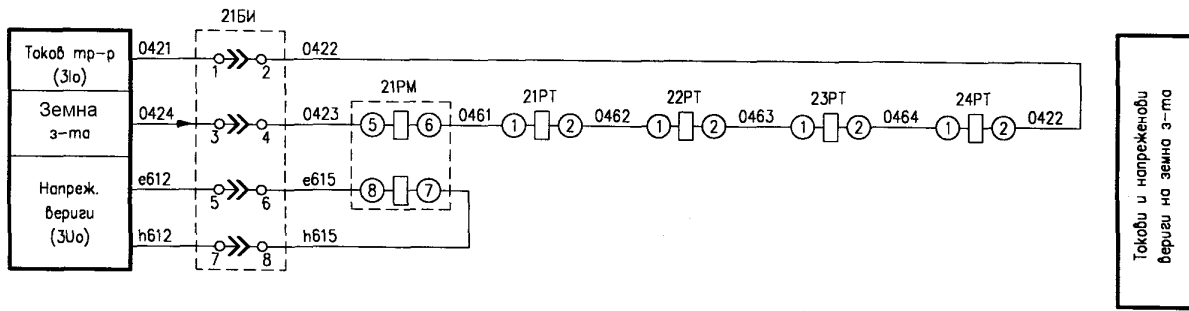
11С. Защита при еднофазни къси съединения (отделни токови релета, релета за време и посочен орган) [3]

1. Устройство

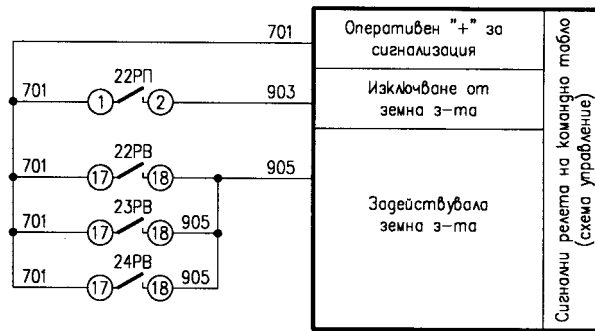
Земната защита, както бе посочено по-горе, е изградена от отделни токови релета, релета за време и посочен орган. Схемата на свързване на отделните елементи на защитата е показана на фиг. 1. От нея се вижда, че тя е изградена като четиристъпална посочна земна защита от едно посочно реле (21РМ), четири токови релета (21РТ, 22РТ, 23РТ, 24РТ) - по едно за всяко стъпало, три релета за време (22РВ, 23РВ, 24РВ) - първото стъпало е без закъснение, две изходящи релета (21РП, 22РП), помощно реле (23РП) - за ускоряване на защитата и накладки (21Н, 22Н, 23Н, 24Н). Токовите релета и токовата намотка на посочното реле са свързани в нулевата токова верига на токовите трансформатори, т.е. към филтъра на токове с нулева последователност. Напреженовата намотка на посочното реле е свързана към отворения триъгълник на напреженовите трансформатори, т.е. към филтър на напрежения с нулева последователност (фиг. 1). Посочният елемент намалява сигурността и увеличава собственото време на заработване на защитата.



Фиг. 1а



Фиг. 16



Фиг. 1в

Забележки:

1. **, * - При ускоряване на земната з-та по ВЧ канал, веригите се подсъединяват към съответното стъпало по данни на отдел "Релейна защита" при НЕК.
2. - Техническите данни за токовите релета са дадени в заповед за настройка на отдел "Релейна защита" при НЕК.
3. - Положението на 21БИ при вдигнат капак е показано на чертеж "Разъзната схема дистанционна релейна з-та RD110 с ускоряване по ВЧ канал".

Земна защита за електропровод 110kV

Място на монтаж	Означение	Наименование	Тип	Техн. данни	К-во	Д-ка
Релейно табло	20РП	Реле помощно	РР1 КВ 4Р	220V=	1	Чехия
	21÷26Н	Превключващо устройство (накладка)	Пр-3	250V	6	РБ
	21+23РП	Реле помощно	RN112с	220V=	3	Чехия
	23РВ; 24РВ	Реле за време, 220V=	T11	0,5÷6sec	2	Чехия
	22РВ	Реле за време, 220V=	T11	0,3÷3sec	1	Чехия
	24РТ	Реле максималнотоково еднофазно	A11		1	Чехия
	23РТ	Реле максималнотоково еднофазно	A11		1	Чехия
	22РТ	Реле максималнотоково еднофазно	A11		1	Чехия
	21РТ	Реле максималнотоково еднофазно	A11		1	Чехия
21РМ	Реле мощностно посочно; 5А; 100V 50Hz; 220V=	РБМ 178/1	231780021	1	Русия	

Фиг. 1г

При съгласуване на защитите в електрическата мрежа често не се налага всички стъпала да са посочни. Освен това при изменения в конфигурацията на електрическата мрежа, може да се променят изискванията за посочност към отделните стъпала на защитата. По тази причина в схемата са предвидени накладки (21Н÷24Н), с които всяко стъпало може да се направи посочно или непосочно според конкретния случай.

Релетата за време определят времето на забавяне на отделните стъпала (без първо стъпало). Те имат обикновено и мигновен контакт, който се използва в схемата на сигнализацията. В случай, че броят на стъпалата и по-голям от необходимия по изчисления, някои от последните стъпала не се използват. Тогава може да се шунтира токовото реле на съответното стъпало, а веригите на релето за време да се разкачат, ако е изпълнена комутацията за това стъпало. В противен случай схемата се изпълнява по предписания начин.

Основните органи на защитата са:

- пускови органи, изпълнени с токови релета от типа ЭТ 520, РТ 40, RSf или А за съответния ток на предписаната настройка. Имат възможност за регулиране на тока на заработване.
- релета за време от типа RZf, Т или друг тип. С тях се определя закъснение на всяко стъпало (без първото) и се постига селективност на защитата по признака време.
- посочен орган, изпълнен обикновено с релета от типа РБМ 177, РБМ 178, РБМ 277 и РБМ 278, предназначени за посочна защита срещу еднофазни къси съединения при системи с директно заземен звезден център. Конструктивно всички те са изпълнени на индукционния принцип с цилиндричен ротор. Токовата намотка може да бъде за 1А или 5А в зависимост от последващ индекс в наименованието, което се дава в справочници за всеки вид използвани релета. Имат един и същ ъгъл на максимална чувствителност - 70° , което ги прави подходящи за посочни органи при земните защиты. Техническите данни за различните типове са еднакви.

Релетата от типа РБМ се различават само по броя на контактите и по това, че РБМ 178 и РБМ 278 са термично неустойчиви по напрежение и допускат само краткотрайно подаване на напрежението.

При къси съединения, свързани със земя, в зависимост от тока на късо съединение заработват съответните токови релета, релета за време и посочното реле. В зависимост от създадените условия земната защита изключва мигновено или със закъснение, когато късото съединение е в права посока. Когато късото съединение е в обратна посока, токовите релета може пак да заработят, но към посочното реле се подава ток с обратна посока и то не може да затвори контакта си. С това се прекъсва оперативното напрежение към релетата за време и изходящите релета за изключване на прекъсвача.

Аналогично на казаното за дистанционните защиты на електропроводи 110 kV така и тук е предвидено ускоряване на земната защита при къси съединения по електропровода.

В оперативната схема на земната защита е поставено релето 23 РП - за ускоряване на собствената защита при получаване на команда за това, както и за формиране на командата за ускоряване на насрещната земна защита. Използва се втората независима команда Б на височестотния канал за релейна защита, използван и за дистанционната защита.

Формирането на командата се осъществява от релето 23 РП. За ускоряващо стъпало се избира това, което има необходимата гарантирана чувствителност при къси съединения в края на защитавания електропровод, както е показано с пунктир на фиг. 1. След заработване на релето 23 РП (с контрол по ток и права посока) през контакта си 23 РП (кл. 1 и кл. 2) то подава $+220V_{=}$ към релетата AS и BS за подготовка на релейния канал за работа и за заработване на релето за време 51РВ. С контакта 23 РП (кл. 8 и кл. 9) то подава $+220V_{=}$, дозиран по време (както при дистанционната защита), към предавателното реле ВТ за предаване на команда Б.

В приемника на канала за релейна защита, разположен от насрещната страна на електропровода, от приетата команда заработва приемното реле ВР. През неговите контакти и контакта на 51РВ заработва изходното реле на приемника 2ВЧ. През контакта 2ВЧ (кл. 1, кл. 2) контактът на посочното реле 20 РМ и на съответното токово реле без закъснение заработват изходящите релета 21 РП и 22 РП за изключване на прекъсвача и за сигнализиране на събитието.

По този начин земните защиты се ускоряват взаимно при къси съединения по целия електропровод и изключват без закъснение всички къси съединения, свързани със земя.

Земната защита може да се изведе с накладка 25 Н, а само ускоряването - с накладка 26 Н.

На фиг. 1 са дадени веригите за променлив и постоянен ток на дистанционната и земната защиты, веригите на сигнализацията, веригите за ускоряване по ВЧ канал за релейна защита при осъществен диференциален принцип на действие (т.е. всяка защита ускорява подобната си от насрещния край на електропровода) и блокировка при неизправност в напрежените вериги.

При тази организация на релейните защиты може да се приеме, че всички къси съединения по защитавания електропровод се изключват без закъснение. Това води до ограничаване на повредите по електропровода. Освен това при наличието на къси или паралелни електропроводи има големи затруднения при определянето на настройките със закъснение на релейните защиты на съседни електропроводи, които се съгласуват с тях.

При положение, че късите (паралелните) електропроводи имат канал за ускоряване на релейните защиты, а подстанциите - диференциални защиты, се счита, че целият участък се изключва без забавяне. Така съгласуването с настройките на късия електропровод остава без смисъл и се търси съгласуване с настройки на релейните защиты на някои от следващите електропроводи или други.

2. Правила за изчисляване на настройките на защиты при еднофазни к.с.

Изчисляването на настройките на една земна защита обхваща определянето на настройките на токовите релета, на релетата за време - на стъпалата със закъснение, посочността и непо-сочността на стъпалата, коефициентите на чувствителност на токовите релета. Обикновено използваните посочни релета са с ъгъла на максимална чувствителност в диапазона $60^\circ \div 80^\circ$ индуктивен, респективно $240^\circ \div 260^\circ$. Този ъгъл е подходящ за нуждите на земната защита не подлежи на изчисление или избор.

Настройките на земните защиты се изчисляват при такъв вид късо съединение със земя, който създава най-тежки условия по отношение на селективност и чувствителност. Например, ако при двуфазно к.с. със земя се получава по-голям ток през защитата, отколкото при еднофазно, първите стъпала се изчисляват с тока при двуфазно к.с., а коефициентът на чувствителност се преценява при по-малкия ток на еднофазно к.с. Така видът на земното съединение винаги се приема като утежняващ фактор.

Първо стъпало

Нормално първото стъпало защитава началото на електропровода. Първото условие за определяне на настройката се дава от формулата:

$$I_{зр} \geq k_c \cdot 3I_{0к.с.макс.вЪн.}$$

където:

- $I_{зр}$ - ток на заработване на разглежданото стъпало.
- $3I_{0к.с.макс.вЪн.}$ - максимален ток през защитата при външно к.с.
- k_c - коефициент на сигурност, който взема предвид възможната грешка при определяне на тока на к.с. и грешката при настройка.

Токът при $3I_{0к.с.макс.вЪн.}$ се определя при максимален режим на хранящата система при к.с. в края на защитавания електропровод (в началото на следващия електропровод). Токът през защитата се увеличава при изключване на изводи от шините на срезулежщата подстанция, които имат връзка с относително мощни източници в схемата на импедансите с нулева последователност. Относително силно влияе върху големината на тока на к.с. изключването на обходни и паралелни връзки между хранящата система и мястото на късото съединение.

Въобще условията, които влияят върху $3I_{0к.с. макс. в.н.}$ трябва да се определят за всеки конкретен случай. Необходимо е да се преценят всички възможни варианти на експлоатационни и аварийни изключвания, така че да не се стига до преоразмеряване и нечувствителност от една страна или до недооценка и неселективност от друга. Режимът, при който токът през защитата е най-голям, е наречен условно максимален режим. При него винаги могат да бъдат изключени независими връзки, дублиращи източници на ток с нулева последователност, паралелни електропроводи или двойни електропроводи на една стълбовна линия и т.н. Режимът трябва да бъде максимален, но винаги реален и съобразен с допустимите условия за работа на ЕЕС.

Коефициентът на сигурност се приема $k_c=1.2$, тъй като $I_{зр.}$ се определя от тока на к.с. и възможните грешки са по-големи.

Първото стъпало, изчислено по този начин, няма закъснение и работи като токова отсечка. По тази причина токът на заработване се проверява задължително и по второ условие:

$$I_{зр.} \geq k_c \cdot 3I_{0к.с. макс. гръб.}$$

където:

$3I_{0к.с. макс. гръб.}$ - максимален ток през защитата при захранване на късо съединение в гръб, т.е. при обратен ток през защитата.

$k_c=1.2$ - коефициент на сигурност.

Токът $3I_{0к.с. макс. гръб.}$ се определя по аналогичен начин при максимален режим на захранване в обратна посока. Мястото на късото съединение е в началото на изходящ от същата шина друг извод (или на шината), т.е. по друго съоръжение и се изключва от неговата релейна защита.

От двете условия определящо за тока на заработване е това, при което той е по-голям. Ако второто условие е определящо и се приеме, стъпалото може да работи като непосочно. В противен случай стъпалото трябва задължително да се изпълнява като посочно.

Трето условие, по което се определя токът на заработване, е условието за небалансиран ток при трифазно к.с.

$$I_{зр.} \geq k_c \cdot I_{нб. макс.}$$

$$I_{нб. макс.} = k_a \cdot k_{едн} \cdot \frac{\Delta f_i \%}{100} \cdot I_{зфк. макс.}$$

където:

$k_c=1.2$ - коефициент на сигурност,

k_a - коефициент на апериодичност,

$k_{едн}$ - коефициент на еднотипност на токовете трансформатори,

$\Delta f_i \%$ - грешка на токовете трансформатори,

$I_{зфк. макс.}$ - максимален ток на трифазно външно к.с. или к.с. в гръб.

Обикновено това условие е определящо в случаите, когато имаме малък ток на заработване, определен от първите две условия.

По-точно определяне на тока на небаланс $I_{нб.к.с.}$ може да се получи от кривите за десет процентната грешка и магнитизиращите криви на токовете трансформатори. По горната формула токът на небаланс обикновено се изчислява с по-голяма резерва, което в повечето случаи не пречи на чувствителността. За условията на проектиране и експлоатация, при липса на съответните типови зависимости за токовете трансформатори за отделните коефициенти се приема усреднени стойности.

Коефициентът k_a отчита увеличаването на тока на к.с. от апериодичната съставляваща и зависи от бързодействието на съответното стъпало. При

$$t_{3,p} < 0.1 \text{ s}; k_a=2$$

$$t_{3p} \geq 0.3 \text{ s}; k_a=1.5$$

От практиката в нашата ЕЕС $t_{3,p}=0.1\div 0.2 \text{ s}$ и се приема $k_a=1.7$.

Коефициентът k_e зависи от много фактори - мощност на трансформаторите, натоварване, свръхтоково число, тип на отделните трансформатори. При наличие на три еднакви токови трансформатора и спазване на останалите изисквания $k_{едн}=0.25\div 0.5$. В нашата ЕЕС е прието за земните защиты $k_{едн}=0.25$. При по-тежки условия на работа на токовите трансформатори е необходимо да се приеме $k_{едн}=0.5$ и дори $k_{едн}=1$ при различни по тип токови трансформатори.

Грешката от измерване на токовия трансформатор се приема за максимална - $\Delta f_i\% = 10\%$.

Така ако приеме коефициентите $k_c=1.2$, $k_{едн}=1.7$ и $\Delta f_i=0.1$ израза за третото условие добива вида:

$$I_{3,p} \geq 0.051 \cdot I_{3фк.с.макс.}$$

Обикновено определящи за тока на заработване са първите две условия.

Критерий за това дали първото стъпало изпълнява успешно ролята си е коефициентът за чувствителност.

$$k_q = 3I_{0к.с.}/I_{3,p.}$$

където:

$3I_{0к.с.}$ - токът, който протича през разглежданата защита.

Токът $3I_{0к.с.}$ се определя при еднофазно и двуфазно к.с. със земя при минимална мощност на захранващата система, като меродавен е коефициентът, определен при късото съединение с по-малък ток $3I_{0к.с.}$, т.е. както беше посочено по-горе при утежнени условия на работа на защитата по отношение на чувствителност. Необходимо е при к.с. в началото на електропровода да в нормален режим $k_q \geq 1.5$. Основно изискване е първото стъпало да защитава $15\div 20\%$ от дължината на електропровода. Когато изискванията за чувствителност не са изпълнени, използването на първото стъпало губи смисъл и не се използва като стъпало без закъснение. В някои случаи при каскадно изключване, т.е. след изключване на електропровода от срещуположната страна, стъпалото може да придобие чувствителност. Тогава се прави допълнителна преценка за неговата целесъобразност.

Второ стъпало

Второто стъпало е предназначено да защитава електропровода по цялата му дължина. Първото условие за определяне настройката на тока на заработване се определя с израза:

$$I_{3p} \geq k_c \cdot I_{3p}^{(i)} / k_p$$

където:

k_c - има същото съдържание както при първо стъпало, но е с по-малка стойност, понеже се работи с тока на стъпалото на следващ електропровод и грешките на по-малки,

$I_{3p}^{(i)}$ - ток на заработване на стъпало, монтирано на следващия извод, с което се съгласува разглежданото стъпало,

$k_p = 3I_{0к.с.}^{(i)} / 3I_{0к.с.}$ - коефициент на подпора

$3I_{0к.с.}$, $3I_{0к.с.}^{(i)}$ - ток, който преминава през разглежданата защита, респективно ток през защитата на следващия електропровод при к.с. в края на защитавания следващ участък.

Коефициентът на подпора в идеалния случай трябва да се изчислява при к.с. в края на участъка, който защитава първото стъпало, с което разглежданото второ стъпало се съгласува. В реалния случай се допуска k_p да се изчислява при к.с. в края на следващия електропровод. Токът през разглежданата защита, респективно през следващия електропровод, зависи от режима на работа на мрежата. Най-високата стойност на тока на заработване на второто стъ-

пало се постига при минимална стойност на коефициента на подпора k_p . За тази цел е необходимо да се подбере съответен режим на работа, т.е. определени елементи на електрическата мрежа да бъдат изключени. Могат да се изключат електропроводи, свързани към междинната шина, свързани с мощни източници на ток на нулева последователност, обходни връзки и паралелни електропроводи, които шунтират тока през разглежданата защита и т.н. Всичко това води до намаляване на тока през следващия електропровод и до увеличаването му през разглежданата защита, а от там до достигане на минимални стойности на коефициента на подпора. Коефициента на подпора трябва да се определя при най-тежките, но реални условия на работа, без да се стига до презапасяване или неселективност.

Коефициентът на сигурност в този случай е $k_c=1.1$, понеже се работи с ток на настройка на стъпало на следващия електропровод и възможните грешки са по-малки.

Токът на заработване на второто стъпало трябва да се съгласува по този начин с първите стъпала на всички следващи електропроводи (електропроводи, изходящи от следващата шина) включително и със стъпалата на съседните паралелни електропроводи. Приема се за ток на заработване тока, изчислен при съгласуване с i -тия извод, за който съотношението $I_{зр}^{(i)}/k_{p(i)}$ има максимална стойност. По този начин токът на заработване на второто стъпало е съгласуван с настройките на стъпалата на защитите на всички изходящи от следващата шина електропроводи. За да може да се извърши изчислението, трябва всички изходящи от следващата шина електропроводи да имат първо стъпало - отсечка без закъснение.

Изчисленото по-този начин второ стъпало ще има закъснение

$$t_{зр} \geq t_{зр.макс}^{(i)} + \Delta t$$

където:

$t_{зр}$ - закъснение на стъпалото, чиято настройка се изчислява,

$t_{зр.макс}^{(i)}$ - закъснение на стъпалото, което е определящо, т.е. максималното от закъсненията на всички стъпала на защити на електропроводите, изходящи от следващата шина, с които се извършва съгласуването.

Δt - стъпало за сигурност, прието 0.5 s в нашата ЕЕС.

Ако на всички следващи електропроводи защитите имат стъпало без нарочно закъснение, тогава $t_{зр}^{(i)}=0.1s$, което е сумарното време за изключване на прекъсвача, тогава:

$$t_{зр} = 0.6s$$

Когато някое от стъпалата е с по-голямо закъснение от 0.1 s, $t_{зр}$ също се увеличава. Приетите времена за настройки при земните защити са 0.6s, 1.1s, 1.6s и т.н.

За критерии дали стъпалото изпълнява успешно ролята си служи коефициента на чувствителност $k_c=3I_{0к.с.}/I_{зр}$. Токовете, определящи k_c са дефинирани при методиката за определяне на първото стъпало. За второ стъпало е необходимо при к.с. в края на защитавания електропровод да има следната чувствителност:

- $k_c \geq 1.2$ когато играе ролята на резервно стъпало, т.е. когато дистанционната защита на извода има добра чувствителност ($k_c \geq 1.25$) и минимално закъснение ($0,5 \div 0,7$ s) при к.с. в края на защитавания електропровод.
- $k_c \geq 1.5$ когато играе ролята на основно стъпало, т.е. когато на извода няма монтирана дистанционна защита или същата няма необходимата чувствителност за основна защита (1.25), или има по-голямо закъснение от $0.5 \div 0.7$ s.

Горните изисквания за чувствителност, предвид на това че обикновено второто стъпало не е последно, най-чувствително стъпало, е достатъчно да бъдат удовлетворени в нормален режим на работа на ЕЕС. Освен това необходимо е да се оцени чувствителността и в случаите на каскадно изключване на прекъсвача от срещуположния край на електропровода при к.с. в

края му и ако се постига необходимата, стъпалото има смисъл. В случай, че стъпалото има по-ниска чувствителност, подходите са различни.

Възможно е и е за препоръчване да се изпълни стъпало по ток, съгласувано с първите зони, без закъснение, на дистанционните защиты на изводите, изходящи от следващата шина, ако има монтирани такива. Използва се изразът за пресмятане на първо стъпало като второ условие:

$$I_{зр} = k_c \cdot 3I_{0к.с. макс. в.н.}$$

В този случай $k_c=1.2$ - имаме съгласуване с ток на к.с. Токът $3I_{0к.с. макс. в.н.}$ е максималният ток, който протича през разглежданата защита, при к.с. в края на защитавания участък на защитите без закъснение на следващите електропроводи, изходящи от насрещната шина. За да бъде такава настройка селективна, токът $3I_{0к.с. макс. в.н.}$ трябва да се определи приблизително при същите условия, при които е определен минималния k_p , т.е. да бъде определен максимален режим за определено място на късото съединение, по отделно за всеки извод, с който става съгласуването. Подобряването на чувствителността на настройваното второ стъпало се постига поради това, че дължината на първата зона на дистанционната защита е по-голяма по принцип от дължината на първото стъпало на земната защита. Освен това дължината на зоната на дистанционната защита не зависи от условията на захранване.

От горните две условия за пресмятане на $I_{зр}$, проведени за един електропровод, е достатъчно да бъде удовлетворено само едното. По принцип се избира по-малкият ток на заработване. След провеждане на такива изчисления за всеки от следващите електропроводи се избира най-големият ток на заработване между всички, които са определящи при проведените съгласувания. По този начин може да се получи спрямо едни от изводите второто стъпало да бъде съгласувано с първите стъпала на земните защиты, а спрямо други – с първите зони на дистанционните защиты.

Затруднения при съгласуване на второто стъпало се появяват, когато изходящите от следващата шина електропроводи са къси. Тези електропроводи обикновено имат първи стъпала със закъснение, което води до увеличаване на времето на разглежданото второ стъпало. В практиката обаче късите електропроводи нормално са съоръжени с надлъжна диференциална защита, която заработва без закъснение при всички видове къси съединения по електропровода. По тази причина се допуска съгласуването на разглежданото второ стъпало по ток (второто условие) да се извършва при късо съединение в края на зоната на действие на диференциалната защита, т.е. при късо съединение в края на електропровода. Това води до по-висока чувствителност от тази, определена при съгласуване с първата зона на дистанционната защита. В случай, че шините на последващата подстанция са защитени от диференциална защита на шини при всички видове к.с., съгласуването може да се направи с релейните защиты на изходящите от тези шини електропроводи.

По същия начин се процедира при къси електропроводи без надлъжни защиты, когато дистанционната и земната защиты се ускоряват с помощта на високочестотен канал за релейна защита и всички къси съединения по тях се ликвидират без закъснение.

Когато от следващите шини изхождат паралелни електропроводи, съоръжени с напречна диференциална защита, също се получават затруднения при определянето на второто стъпало на разглежданата земна защита. Различават се два случая:

- при късо съединение в края на кой да е от двата електропровода, когато са включени, съгласуването със стъпало е затруднено поради малкия коефициент на подпора (два пъти по-малък). Това води до увеличаване тока на заработване на разглежданото второ стъпало и намалена чувствителност. При същото късо съединение при използване на второто условие и съгласуване на второто стъпало с тока, протичащ през защитата при определен режим, трябва да се държи сметка за забавеното изключване на късото съединение поради каскадното действие на напречната защита. Времената за изключване от двата края на засегащия електропровод се сумират и резервата по време става по-малка, т.е. необхо-

димо е да се увеличи времето на разглежданото второ стъпало. Обикновено съгласуването в този режим е трудно.

- При късо съединение по единия от електропроводите, когато другият е изключен (изведена е диференциалната защита). В този случай може да се подхожда като към единичен електропровод и да се направи съгласуване на второто стъпало на разглежданата защита с първото стъпало на земната защита или с първа зона на дистанционната защита, което е разгледано вече по-горе. Този режим обикновено е по-лек. Второто стъпало трябва да е съгласувано с едно от двете условия и да се избере това, което дава по-добра чувствителност.

Ако чувствителността на второто стъпало е по-малка от 1.2 и ако съществува първо стъпало с необходимата чувствителност, използването на второто стъпало с време $0.5 \div 0.7$ s губи смисъл. Ако земната защита на извода няма стъпало без закъснение, изчисленото второ стъпало може да се остави да работи като първо, най-грубо стъпало изцяло с резервна роля. То трябва да има необходимата чувствителност при к.с. в началото на защитавания електропровод.

Когато поради ниска чувствителност се налага второто стъпало да е с по-голямо закъснение от $0.5 \div 0.7$ s, настройката му се определя в общи черти по същия начин, както по-горе, като се държи сметка, че трябва да защитава целия електропровод и да резервира някои стъпала на земните защиты на изходящите от следващата шина електропроводи.

В този случай второто стъпало може да се съгласува с вторите стъпала на земните защиты на следващите електропроводи, като коефициента на сигурност се приеме $k_c=1.1$. Коефициентът на подпора k_p се изчислява при най-тежките реални условия и при късо съединение в края на участъка, защитен от стъпалото, с което се съгласува. Допуска се късото съединение да бъде в края на следващия електропровод, като утежняващо обстоятелство.

Въобщо второто стъпало може да се съгласува с различни стъпала на земните защиты на следващия електропровод. Стъпалата, с които се извършва съгласуването, трябва да се избера подходящо, така че изчисленото стъпало да се получи с минимално време при максимална чувствителност. Могат да се направят варианти за настройката, като се започне от такива с малко време и ниска чувствителност и се стигне до по-големи времена и по-висока чувствителност. Така могат да се получат различни по ток втори стъпала, чиито закъснения са разположени в определена гама през Δt .

В случаите, когато закъснението на второто стъпало достигне до 1.1 s или повече, се препоръчва то да се съгласува с вторите зони на дистанционните защиты на следващите електропроводи (със закъснение $0.5 \div 0.7$ s). Методиката е същата, както при съгласуването му с първите зони на дистанционните защиты на следващите електропроводи. Различно е само това, че в режима, при който се определя второто стъпало на земната защита, късото съединение трябва да бъде в края на втората зона на дистанционната защита, с която се прави съгласуването, а това е доста трудоемко. В този случай е допустимо късото съединение да се направи в края на следващия електропровод, където втората зона на дистанционната защита явно има чувствителност. Това облекчава изчисленията, но не използва всички възможности по отношение на чувствителност.

При стъпало на земната защита с голямо време (1,1; 1,6 s) ролята му се определя от това каква чувствителност има в желана точка при минимални режими на захранващата система. Ако защитата има стъпало, което защитава края на електропровода с време $0,5 \div 0,7$ s, то стъпалото с по-голямо закъснение трябва да има чувствителност $K_{ch} > 1,2$ при късо съединение в края поне на част от следващите електропроводи. По преценка стъпалото може да се остави в работа.

Проверката на второ стъпало на земната защита по условието за небалансиран ток при междуфазни къси съединения (вж първо стъпало) в този случай трябва да се прави задължително. Значението на тази проверка се увеличава с намаляването на стойността на $I_{зр}$. Допуска се тока $I_{зфк.с.макс}$ да се измерва при къси съединения в края на зоните на действие на всички за-

щити срещу междуфазни к.с. на следващите и съседните електропроводи, които имат закъснение на заработване поне с едно стъпало Δt по-малко от закъснението на разглежданото второ стъпало на земната защита. Тъй като времето на заработване на земната защита се определя вече като $t_{зр} > 0.3$ s се приема коефициент на апериодичност $k_a = 1.5$. Тогава формулата, показана при първа зона, добива вида:

$$I_{зр} \geq 0.045 \cdot I_{зфк.с.макс.}$$

Спазвайки горните изисквания, могат да се реализират и стъпала с по-голямо време, съгласувани с втори (трети) стъпала на земните щити или с трети зони на дистанционните щити на изходящите от следващата шина електропроводи.

Трето (последно) стъпало

Настройката на последното чувствително стъпало на земната защита се определя при съгласуване със стъпало на земната защита на изходящи от следващите шини електропроводи и от тока на небаланс при трифазно късо съединение $I_{зфк.с.макс.}$. Това стъпало, когато има и други по-бързодействащи стъпала към същата земна защита, служи като резервна защита не само на защитавания електропровод, но и на всички съседни електропроводи. Основното изискване към него е чувствителност, дори и когато е за сметка на относително по-голямо закъснение или неселективно действие при отказ на основна защита или прекъсвач.

Настройката при съгласуване със стъпало на земна защита на следващия електропровод или по ток на небаланс при трифазно к.с. се определя по същия начин, както при второто стъпало. Поради това, че стъпалото не може да се съгласува с бързите стъпала на земните щити, то се съгласува с последните чувствителни стъпала на земните щити на следващите електропроводи.

При това закъснението му се определя от закъснението на стъпалата, с които се съгласува. По тази причина закъсненията на тези стъпала в електрическата мрежа постоянно нарастват. Времето обаче от една страна са ограничени от обхватите на релетата за време, а от друга страна едва ли такова закъснение допринася за някаква селективност. Освен това в случаите на пръстеневидни мрежи с диагонали с многостранно захранване трудно се постига, ако въобще е възможно, селективност с помощта на посочни токови щити, настроени по принципа на насрещно-стъпално закъснение. Следователно се налага на определени места в мрежата степенуването съзнателно или по необходимост да се прекъсне. За да бъде неселективността малко вероятна, местата, в които се прави прекъсването, трябва да са избрани подходящо. Това може да се направи срещу шините на някой мощен източник на токове с нулева последователност. Разчита се на това, че в тази точка коефициента на подпора K_p е много голям и при късо съединение по изходящ от тези шини електропровод насрещните щити няма да работят. Това значи, че се постига селективност за сметка на основното изискване към тези стъпала - чувствителност. Следователно за такова прекъсване трябва да се използват такива стъпала, които имат намалена чувствителност по други причини.

Третото стъпало на разглежданата земна защита трябва да има коефициент на чувствителност $k_c \geq 1,2$ в края на всички следващи електропроводи или поне за по-голяма част от тях.

Посочността на третото стъпало се определя от настройката на тока на заработване и от закъснението по време на чувствителните стъпала на земните щити на съседните електропроводи. Ако токът на заработване на стъпалото е съгласуван с тока на стъпало на електропровода в гръб с $k_c = 1,1$ и степенувано по време се счита, че то е селективно при къси съединения в зоната, защитавана от това стъпало, и може да работи като непосочно. В противен случай стъпалото се прави да работи посочно.

Въобще изчисляването на настройките на чувствителните стъпала на земните щити се прави трудно до известна степен неопределено. Възможни са различни варианти на решение, от които трябва да се избере този, с най-малко недостатъци.

Особени случаи на настройка

Особените случаи на настройка на земни защиты, разгледани по-долу се свеждат до случаите на къси електропроводи и на паралелни електропроводи.

При къси електропроводи обикновено първото стъпало е със закъснение; отсечка без закъснение не може да се използва поради лошата чувствителност - малка е разликата между тока на земно съединение при повреди в началото и края на електропровода. Това означава, че в нормалния случай, когато късият електропровод не е лъчист, той е съоръжен с тристъпална земна защита с три стъпала, и трите със закъснение.

Липсата на отсечка без закъснение на късия електропровод създава затруднения по отношение на стъпалата със закъснение $0.5 \div 0.7$ s на съседните електропроводи.

Ако съгласуваме второто стъпало на една защита с първото стъпало на следващия къс електропровод, то времето на второто стъпало нараства. В подобни случаи на късия електропровод се налага да се използва надлъжна диференциална или друга бърза защита без закъснение, а шините да се съоръжават с диференциални защиты. В този случай второто стъпало на разглеждания извод може да се настрои по формулите от първа зона, съгласувано с отсечката без закъснение, или с първата зона на дистанционната защита на извода след късия електропровод. В случая не се съобразяваме с другите защиты на късия извод, а само с наличието на надлъжната защита.

При наличие на няколко последователни къси електропровода, съоръжени с надлъжни диференциални защиты, а междинните шини - с диференциални защиты на шини, съгласуването може да се извърши с първото стъпало на извод, изходящ от шини, до които късите съединения се изключват без закъснение от диференциалните защиты. Другите защиты на тези изводи не се вземат под внимание.

Ако шините между два къси електропровода са без много присъединения, не е рентабилно монтирането на диференциална защита на шини. В много от случаите се допуска настройката на второто стъпало да обхваща и тях, т.е. настройва се, както беше споменато по-горе, като се допуска неселективно действие при к.с. по тези шини. Друг съществен недостатък е този, че при к.с. по някои от късите електропроводи и при отказ на неговата диференциална защита или неговия прекъсвач следва неселективно изключване от разглежданото второ стъпало. За преценка дали е допустим такъв начин на настройка може да служи важността на консуматорите, присъединени към шините на междинните подстанции.

Особено големи са затрудненията (с релейната защита въобще) при паралелни електропроводи със и без наличие на взаимен реактанс на нулева последователност между тях. Тези затруднения при земните защиты се заключават предимно в следното:

- Първото стъпало без закъснение на всеки от паралелните електропроводи трябва да се изчислява при условие, че е изключен другия паралелен електропровод, а това води до близо два пъти увеличаване на $I_{зр}$, респективно по два пъти намаляване $Kч$, този недостатък се отстранява с използването на напречна диференциално земна защита (но тя пък има зона на каскадно действие);
- $Kр$ на стъпалата със закъснение на всеки от паралелните електропроводи трябва да се определя при изключен, другия паралелен електропровод и това намалява $Kр$ около два пъти в сравнение с нормалния режим на два включени електропровода; това също води до понижаване на $Kч$ при к.с., когато е налице нормалната схема на работа.
- Стъпалата със закъснение на единия от двата електропровода трябва да изпълняват резервна роля по отношение на к.с. в края на другия от паралелните електропроводи; докато са включени всички прекъсвачи, резервната защита има малка чувствителност, т.е. възможно е защитите да действат каскадно.
- Основните, дистанционните защиты на паралелни електропроводи също не могат във всички случаи да се настроят достатъчно чувствително; наличието на взаимен реактанс на

нулева последователност силно затруднява токовата компенсация и значително намалява чувствителността им при к.с., свързани със земя, т.е. не може да се разчита на дистанционната защита на паралелни електропроводи за подобряване на чувствителността на земните защиты на съседните електропроводи.

- Наличието на два паралелни електропровода създава затруднения за съгласуване на почти всички защиты на съседните електропроводи, тъй като двата електропровода в паралел имат относително малък реактанс, тока на к.с. през съседните електропроводи е относително голям, k_p за съседните електропроводи може да стигне стойност $k_p=0.5$.
- В много от случаите при наличието на паралелни електропроводи и необходимост от изграждането на междинна подстанция се прибегва до икономични схеми, които още повече затрудняват изпълнението на релейната защита - появяват се паралелни електропроводи с едно или повече отклонения, с междинна подстанция (с вход и изход), появяват се и последователно свързани няколко двойки паралелни електро-проводи (някои от тях могат да бъдат и къси); явно в такива случаи може да се стигне до непреодолими пречки за релейната защита.
- Изчислението на токовете на к.с. при наличие на паралелни електропроводи с взаимен реактанс на нулева последователност затруднява много изчислението на токовете с нулева последователност.
- Заземяването на единия от двата паралелни електропровода в двата края с оглед изискванията на техниката за безопасност в условията на експлоатация или ремонт води до чувствително изменение на реактанса на заместващата схема с нулева последователност; изчислението на токовете при земни съединения в такива условия в повечето от случаите е определящо и трябва да се взема предвид.

Възможните подобрения на релейните защиты на паралелни електропроводи, когато обикновените изпълнения не задоволяват, са следните:

- използване на напречни диференциални защиты;
- използване на сумарни защиты;
- токовата компенсация на дистанционните защиты да се направи в зависимост от наличието на взаимен реактанс с нулева последователност;
- да се използват надлъжни защиты.

Литература:

1. Георгиев К. Г. Ръководещи указания по релейна защита. Дистанционни защиты в мрежи 20÷220 kV. ДСО "Енергетика и въглища", София, 1971
2. Георгиев К., Г. Димитров, С. Нанчев. Справочник по релейна защита. Техника, София, 1977
3. Белниколов, Светослав Богомилов. Изчисляване на настройките на релейните защиты на електрическата мрежа 110 kV. Дипломна работа, 1997

08. Защити срещу еднофазни къси съединения в системи с ефективно заземена неутрала

8.1. Земни съединения

При трифазните к.с., както и в нормален режим токовете в трите фази са еднакви по големина и дефазирани симетрично на 120° . Поради това тяхната геометрична сума, т.е. токът с нулева последователност $3I_0$, е равна на нула. При двуфазни к.с. в двете засегнати фази протичат токове, които са еднакви по големина и са дефазирани на 180° . Тяхната геометрична сума също е равна на нула. Следователно при всички междуфазни к.с. геометричната сума на токовете е винаги равна на нула.

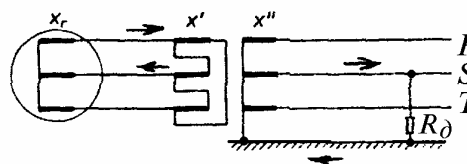
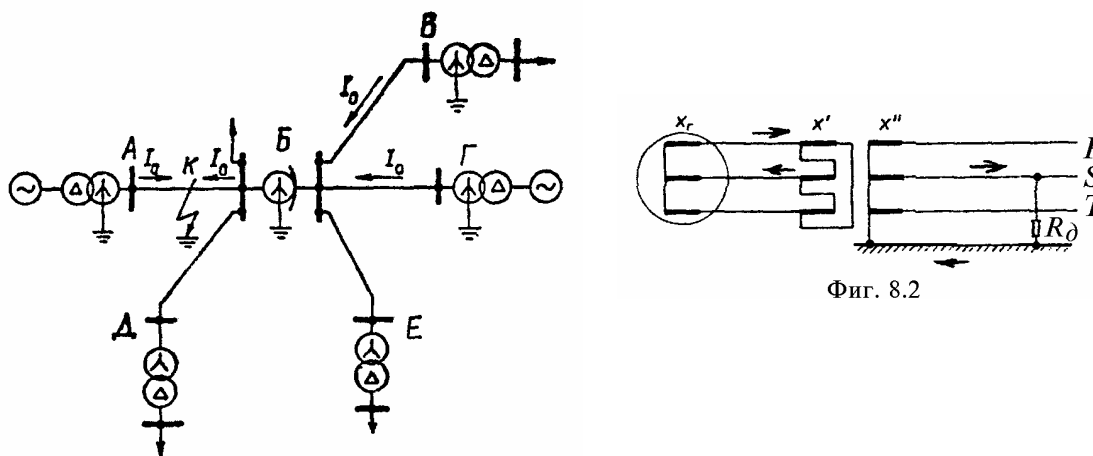
При всички з.с. токът на повредата I_{3c} протича само през повредената фаза и се затваря през земята. Неговата стойност представлява тока с нулева последователност:

$$(8.1) \quad I_{3c} = 3I_0.$$

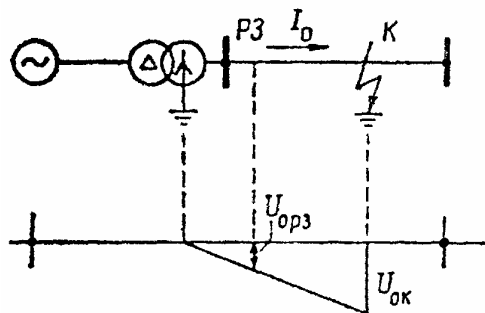
В системите с ефективно заземена неутрала повредите към земя водят до протичане на токове от порядъка на токовете при междуфазни к.с. и затова е прието да се наричат “еднофазни къси съединения – 1 ф.к.с.”. За различаване – повредите към земя в системите с неефективно заземена неутрала, където токовете към земя са значително по-малки, е прието да се наричат “еднофазни земни съединения – 1 ф.з.с.”.

В трифазните системи пътищата на токовете с нулева последователност се различават от пътищата на токовете с права и обратна последователност. Токовете с нулева последователност се разпростират до заземената страна на трансформаторите, независимо от това, дали от отсрещната страна на трансформаторите има източник на захранване или не (фиг. 8.1). Отделите по режими на ЕЕС определят текущо неутралите на кои трансформатори ще работят заземени. Текущо ще се определят и настройките на земните защити. Задължително се заземяват например неутралите на блочните трансформатори в централите и всички автотрансформатори. На фиг. 8.1 еднофазното к.с. е в точка K и токове текат към него само от трансформаторите в A , B и Γ .

Трансформаторите със схеми на свързване “звезда-триъгълник” и “триъгълник-звезда” променят векторните диаграми преди и след тях. На фиг. 8.2 се вижда, че ако еднофазното к.с. е на страната “звезда” и токът



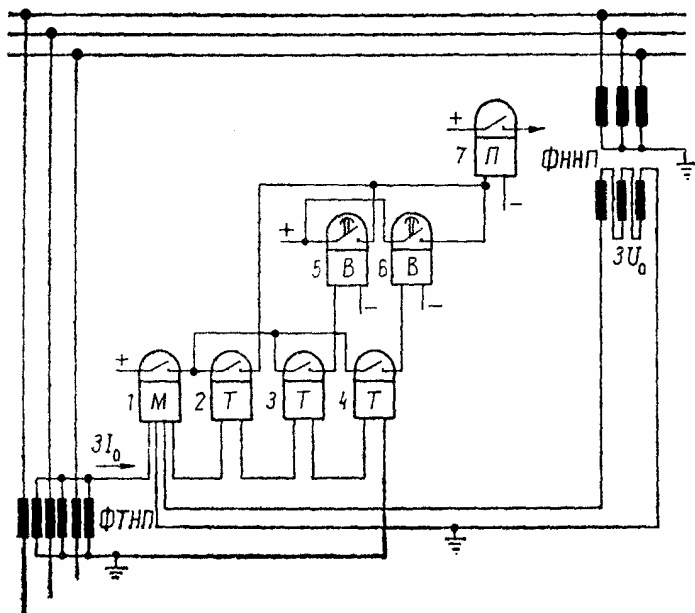
там е единичен вектор (права, обратна и нулева последователност), то на страната “триъгълник” токовете са два еднакви по големина и обратни по посока вектора (само права и обратна последователност). Нулевата последователност “не преминава” през такъв трансформатор.



Фиг. 8.3

Напрежението с нулева последователност е най-голямо в мястото на повредата (фиг. 8.3) и защитата получава толкова по-малко напрежение $3U_0$, колкото еднофазното к.с. е по-отдалечено от нея, за разлика от остатъчното напрежение при междуфазно к.с.

8.2. Земна защита



Фиг. 8.4

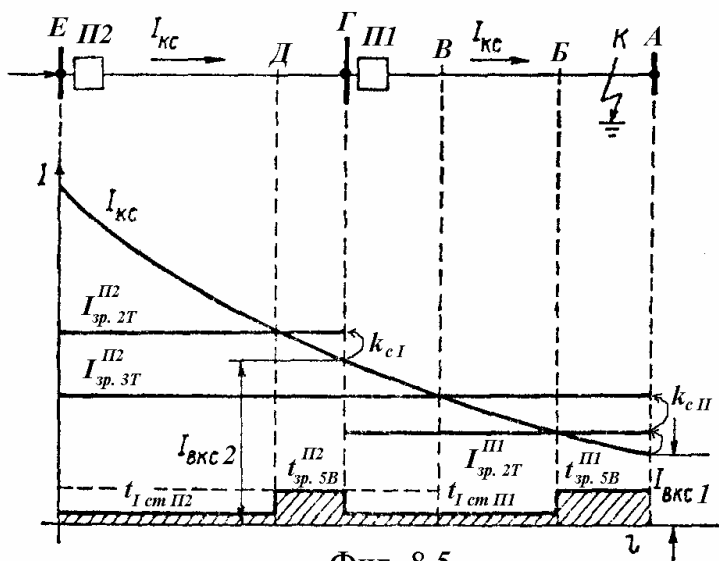
За защита от 1 ф.к.с. се използва многостъпална посочна токова защита на токове и напрежения (фиг. 8.4). Тя се състои от общо посочно реле $1M$, мигновена токова отсечка ($2T$) – първо стъпало, токова отсечка със забавяне ($3T$ и $5B$) – второ стъпало и токова защита, отстроена от небалансирания ток при симетрично к.с. ($4T$ и $6B$) – трето стъпало. Настройването на релетата $2T$ и $3T$, както и на релето за време $5B$ е показано на фиг. 8.5.

Релетата $2T$ към защитите на прекъсвачите $П1$ и $П2$ се настройват като ТО по токовете на външно 1 ф.к.с. в края

$$\begin{cases} I_{зр. 2T}^{П1} = k_{cI} \cdot I_{вкс 1}; \\ I_{зр. 2T}^{П2} = k_{cI} \cdot I_{вкс 2}. \end{cases}$$

на електропроводите, а означенията са според фиг. 8.5:

Коефициентът на сигурност за първото стъпало $k_{cI} = 1.2 \div 1.3$ и предпазва релето $2T$ от неселективно действие при 1 ф.к.с. в началото на следващия електропровод. Създават се неизбежните за ТО мъртви зони: $АВ$ за релето $2T$ към $П1$ и $ГД$ за релето $2T$ към $П2$.



Фиг. 8.5

Основно изискване е първото стъпало да защитава $15 \div 20\%$ от дължината на електропровода. Когато това условие не е изпълнено, първото стъпало не се използва като стъпало без закъснение.

Вторите стъпала на ТО, релетата $3T$ и $5B$, трябва да обхванат мъртвите зони на релетата $2T$ и шините на захранваната от извода подстанция. Отстроят се от първите стъпала на следващите електропроводи. Това се постига като токовото реле $3T$ на прекъсвача $П2$ има ток на заработване $I_{зр. 3T}^{П2}$, който е $k_{сП}$ пъти по голям от тока $I_{зр. 2T}^{П1}$.

$$(8.3) \quad I_{зр. 3T}^{П2} = k_{сП} \cdot I_{зр. 2T}^{П1},$$

където $k_{сП} = 1.1 \div 1.2$ е коефициентът на сигурност за второто стъпало.

Релето за време $5B$ има минимално забавяне например 0.5 s и предпазва релето $3T$ на $П2$ да не изпревари $2T$ на $П1$ в участъка $ВГ$, където тези две токови релетата са заработили едновременно. Релетата за време $5B$ в различните електропроводи не се съгласуват помежду си и затова винаги имат еднакво минимално закъснение.

Критерий за това дали второто стъпало изпълнява успешно ролята си, според практиката в нашата ЕЕС,

$$(8.4) \quad k_{чП} = \frac{I_{вкс \min}^{(1)}}{I_{зр. 3T}^{П2}} \geq 1.5.$$

е неговият коефициент на чувствителност

Двете стъпала на токовата посочна защита при 1 ф.з.с. имат добра сигурност и чувствителност, тъй като кривата на тока на 1 ф.к.с като функция на мястото на повреда се спуска стръмно, по-стръмно от аналогичната крива при междуфазни к.с. ($Z_0 \approx 3Z_1$).

Третото стъпало $4T$, $6B$ има резервиращи функции. Токовото реле се отстроява от небалансирания ток при външно трифазно к.с., а релето за време се настройва по насрещния стъпален принцип.

Токът на заработване

$$(8.5) \quad I_{зр. 4T} = k_c \cdot I_{нб. \max},$$

където $k_c = 1.3 \div 1.5$;

$I_{нб. \max}$ - максималният небалансиран ток.

Емпиричната формула за небалансирания ток е:

$$(8.6) \quad I_{нб. \max} = k_{зр} \cdot k_{еднаквост} \cdot k_{ан} \cdot I_{вкс \max}^{(3)}.$$

Коефициентът на грешката $k_{зр} = 0.1$ се определя от допустимата 10% -на грешка на ядрата на ТТ, които работят съвместно с релейните защиты. Коефициентът на еднаквост на ТТ се приема сравнително нисък

($k_{еднаквост} = 0.25$), защото трите ТТ, които образуват филтъра за ток на нулевата последователност ФТНП са еднотипни, от един производител, дори от една и съща партида и работят при еднакви условия. Коефициентът на аperiодичната съставка се приема $k_{ан} = 1.7$, а не $k_{ан} = 2$, както е при диференциалните защиты. Става така, че

$$(8.7) \quad I_{нб. \max} = 0.1 \cdot 0.25 \cdot 1.7 \cdot I_{вкс \max}^{(3)} = 0.0425 \cdot I_{вкс \max}^{(3)}.$$

Небалансиран ток от 4.25% и ток на заработване на релето $4T$

$$(8.8) \quad I_{зр. 4T} = 1.2 \cdot I_{нб. \max} = 0.051 \cdot I_{вкс \max}^{(3)}$$

налагат прецизност на изчисленията и настройването при големите кратности $[(20 \div 30) \cdot I_H]$ на токовете при 1 ф.к.с. Посочените коефициенти са според практиката на нашата ЕЕС.

Коефициентът на чувствителност на третото стъпало е

$$(8.9) \quad k_{ч} = \frac{I_{к.с. \min}^{(1)}}{I_{зр. 4T}} \geq 1.5,$$

пресметнат за всички следващи електропроводи или поне за по-голяма част от тях.

11А. Земни съединения и земни защиты в мрежи с изолирана неутрала

По материали на инж. Росен Мирчев, ЕСО-ЕАД, януари 2008 г.

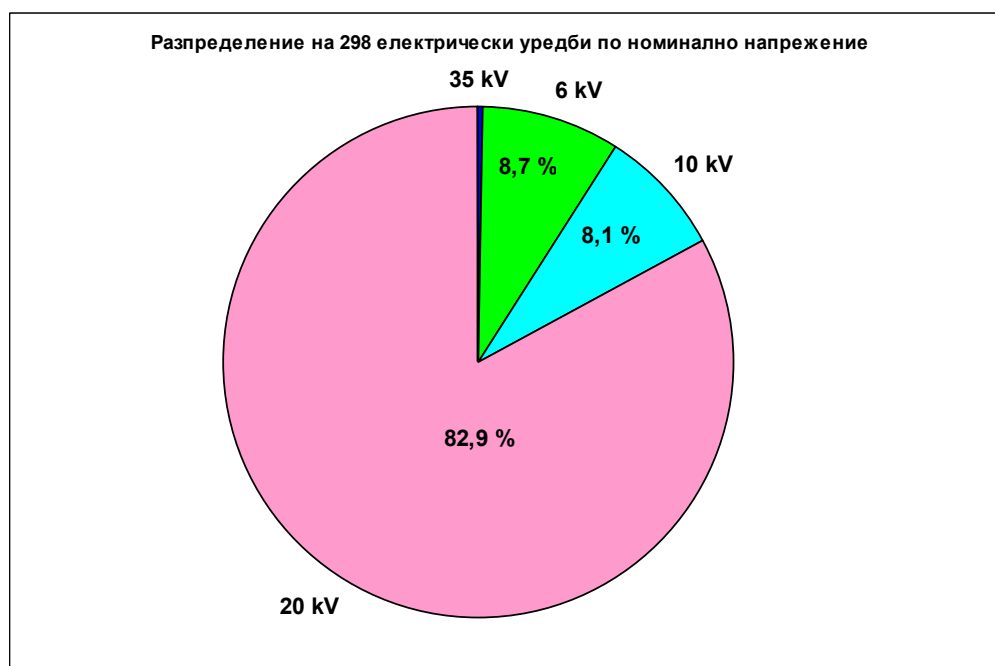
Кратък исторически преглед

Начинът на заземяване на неутралите на силовите трансформатори на страна средно напрежение се е променял в годините, главно с разрастването на мрежата СрН и свързаното с това увеличаване на нейния капацитивен ток. Така от първоначално масово използвани режими с изолирана неутрала или с компенсация, при увеличените капацитивни токове на мрежата започват да се използват режими на работа със заземяване през активно съпротивление на кабелните мрежи (от 1971 г.) и комбинирано заземяване (дъгогасителен реактор и паралелно включващо се активно съпротивление) на смесените мрежи.

През 80-те и 90-те години приоритетно за мрежата с номинално напрежение 20 kV е използването на режим със заземяване на неутралите през активно съпротивление не само за чисто кабелните мрежи, но и за смесени мрежи с голяма кабелна част, каквито са повечето градски мрежи. За част от смесените мрежи с голяма въздушна част, но и с голям капацитивен ток пък е реализиран комбиниран начин на заземяване на неутралата.

Преглед на настоящето състояние

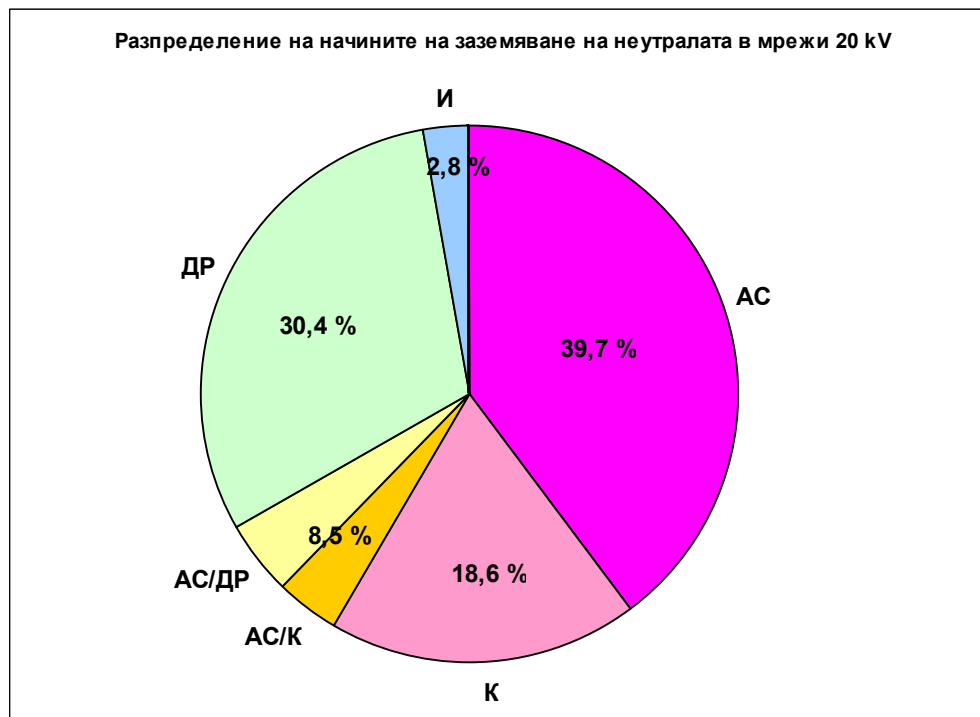
Към настоящият момент в България предприятието ЕСО-ЕАД експлоатира и поддържа 260 подстанции захранващи електроразпределителната мрежа. Респективно, броят на електрическите уредби средно напрежение (СрН) в тези подстанции е 298. Процентното разпределение на електрическите уредби, в зависимост от номиналното им напрежение (6, 10, 20 и 35 kV) е показано на фиг. 1.



Фиг. 1

Реализираният режим на работа на неутралите на захранващите електрическите уредби силови трансформатори на страна СрН, за най-широко използваното номинално напрежение – 20 kV, е илюстриран на фиг. 2.

Както може да се установи, на практика се използват всички основни режими на заземяване на неутралата (АС - активно съпротивление; ДР - дъгогасителен(и) реактор(и); К - комбинирано; И - изолирана), както и комбинации от тях (АС/ДР; АС/К).



Фиг. 2

Мрежата с номинално напрежение 10 kV работи с неутрала заземена през активно съпротивление (23 от 24 ЕУ, или 96%). На напрежение 6 kV за 62 % от ЕУ режимът на работа също е с активно съпротивление, докато останалите ЕУ работят в режим с изолирана неутрала на силовите трансформатори. Единствената ЕУ 35 kV работи в режим на компенсация.

Нормативни изисквания и критерии при определяне на режима на заземяване на неутралата на страна СрН

До средата на 2004 г. критериите при определяне начина на заземяване на неутралата на страна СрН са въз основа на изискванията на ПУЕУ, ПТЕ, Ръководящи указания, както и при съобразяване на предписанията на IEEE Std.142-1972,1991 г.

След средата на 2004 г. нормативна база са Наредба № 3 за УЕУЕЛ, Наредба № 9 за ТЕЕЦМ, както и въведеният БДС HD 637 S1. За съжаление в посочените наредби съществуват известни непълноти и неточности свързани с режима на заземяване на неутралите на силовите трансформатори на страна СрН, както и противоречия с изискванията на БДС HD.

Земните съединения при електропроводите със средно напрежение, особено при тези, които имат железобетонни стълбове, са извънредно чести явления. У нас, в България, през 1955-1957 го д. при електропроводите 20 kV са констатирани средно около 80 изключения на 100 km електропровод, от които 70 – 90 % са в резултат от земни съединения. Около 20% от тях са причинени от атмосферни пренапрежения, а останалите 80% от други причини – птици, замърсяване на изолаторите, попадане върху изолаторите на други чужди тела и т. н.

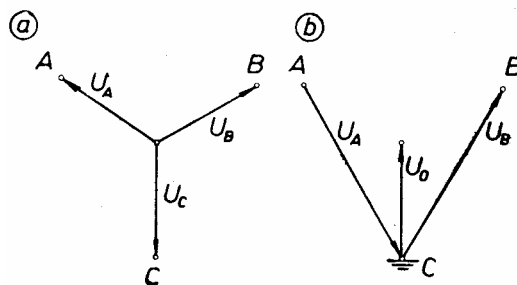
При електропроводите със средно напрежение, както и при електропроводите с високо напрежение почти всички земни съединения се явяват през електрическа дъга. Въпреки това при електропроводите със средно напрежение съпротивлението на дъгата е много малко в сравнение със съпротивлението на образуваната токова верига, която се затваря през капацитетите на проводниците спрямо земята. То практически във всички случаи се пренебрегва.

В електрическите системи с изолиран звезден център междуфазните и фазните напрежения не се променят след поява на земно съединение. Това обстоятелство прави, щото потребителите, които са присъединени между фазите или между една от фазите и изведения звезден център, да не чувствуват никакво смущение в своята работа при земно съединение някъде в системата. Затова бързото изключване на земното съединение не се налага от гледна точка на редовната работа на потребителите.

Все пак появяването на земното съединение някъде в системата е нещо ненормално и може да бъде последвано от второ земно съединение или междуфазно късо съединение, затова земното съединение от гледна точка на техническото състояние на системата и от гледна точка на бъдещото редовно електроснабдяване не може да се остави без внимание.

Напрежение на фазите спрямо земята

Напрежението спрямо земята на звездния център на система без земно съединение е равно на нула, ако изолацията на трите фази на всички галванически свързани електропроводи има еднаква капацитивна и активна проводимост. След като се появи земно съединение, ако съпротивлението на заземяването е малко, което практически е изпълнено във всички случаи, заземената фаза получава потенциал, равен на потенциала на земята. Звездният център на системата след появяване на земното съединение получава напрежение спрямо земята, равно на фазното напрежение на заземената фаза с обратен знак ($-U_{\phi}$). Здравите фази получават спрямо земята напрежение, равно на междуфазното напрежение, т. е. напрежението им се увеличава с $\sqrt{3}$. Напреженията на двете здрави фази в този случай са разместени едно спрямо друго на 60° . На фиг. 3 са нанесени векторните диаграми на напреженията спрямо земята за двата случая – без и със земно съединение.



Фиг. 3. Векторни диаграми на напреженията при електрическа система с изолиран звезден център:
а – система без земно съединение; б – системата е със земно съединение по фаза С

Описаното изменение на напрежението на трите фази обхваща всички електропроводи, свързани галванически с електропровода със земното съединение. Електропроводите, които не са свързани галванически, но електромагнитно, не изменят своето напрежение спрямо земята.

Това обстоятелство се използва, за да се познае дали някъде по системата има земно съединение. За тази цел между всяка фаза и земята се съединяват волтметри или за по-просто електрически лампи. При липса на земно съединение трите волтметра показват напрежение еднакво, лампите еднакво

светят. След появяването на земното съединение във фаза С волтметърът към тази фаза показва нула $U_C = 0$, лампата изгасва, а волтметрите на другите две фази показват напрежение с $\sqrt{3}$ по-голямо $U_A = \sqrt{3} U_\phi$ и $U_B = \sqrt{3} U_\phi$, лампите към тях светят по-силно (лампите трябва да са в състояние да издържат това увеличение на напрежението). Това е т. нар. земна контрола.

Земната контрола, изпълнена с три волтметъра или три лампи, показва на коя фаза е произлязло земното съединение. Тя не показва къде по кой електропровод е станало то.

Ако напреженията на трите фази се разложат на симетрични съставящи, ще се види, че при земно съединение се получават напрежения с нулева последователност, равни на фазното напрежение на фазата със земното съединение, но с обратен знак $\dot{U}_0 = -U_{\phi A}$. Това обстоятелство се използва също, за да се познае дали някъде в системата има земно съединение. За тази цел се използват филтри за напреженията с нулева последователност и специално реле. Устройството е много просто. Но и в този случай описаното устройство показва само, че някъде в системата е станало земно съединение, без да дава указание по кой от електропроводите е станало то. Това устройство не показва и по коя от трите фази е земното съединение.

Токът през мястото на земното съединение

През мястото на земното съединение протича ток – капацитивният ток през капацитетите на проводниците спрямо земята ($I_{з.с.} = -3 \cdot j\omega \cdot C_{0\phi} \cdot U_\phi$). В случая се взема капацитетът спрямо земята на всички електропроводи, галванически свързани с повредения. Съвсем ориентировъчно може за тока през мястото на земното съединение да се приеме за откритите електропроводи

$$I_{з.с.} = \frac{3 \cdot U \cdot l}{1000}, A$$

за кабелите

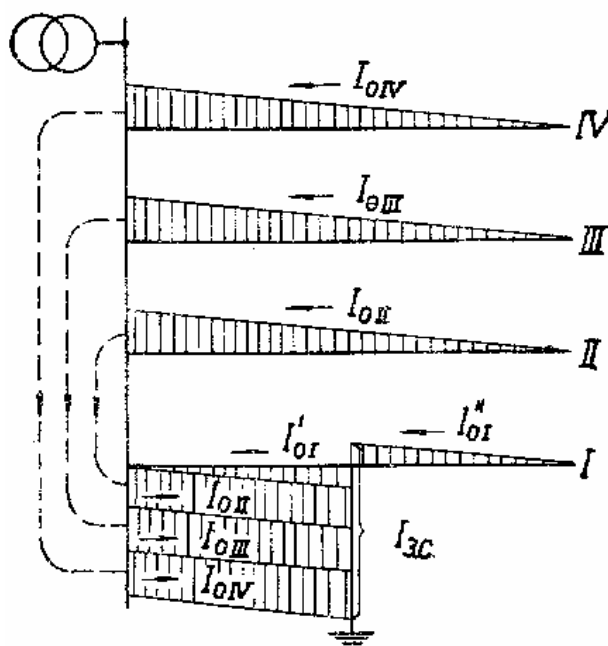
$$I_{з.с.} = \frac{60 \cdot U \cdot l}{1000}, A$$

при което U – номиналното междуфазно напрежение на електропровода, kV,

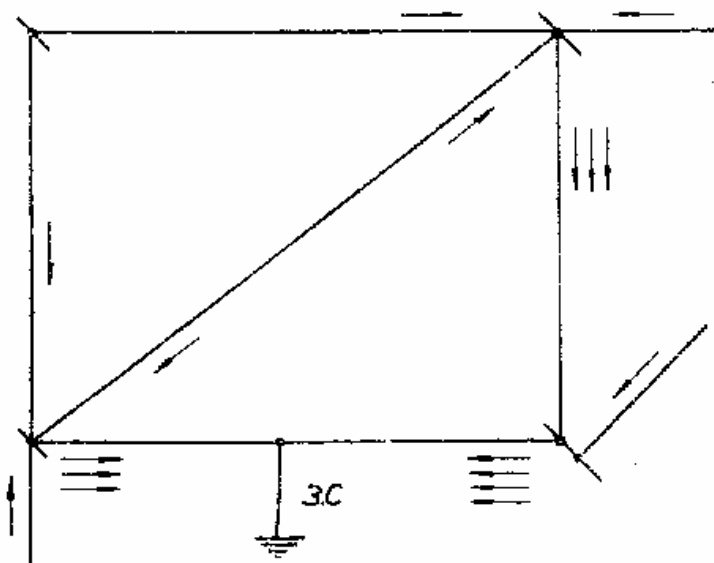
l – дължината на електропровода, km.

Токовете, преминали през електропроводите на по-сложна мрежа, се определят, както се определят токовете в електропроводи с равномерно разпределен по цялото им протежение товар от генератор, поставен на мястото на земното съединение.

На фиг. 4 е дадена схемата на мрежа от лъчисти електропроводи, захранвани от една подстанция. По един от електропроводите се е появило земно съединение. На фигурата електропроводите са означени с по-дебела плътно изтеглена линия, а ординатата на защрихованата над тях плоскост – токовете, обусловени от земното съединение, равни на токовете с нулева последователност, измерени в съответната точка.



Фиг. 4. Мрежа от лъчисти електропроводи. По електропровод I се е появило земно съединение: I_0 със съответния индекс – тока с нулева последователност, измерен по протежение на съответния електропровод



Фиг. 5. Сложна мрежа от електропроводи. По един от участъците се е появило земно съединение.

Ако се постави в началото на всеки електропровод филтър за токовете с нулева последователност, в началото на електропровод II ще се измери ток, равен на $I_{II0} = 3 \cdot \omega \cdot C_{II0} \cdot U_{\phi}$, при което C_{II0} е капацитетът спрямо земята само на електропровод II и на разклоненията, присъединени към него.

Към земното съединение ще се стичат капацитивните токове от всички електропроводи. Филтърът за токовете с нулева последователност, поставен към засегнатия от земното съединение електропровод I , ще покаже ток, равен на капацитивния ток на всички електропроводи, без този на електропровода със земното съединение. Токът с нулева последователност, обусловен от капацитета на електропровода I със земното съединение, се отправя към земното съединение направо, без да минава през началото на електропровода.

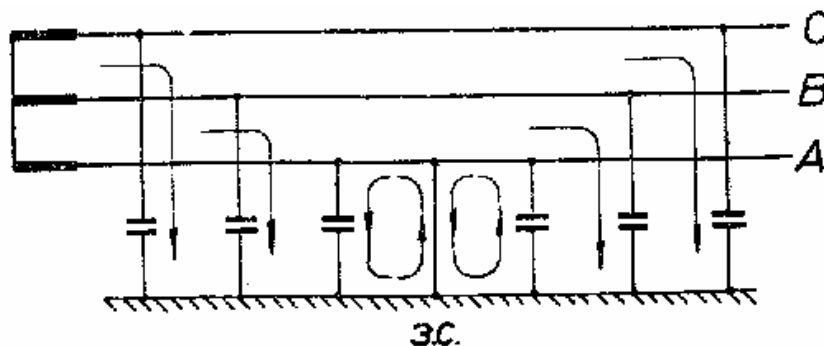
Когато към шините на подстанцията са прикачени много на брой електропроводи, токът с нулева последователност, измерен в началото на всеки от здравите електропроводи, ще бъде много по-малък от тока с нулева последователност, измерен в началото на електропровода със земното съединение. Това обстоятелство често се използва за създаване на релейна защита, действаща за изключване на електропровода със земното съединение.

Когато мрежата е затворена или сложно затворена, разпределението на токовете по отделните участъци може да се определи по същия начин – равномерно разпределен капацитивен товар по всички електропроводи, захранван от генератор, поставен на мястото на земното съединение.

На фиг. 5 е изобразена такава постановка. В случаите, подобни на изображения, могат да се установят следните две закономерности.

Първо, в участъка на мрежата със земното съединение капацитивните токове с нулева последователност, измерени в двата края на участъка, имат условна посока от края към средата, докато токовете в здравите участъци имат или еднаква посока от двата края на участъка, или са с посока от средата към края на участъка. Тази закономерност може да се използва в сложните мрежи, за да се открие електропроводът със земното съединение.

Второ, към участъка със земното съединение от двете страни се стичат капацитивни токове от цялата мрежа без тези на участъка със земното съединение. Когато разглежданият участък е част от сложно затворена мрежа с много възли, разликата в измерените токове е голяма и може да се използва за изключване на електропровода със земното съединение от релейна защита.



Фиг. 6. Земно съединение по фаза А. Изобразени са изравнителните токове веднага след появяване на земното съединение

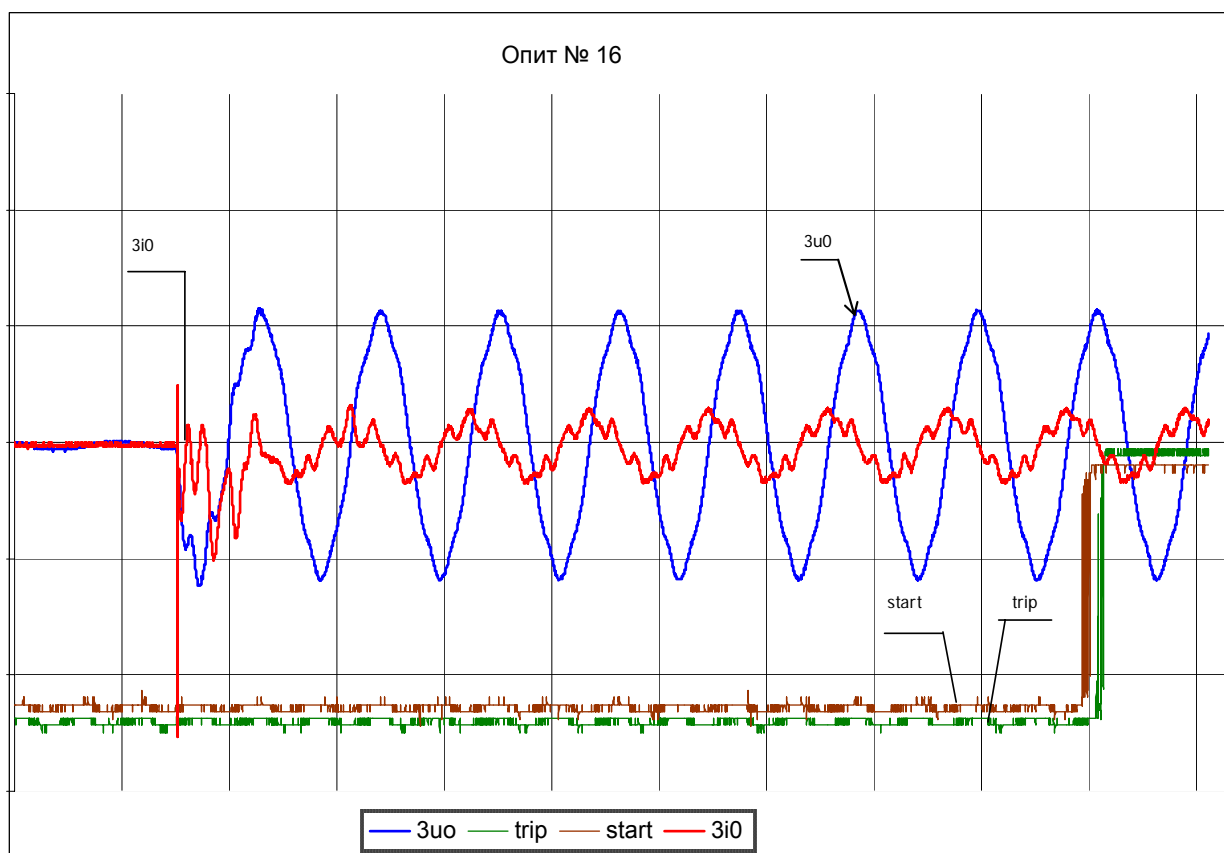
Всяко земно съединение по електропроводите е свързано и с друго явление, което в някои случаи се използва също за релейната защита. Това явление ще разясним с помощта на схемата от фиг. 6. В схемата капацитетът на проводниците спрямо земята е мислено концентриран в една точка от всяка фаза на електропровода. В точка з. с. произлиза земно съединение. Преди земното съединение трите фази на електропровода имат спрямо земята напрежение, равно на фазното им напрежение. Капацитетът на трите фази спрямо земята е зареден съответно на това напрежение. Когато се появи земно съединение, например по фаза А, капацитетът на фаза А спрямо земята се изпразва през земното съединение. Протича краткотраен, но много силен ток, тъй като съпротивлението на получената верига е много малко. В действителните мрежи, съставени от много и дълги електропроводи, през мястото на земното съединение и по електропровода със земното съединение се изпразват капацитетите на всички, галванически свързани електропроводи. Специални релета работват от този краткотраен и силен токов удар.

Същевременно с появяването на земното съединение здравите фази получават напрежение с $\sqrt{3}$

по-високо. Капацитетите им се презареждат. Зареждането на капацитетите на здравите фази става обаче през сравнително големите съпротивления на веригата през генератора. Процесът на зареждането поради това е по-бавен и понякога периодичен.

Лаборатория "Релейна защита", ТУ-София

Лабораторно моделиране на з.с. в мрежа с изолирана ну特拉 и вътрешна повреда



Фиг. 7. АББ, Земна защита (SPAC 531 C) на мрежа с изолирана ну特拉, $I \cdot \sin \varphi$

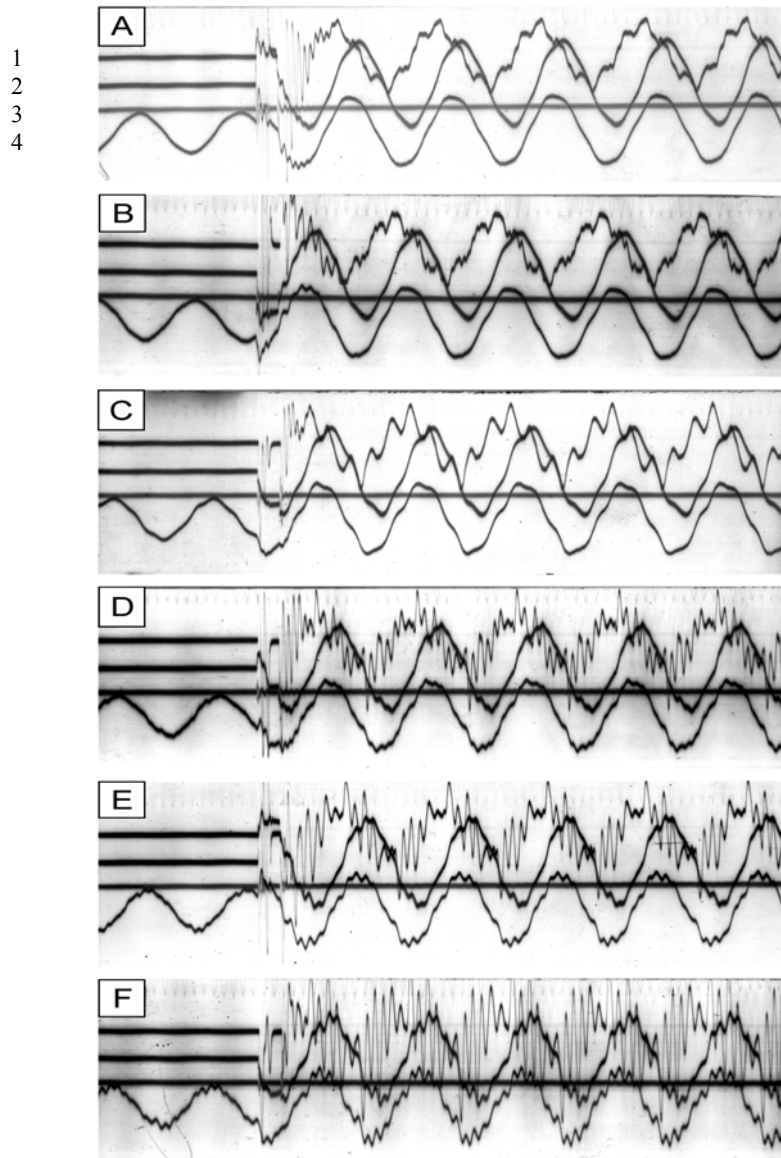
Резултати:

- Земната защита заработва правилно;
- Първата полувълна на тока ($-23.54A_{\max}$) е насочена надолу и има висока честота; първата вълна на напрежението е насочена също надолу ($-116.4V_{\max}$) и има слабо изразени, бързо затихващи и с честота $250 \div 350$ Hz висши хармоници.
- Видима проява на седми хармоник в тока;
- Ефективна стойност на установения ток $2.5A_{\text{eff}}$;
- Максимална стойност на установения ток $3.5A_{\max}$.
- Ефективна стойност на установеното напрежение $81.03V_{\text{eff}}$;
- Време за пускане на релето 151.2ms ;
- Време на заработване на релето 154.1ms .

Осцилографиране при изкуствени з.с. през 1969 г. в Кремиковци, подстанция “Открит рудник”

Осцилограми на трайни земни съединения в мрежи с изолирана неутрала при различно ниво на хармоничите в захранващото напрежение:

- ред 1 – ток на нулева последователност
- ред 2 – напрежение на нулева последователност
- ред 3 – излишно записана линия
- ред 4 – напрежение на здрава фаза



Фиг. 8. Земни съединения при различен хармоничен състав на напрежението.
Кремиковци, подстанция “Открит рудник”

Тези измервания доказват наличието на променящи се висши хармоници в тока и напрежението на нулева последователност.

На фигурата са посочени 6 случая (А, В, С, D, Е, F), заснети в продължение на няколко часа в мрежа с изолирана неутрала. Различието е в големината и в характера на товара (багери в открит рудник), които водят до деформация на напрежението на шините U_{ϕ} . Тази деформация се проявява в напрежението на здравите фази спрямо земя U_{ϕ} (ред 4) в напрежението $3U_0$ (ред 2) и в тока $3I_0$ (ред 1).

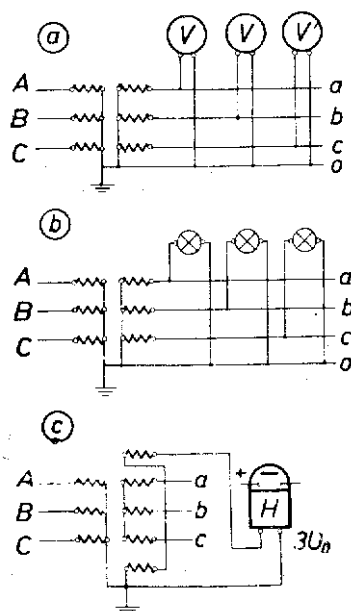
Случаите са подредени по възходяща градация на наличието на висши хармоници. Даже незабележими деформации на напрежението в нормален режим (случаи А и В) водят до чувствително деформиране на т. з. с. Най-силно се проявяват хармониците с номера 5, 11 и 13.

Защити при земни съединения в изводи към системи с изолирана ну特拉

Земното съединение в системите с изолиран звезден център е свързано с протичане на не много големи токове. Междуфазните напрежения не се изменят, затова работите на потребителите не е смутена. Тези две обстоятелства позволяват в повечето случаи да не се налага бързо изключване на зазегадения от земното съединение електропровод, което дава отпечатък върху устройството на релейната защита.

Неизбирателна земна контрола

Неизбирателната земна контрола има за цел да покаже, че някъде в електрически свързаните електропроводи се е появило земно съединение. Земната контрола е устроена на принципа, че при земно съединение напрежението спрямо земята на заземената фаза спада до нула, а това на здравите фази се увеличава до междуфазното напрежение. Може да се използва за същата цел и обстоятелството, че при земно съединение в системите с изолиран звезден център се появяват напрежения с нулева последователност.



Фиг. 9. Неизбирателна земна контрола.

a – с три волтметра; b – с три лампи; c – едно реле за напрежение, присъединено към филтър за напреженията с нулева последователност

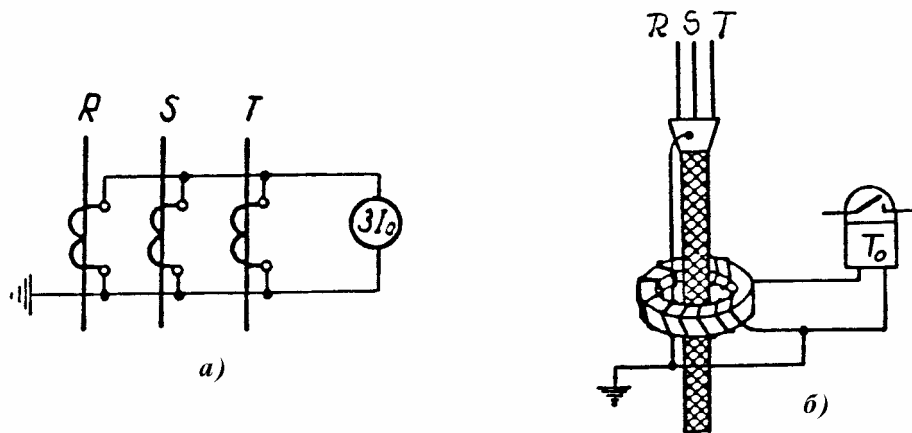
Земната контрола може следователно да бъде изпълнена с три волтметра или с три лампи, съединени между фазата и земята, или с реле, присъединено към филтъра за напрежение с нулева последователност. На фиг. 9 са изобразени трите възможности.

Описаната земна контрола само показва, че някъде по електрически свързаните електропроводи е станало земно съединение. Тя не показва в кой клон от мрежата е земното съединение. Изпълнението с три волтметра или три лампи дава указание коя от фазите на електрически свързаните електропроводи е заземена. Това създава известни удобства при търсенето на повредата. Релето не дава тези указания.

Откриването на клона със земно съединение става чрез включване и изключване последователно на всички електропроводи и същевременно наблюдаване на земната контрола. Разбира се, тези ма-

нипулации не са много желани и могат да се допуснат само при мрежите със средно напрежение. За същата цел могат да се използват и уредбите за АПВ.

Схеми на филтри за ток на нулевата

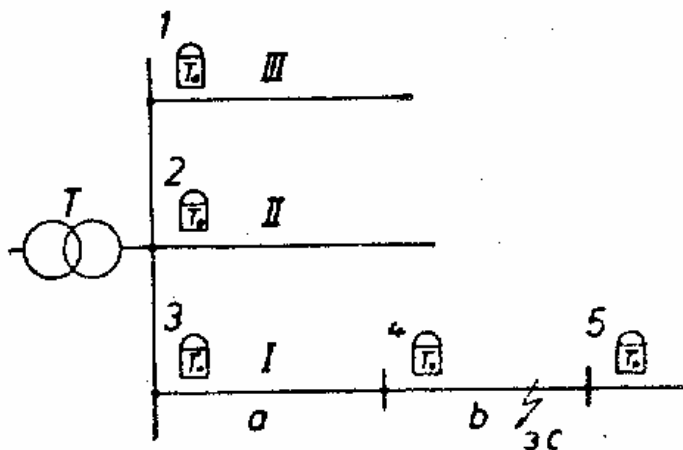


Фиг. 10. Филтри за ток на нулева последователност

- a) Сумиране на токовете с три фазни токови трансформатора
- b) Токов трансформатор тип Феранти

Токова защита за токовете с нулева последователност

При обширните радиални мрежи клонът със земното съединение може да бъде открит чрез токова защита за токовете с нулева последователност. Защитите се поставят в началото на всеки клон, а може и в началото на всеки участък от клоновете, както е показано на фиг. 9. Използува се чувствително токово реле.



Фиг. 11. Електропроводи с лъчисто разположение от електрическа система с изолиран звезден център, защитени срещу земни съединения чрез токова защита за токове с нулева последователност

В началото на клона без земното съединение протича ток с нулева последователност, обусловен от

капацитетите само на този клон.

Токът на земното съединение има удари, които достигат 5÷6 пъти трайните му стойности. Тези удари се явяват не само при появяване на земното съединение, но и периодически, когато земното съединение е през електрическа дъга. Това обстоятелство трябва да се има предвид при нагласяване на токовите релета. Токът с нулева последователност е обусловен от напрежението с нулева последователност U_0 , което е равно на фазното напрежение U_ϕ , на мястото на земното съединение. В случая трябва да се има предвид, че U_0 се мени в зависимост от товара на системата, от отдалечеността на мястото на земното съединение и от равнището на работното напрежение.

Релейната защита, поставена в началото на клона, не трябва да заработи от тока, определен според тези указания, а именно

$$I_{з.р.н} = k_c \cdot k_y \cdot 3 \cdot \omega \cdot C_0 \cdot l_n \cdot U_0,$$

при което k_c – коефициент на сигурност; обикновено се взема $k_c = 1.1 \div 1.2$;

k_y – коефициент, който взема под внимание ударите на тока, обикновено $k_y = 5 \div 6$; взема се под внимание само при защитите без забавяне;

C_0 – капацитета спрямо земята на един от проводниците за 1 km дължина, F;

l_n – дължина на n -тия клон, km;

U_0 – напрежението с нулева последователност; $U_0 = -U_\phi$, при което U_ϕ – фазното напрежение на повредената фаза на мястото на земното съединение.

В началото на клона със земното съединение, например на клон I , тече ток, обусловен от капацитета спрямо земята на цялата галванически свързана мрежа без капацитета на засегнатия от земното

$$I_{р.л} = 3 \cdot \omega \cdot C_0 \left(\sum_1^n l_n - l_I \right)$$

съединение клон, а именно:

Изисква се, за да има защитата нужната чувствителност,

$$k_q = \frac{I_{р.л}}{I_{з.р.}} \geq 2.$$

Токът, определен с горното уравнение, е първичният ток. За да се определи вторичният ток в релето, би трябвало първичният ток да се раздели на коефициента на трансформация на токовите измервателни трансформатори $k_{тт}$. Особеното тук е, че $k_{тт}$ се определя е оглед нормалния товар на електропровода, а понеже капацитивният ток, съответно токът на заработването на релето е малък в сравнение с тока на товара, релето получава малък ток, което се отразява на неговата чувствителност. Това особено важи за мрежите с по-ниски номинални напрежения, например за мрежите с номинално напрежение 6 kV. При тях може да се получи така, че вторичният ток на заработването да бъде от порядъка на 0.1 A.

Описаната защита е пригодена само за радиални мрежи, но не и за затворени и сложни мрежи. Например тя с успех може да се използва за мрежата с конфигурация, изобразена на фиг. 11.

Обикновено защитата срещу земно съединение при електрическите системи с изолиран звезден център се прави само да сигнализира, но не и да изключва. В такъв случай, когато някой клон от радиалната мрежа е разделен на няколко последователни участъци и защитата срещу земно съединение се постави в началото на всеки участък, ще заработят защитите на всички участъци до мястото на

земното съединение. Например при земно съединение в точка *з. с.* от фиг. 11 ще заработят защитите 3 и 4, но не и защитата 5.

В някои случаи защитите срещу земни съединения се правят да изключват съответния прекъсвач. Изключването при земно съединение се изисква например, когато мрежата е кабелна, обширна и поради това има сравнително големи капацитивни токове. Изключването се изисква понякога и с оглед безопасността на труда. Например при големите открити каменовъглени мини, при които се използват кабелни връзки и багери с електромотори за 6 kV, двойните земни съединения могат да дадат недопустимо големи и опасни крачни напрежения. Това се избягва, ако защитата изключи още при появяването на първото земно съединение.

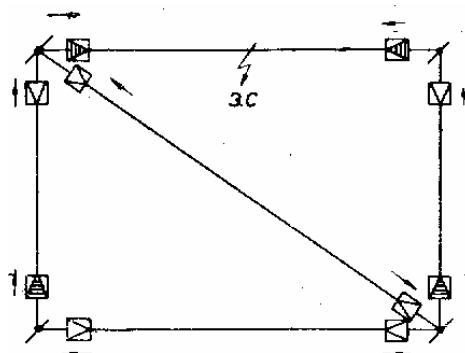
Когато защитата предизвиква изключване, токът на заработването на токовото реле се определя по същия начин, описан по-горе. За постигане на избирателно изключване на отделните участъци от даден клон защитата се прави да работи с нарочно забавяне, което се нагласява стъпално по познатия насрещен стъпален принцип. Например в фиг. 11 защитата 5 от клона *I* се прави с най-малко нарочно забавяне, защитата 4 - с по-голямо и т. н.

Посочна защита за токове и напрежения с нулева последователност

Когато при радиална мрежа не може с токова защита да се постигне необходимата чувствителност, поставя се посочна защита. Избирателността на действието ѝ е основана на обстоятелството, че токът с нулева последователност в засегнатия от земното съединение електропровод е с обратна посока спрямо тока в електропроводите без земно съединение (фиг. 12).

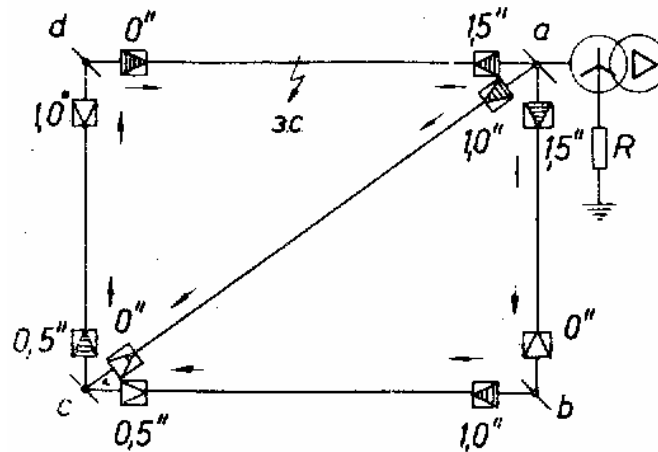
Защитата се състои само от едно посочно реле, съединено по познатия начин към филтри за токовете и напреженията с нулева последователност. Понеже токът през релето е капацитивен, използва се за случая синусно реле.

Електромеханичните посочни релета нямат достатъчна чувствителност и не реагират адекватно при малките земни токове на мрежите с изолирана неутрала. Широко приложение на посочните земни защити в тези мрежи има при прилагане на цифрови релейни защити.



Фиг. 12. Посочна защита на токове и напрежения с нулева последователност. Почернените защити сигнализират при земно съединение в точката *з.с.*

Описаната посочна защита за токовете и напреженията с нулева последователност се използва и при затворените и сложни мрежи, за да се открие в кой от електропроводите има земно съединение, например при фиг. 10. Посочните защити се поставят от двата края на всеки участък и се нагласяват да заработят, когато мощността с нулева последователност се пренася от края към средата на участъка. В участъците без земно съединение посоката на тази мощност е или от двата края еднаква, или е насочена от средата към края на електропровода. На фиг. 12 за пример са почерпени защитите, които са заработили при земно съединение в точка *з. с.*



Фиг. 13. Неутрала, заземена през резистор. Посочна защита на токове и напрежения с нулева последователност. Почернените защиты сигнализират при земно съединение в точката з.с.

Защитата се прави само да сигнализира, но не и да изключва. За да се познае в кой електропровод е земното съединение, дежурните на се свързват по телефона с всички съседни подстанции или възлови точки, за да проверят дали защитата, поставена на насрещния край на електропровода, е работила или не. В резултат на получените сведения може да се открие участъкът със земно съединение. Разбира се, откриването на повредения участък изисква продължително време и затова описаната защита може да се използва, когато работата на мрежата с едно земно съединение е продължително допустима.

На защитата може да се постави задача да изключи засегнатия от земното съединение електропровод. Това може да се осъществи, ако звездният център на системата в само една точка бъде заземен чрез сравнително голямо активно съпротивление R , така както за пример е изобразено на фиг. 13. В двата края на всеки участък се поставя посочна защита, свързана за токовете и напреженията с нулева последователност с посока на заработването от края към средата на участъка. Посочното реле в случая трябва да бъде косинусно, тъй като звездният център на системата е заземен чрез активно съпротивление и протеклите токове са активни. Посочната защита се прави да работи с нарочно забавяне, което се нагласява по познатия стъпален насрещен принцип. На фиг. 13 е означено определеното по този начин нарочно забавяне.

При редовен симетричен товар и при междуфазни земни съединения през съпротивлението R не тече ток. При земно съединение обаче през ще протекат токове с нулева последователност, които ще се отправят по всички възможни пътища към земното съединение, както това е означено със стрелки на фиг. 13 за земно съединение в точка з. с. От този ток ще заработят всички посочни релета със същата посока, а именно релетата, означени с почерпени триъгълници. Първо, ще предизвика изключване релето с най-малкото нарочно забавяне, за изобразения пример релето с нарочно забавяне 0 s и участъкът със земното съединение ще бъде изключен от едната страна. Всички релета по пътя на тока през с й ще се възвърнат в изходно положение. Ще остане работило само релето между тока а и земното съединение, което ще изключи след 1.5 s. С това избирателното изключване на участъка със земното съединение е постигнато.

11В. Земни съединения и земни защиты в компенсирани мрежи

По учебника на проф. Нанчо Нанчев "Релейна защита", 1959 г.

История на въвеждането на гасителните реактори

През последните 3 - 4 години (спрямо 1959 г.) са поставени у нас значителен брой гасителни бобини към звездния център на електрическите системи 20, 35 и 60 кв. Резултатът от тези гасителни бобини е много насърчителен и затова в близките години те ще намерят още по-широко приложение. Затова разглеждането на късите и земни съединения при тези системи е от значение.

При електрическите системи със звезден център, заземен през гасителната бобина, могат да се явят и заслужават внимание следните видове къси съединения: а) трифазно късо съединение в една точка; б) двуфазно късо съединение в една точка; в) еднофазно земно съединение и г) двуфазно земно съединение в една и в различни точки.

Първите две, а именно, трифазните и двуфазните къси съединения не се различават от същия вид къси съединения в системите с изолиран или с направо заземен звезден център. Разликата обаче между еднофазните и двуфазни земни съединения в система с гасителна бобина и същия вид къси съединения в системите с изолиран или направо заземен звезден център е съществена.

Еднофазно земно съединение в компенсирани мрежи

Когато към звездния център на дадена електрическа система е поставена добре нагласена гасителна бобина и в тази система се появи някъде земно съединение, токът през мястото на земното съединение ще бъде много намален. Обикновено в този случай токът през мястото на земното съединение, наречен остатъчен ток, възлиза на $5 \div 10\%$ при мрежите с открити електропроводи и на $3 \div 6\%$ при кабелните мрежи от капацитивния ток, който би текъл, ако липсваше гасителна бобина. Този остатъчен ток при добре нагласена гасителна бобина е почти чисто активен. Обусловен е от активната проводимост на изолацията. В остатъчния ток има и съставляща, обусловена от висшите хармонични.

Към това благоприятно намаляване на тока се прибавя и обстоятелството, че когато късото съединение е станало през електрическа дъга, дъгата веднага самоизгасва, понеже след първото преминаване на тока напрежението между проводника и земята се възстановява много бавно и не създава условия за повторното ѝ запалване. Повечето от земните съединения, станали чрез електрическа дъга поради споменатите причини, бързо самоизчезват. Изключванията значително намаляват.

Металните земни съединения поради намаления ток през мястото на земното съединение са също много безвредни. От гледна точка на загряването на проводниците бързото изключване на земните съединения в случая не е задължително. Повечето електрически съоръжения могат да издържат продължително време метално земно съединение в тях.

Въпреки че еднофазното земно съединение в системите със звезден център, заземен през гасителната бобина, е безвредна повреда, все пак тя би трябвало да бъде открита и своевременно отстранена, защото появата на второто земно съединение представлява двуфазно късо съединение със съответните последствия.

Само в някои случаи от гледна точка на безопасността на труда еднофазните земни съединения в системите с гасителни бобини не са допустими.

Поради изложените причини срещу земни съединения не се поставят релейни защиты или се поставят релейни защиты, които работят на сигнал. Малко са случаите, когато е необходимо релейните защиты срещу земни съединения да работят на изключване.

За нуждите на релейната защита, предназначена да сигнализира или да изключва, е необходимо да се знае изменението на електрическите величини, които по-долу ще се разгледат.

Напрежението на проводниците при еднофазно земно съединение се изменя по същия начин, както при електрическите системи с изолиран звезден център, а именно: междуфазните напрежения и напреженията на фазите спрямо звездния център остават същите, както ако липсваше земното съединение.

ние; напрежението спрямо земята на болната фаза става равно на нула, а напреженията спрямо земята на здравите фази се увеличава и става равно на съответното междуфазно напрежение.

Звездният център получава напрежение, равно, но с обратен знак на фазното напрежение на проводника със земното съединение. Това значи при еднофазно земно съединение в напреженията на проводниците се появяват напрежения с нулева последователност, равни, но с обратен знак на фазното напрежение на проводника със земното съединение.

Токът през проводниците зависи от разположението и нагласяването на гасителните бобини. По отношение разположението на гасителната бобина имаме два случая.

Първият случай ще бъде, когато мрежата има лъчиста схема, захранвана от един централен пункт, в който е поставена и гасителната бобина. Вторият случай пък ще бъде, когато мрежата има сложна схема, захранвана от няколко страни и гасителните бобини са поставени в един, два или повече пункта.

Вниманието ще се спре само върху токовете с нулева последователност, които са характерни за всички видове земни съединения. Няма да се разгледат токовете на товара, в които практически липсват съставящи с нулева последователност. Това разграничаване лесно се прави, като се използват филтри за токовете с нулева последователност, които са много прости. По-долу, когато се пише за токовете през проводниците, ще се разбират само токовете с нулева последователност,

За да се определят токовете с нулева последователност през проводниците, си служим с метода на фиктивния генератор. Мислено трите проводника на мястото на земното съединение се съединяват заедно и се поставя между тях и земята фиктивен генератор с напрежение, равно, но с обратен знак на напрежението на заземената фаза $\dot{U}_e = -\dot{U}_A$ (фиг. 1).

Токовете чрез проводниците се разделят на три съставящи:

- 1) капацитивна съставяща;
- 2) индуктивна съставяща и
- 3) активна съставяща.

Разглеждаме само токовете в началото на електропроводите.

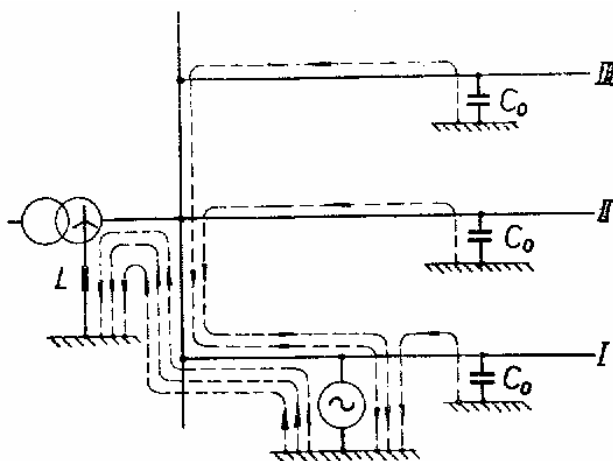
Капацитивните токове се разпределят по същия начин, както при системите с изолиран звезден център. Токът в електропровода със земното съединение е най-голям и равен на сумата от капацитивните токове на всички останали електропроводи.

Индуктивните токове са насочени от фиктивния генератор (земното съединение) към гасителната бобина. Следователно индуктивен ток ще тече само в електропровода със земното съединение. През другите електропроводи няма да тече индуктивен ток.

Когато гасителната бобина е добре нагласена, обусловеният от нея ток ще бъде равен на капацитивния ток на всички електропроводи. В такъв случай, през електропровода със земното съединение ще тече разликата от капацитивните и индуктивните токове.

Следователно в случая в началото на здравите електропроводи ще текат капацитивни токове, обусловени от капацитета на техните проводници спрямо земята.

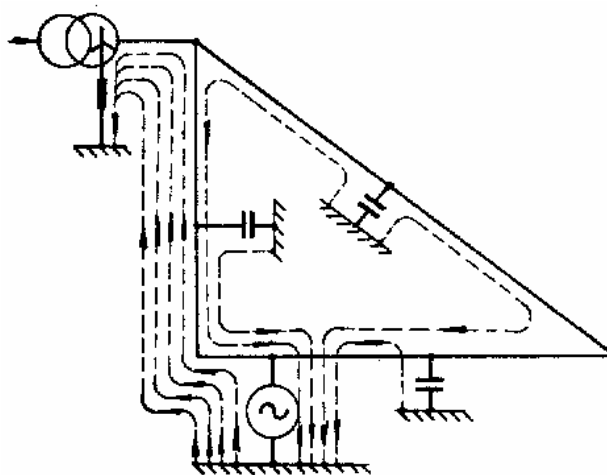
В началото на болния електропровод ще текат токове, големината на които ще зависи от нагласяването на гасителната бобина. При добре нагласена бобина в началото на болния електропровод ще текат индуктивни токове, по големина равни на капацитивните токове през същия електропровод. При надкомпенсация (гасителната бобина с номинален ток и мощност по-големи от съответстващите на точно нагласяване) индуктивните токове ще бъдат съответно увеличени. При подкомпенсация токовете в началото на болния електропровод да станат дори капацитивни.



Фиг. 1. Пътят на индуктивните и капацитивните токове с нулева последователност при компенсирана мрежа. В началото на здравите електропроводи II и III токовете са капацитивни, а в началото на електропровода I със земно съединение е индуктивен

Различието е значи главно в посоката на токовете, но не и в тяхната големина. Това различие би могло да се използва за нуждите на релейните защиты само чрез релета, действащи в зависимост от посоката на тока (посоката на мощността), т. е. чрез т. нар. посочни релета. Практически това не е получило приложение до появата на достатъчно чувствителните цифрови релета.

Чрез електропроводите текат и активни токове, обусловени от активната проводимост на изолацията, както и токове, обусловени от висшите хармонични. Активните токове с нулева последователност имат същото развитие, както капацитивните токове при системите с изолиран звезден център. Те са следователно най-големи в електропровода със земното съединение и биха могли да се използват за нуждите на релейната защита по същия начин, както капацитивните токове в изолираните мрежи. Затруднение се явява от това, че са много малки и практическото им използване е възможно след появата на цифровите релета.



Фиг. 2. Земно съединени в сложна компенсирана мрежа

Във втория случай, а именно когато мрежата е със сложна схема и има поставени гасителни бобини в един, два или повече пункта, картината е много по-объркана (фиг. 2). Токовете на мястото на земното съединение, равни на остатъчния ток, и токовете през гасителната бобина, равнина номиналния й ток (при работно напрежение на мрежата, равно на номиналното), са постоянни величини. Токовете през електропроводите се изменят в зависимост от мястото на земното съединение и мястото на гасителната бобина. По тази причина при компенсирани системи реактивните токове с нулева последователност не могат да се използват за нуждите на релейната защита.

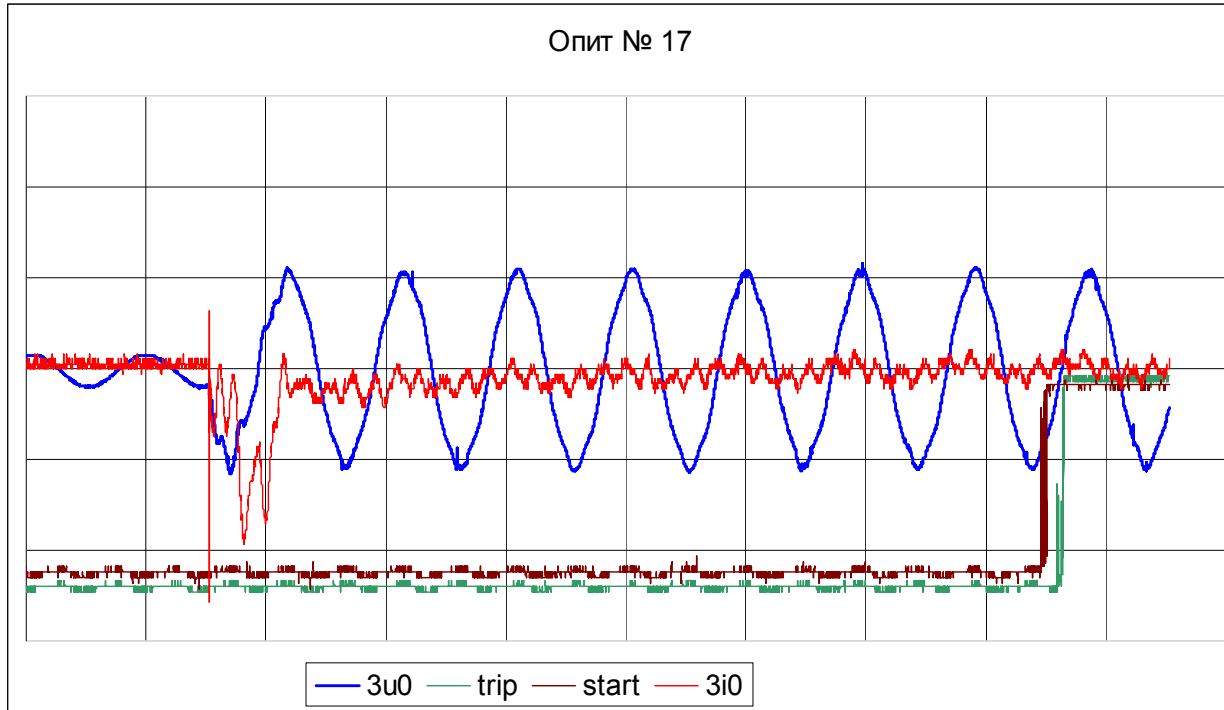
Разпределението на активните токове с нулева последователност е сходно с разпределението на ка-

пацитивните токове при мрежите с изолиран звезден център.

За нуждите на релейната защита могат да се използват активните токове с нулева последователност, което среща трудности (до появата на цифровите защиты), свързани с обикновено малките стойности на тези токове.

Лаборатория "Релейна защита", ТУ-София

Лабораторно моделиране на з.с. в компенсирана мрежа и вътрешна повреда



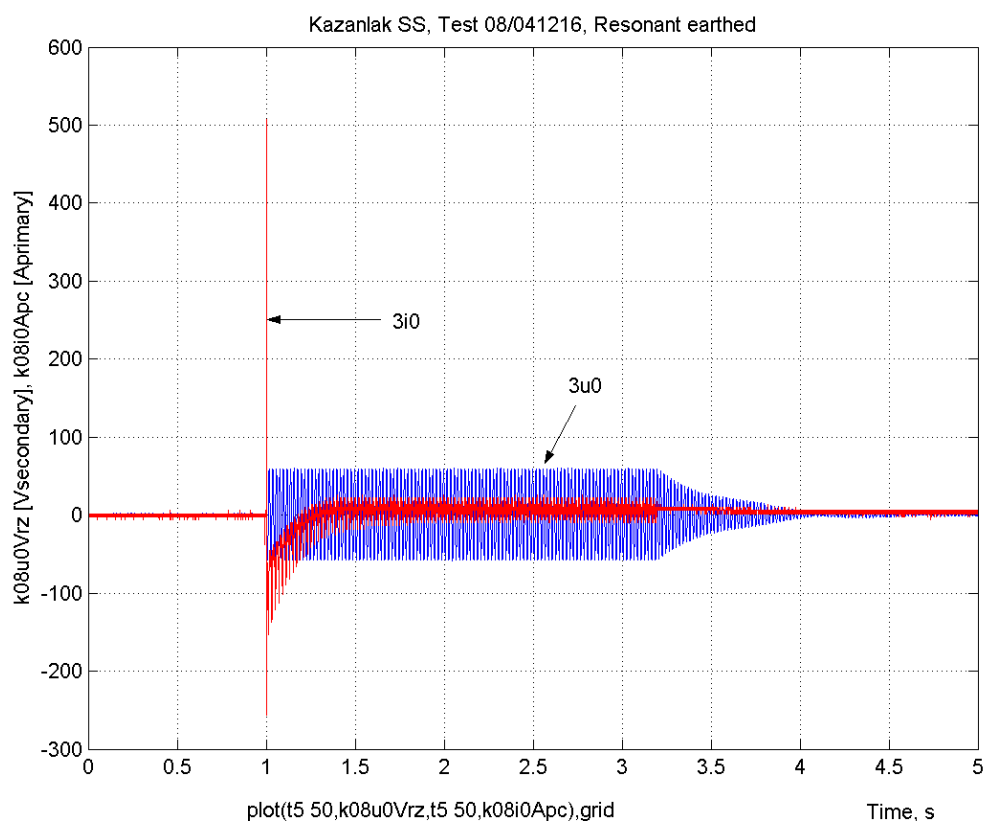
Фиг. 3. АББ, Земна защита (SPAC 531 C) на компенсирана мрежа, $I \cdot \cos\varphi$

Резултати:

- Земната защита заработва правилно;
- Първата полуувълна на тока ($-19.43A_{\max}$) е насочена надолу и има висока честота; първата вълна на напрежението е насочена също надолу ($-110.5V_{\max}$) и има слабо изразени, бързо затихващи и с честота 250-350Hz висши хармоници.
- Видима проява на седми хармоник в тока, а основният хармоник е едва забележим.
- Ефективна стойност на установения ток $2.4A_{\text{eff}}$;
- Максимална стойност на установения ток $3.4A_{\max}$.
- Ефективна стойност на установеното напрежение $78.13V_{\text{eff}}$.
- Време за пускане на релето 147.04ms .
- Време на заработване на релето 150.32ms .
- Токът $3i_0$ има изразена аperiодична компонента.

Подстанция "Казанлък", изкуствено з.с., 16.12.2004 г., компенсирана мрежа 20 kV

Ток (първичен) и напрежение (вторично) в мястото на земното съединение



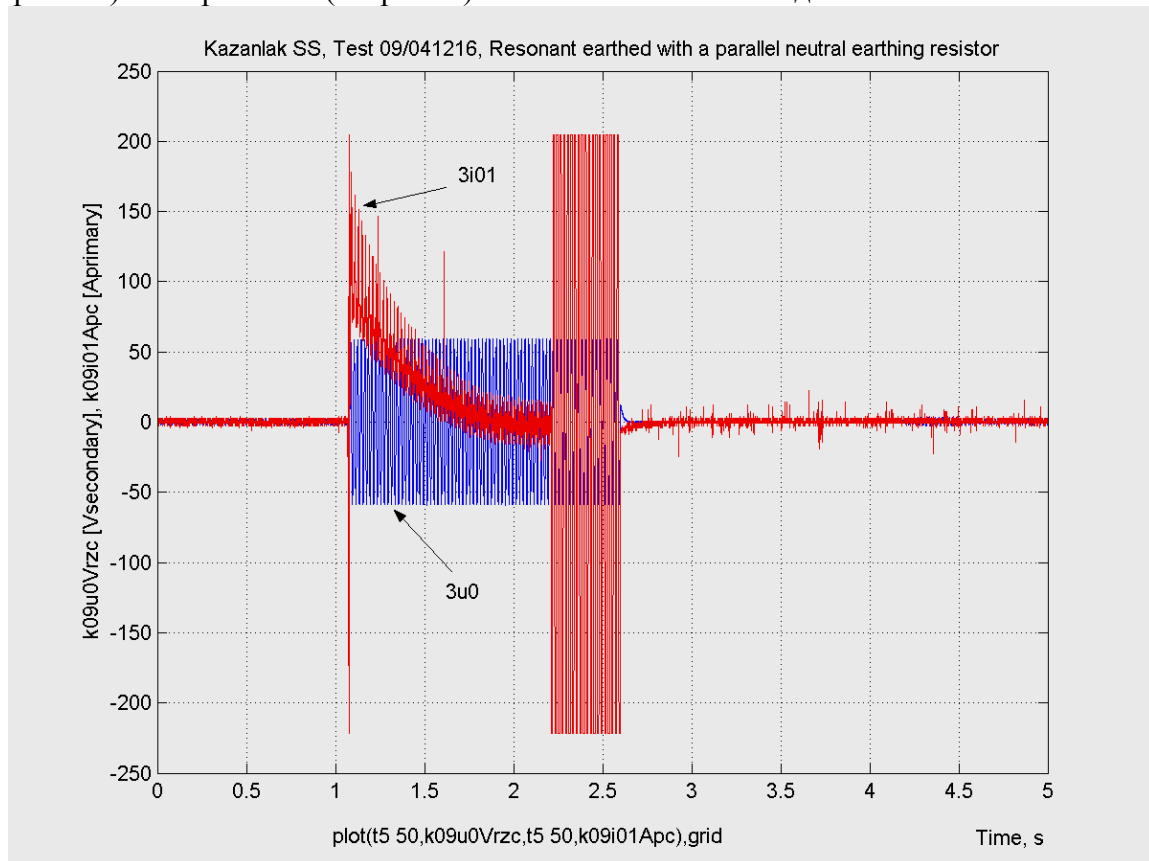
Фиг. 4. Изкуствено з. с. в компенсирана мрежа

Резултати:

- Токът има голяма ударна стойност, на която компенсацията не влияе;
- Установената стойност на тока е малка, но има аperiodично изместване, което затихва и пресича нулата след около 0.5 s. След това време може да се разчита, че дъгата може да изгасне сама.
- Напрежението с нулева последователност не изчезва веднага след спирането на тока, а затихва около 1 s. Забавеното изчезване на напрежението са дължи на електромагнитната енергия в реактора.

**Подстанция “Казанлък”, изкуствено з.с., 16.12.2004 г., 20 kV.
Неутрала, заземена през гасителен реактор и активно съпротивление**

Ток (първичен) и напрежение (вторично) в мястото на земно съединение



Фиг. 5. Изкуствено з. с. в мрежа с комбинирано заземяване

Резултати:

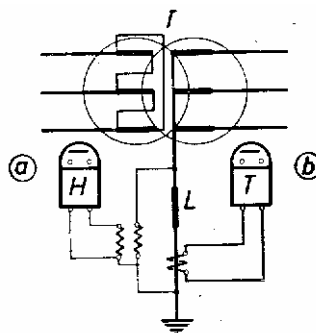
- Токът има голяма ударна стойност, на която компенсацията не влияе;
- Установената стойност на тока е малка, но има аperiодично изместване, което затихва и пресича нулата след около 1 s. След това време може да се разчита, че дъгата може да изгасне сама.
- Активното съпротивление се включва около 1.1 s след появата на з.с. и прокарва активен ток около 210 А.
- Напрежението с нулева последователност изчезва веднага след спирането на тока поради наличието на паралелното активно съпротивление.

Защити при з.с. в компенсирани мрежи

а) Неизбирателна земна контрола

При земно съединение в компенсирани системи напреженията с нулева последователност при земно съединение са същите, както при системите с изолиран звезден център. Остава съща и неизбирателната земна контрола, както и начинът за откриване на електропровода със земното съединение чрез превключване.

Неизбирателната земна контрола при компенсирани системи може да бъде изпълнена и по други начини. Понеже при компенсирани системи звездният център на трансформаторите е изведен, измерването на неговото напрежение чрез волтметър може да служи за указание на появили се земни съединения. При земно съединение освен това през гасителната бобина протича ток, измерването на който може да служи също за неселективна земна контрола (фиг. 11).



Фиг. 11. Вариант на неизбирателна земна контрола при компенсирани мрежи

б) Токова защита за токове с нулева последователност

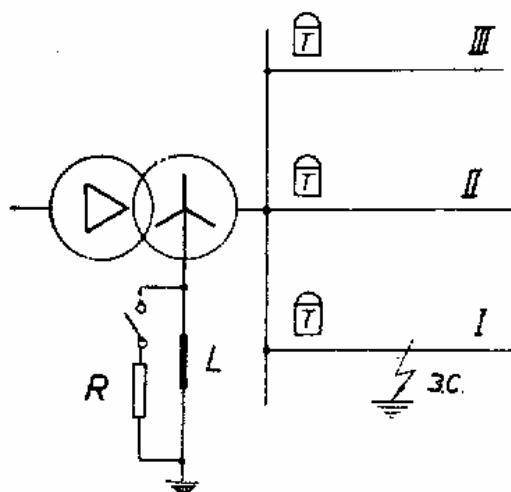
Използването в компенсирани мрежи на токова защита на токовете с нулева последователност е по-специално.

Развитието на токовете с нулева последователност е зависимо от степента на компенсиранието. При добре нагласена гасителна бобина разпределението на капацитивните токове с нулева последователност не зависи от мястото на земното съединение. Описаната вече токова защита, нагласена да работи от капацитивните токове с нулева последователност, в случая не може да се използва.

Нагласи ли се гасителната бобина за индуктивен ток, по-голям от необходимия, т. е. бъде ли системата надкомпенсирана, между гасителната бобина и земното съединение текат индуктивни токове с нулева последователност, които могат да се използват за изборително изключване на засегнатите от земно съединение електропроводи от радиални или сложни мрежи. Автоматиката към гасителната бобина в такъв случай бива така устроена, че при нормална работа на електрическата система гасителната бобина бива точно нагласена по капацитивните токове. След появяване на земно съединение обаче, ако то не самоизгасне, гасителната бобина бива пренагласена за по-голям индуктивен ток. Принципно това може да се постигне с автоматиката, изобразена на фиг. 12.

Когато в дадена електрически свързана система има не една, а повече гасителни бобини, пренагласява се само една от тях. Вместо пренагласяването може в точка от системата да се включи допълнителна **гасителна** бобина.

За нуждите на релейната защита по-често се използват не реактивните, но активните токове с нулева последователност. Естествените активни токове, обусловени от активната проводимост на izolацията, са обикновено много малки, особено при мрежите със средно напрежение ($5\div 10\%$ от капацитивните токове). Затова те мъчно могат да се използват за нуждите на релейната защита, ако тя не е цифрова.



Фиг. 11. Токова защита за токове с нулева последователност в компенсирана система.
След появяване на трайно земно съединение специална автоматика
включва резистора R .

Най-добра избирателност и сигурна работа има релейната защита, която използва активни с нулева последователност, получени след заземяването на един от звездните центрове от системата през активно съпротивление R .

При радиални мрежи, например като тази, изобразена на фиг. 11, паралелно на гасителната бобина, се присъединява активно съпротивление. Нормално това съпротивление е изключено. След появяване на трайно земно съединение специална автоматика го включва.

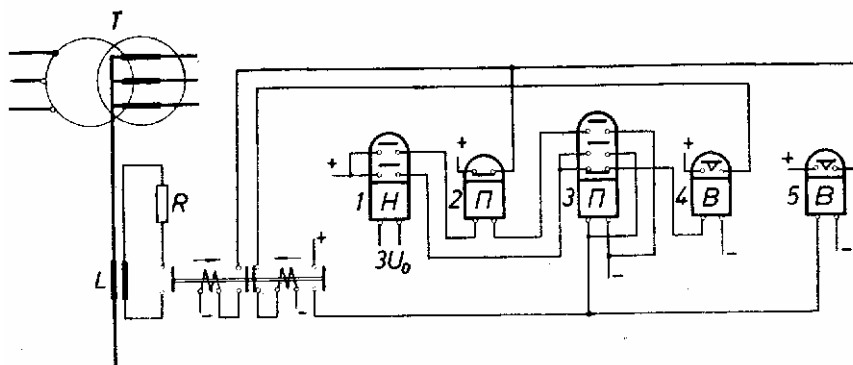
По електропроводите се поставят токови релета за токовете с нулева последователност. Когато радиалните клонове са разделени на участъци, защитите се правят с нарочно забавяне и се нагласяват по насрещния стъпален принцип. Активното съпротивление R се избира така, че да се получат достатъчно големи токове с нулева последователност за заработване на токовото реле (например 200 А).

На фиг. 12 е изобразена схема на автоматиката, която включва активното съпротивление R към звездния център на системата. Включва се активното съпротивление R към допълнителна намотка на гасителната бобина L . Може активното съпротивление R да бъде включвано и направо, както е дадено на фиг. 11.

Схемата използва реле за напрежение I , присъединено към филтър за напреженията с нулева последователност $3U_0$, което заработва само когато някъде в системата се появи земно съединение, реле за време 4 , нагласено да затвори контактите си след 0.5 s и реле за време 5 , нагласено да затвори контактите си след $2\div 3$ s. Използват се още три помощни релета.

Изобразената на фиг. 12 автоматика работи така.

Първи случай. Земното съединение е преходно и самоизчезва за по-малко от 0.5 s. Активното съпротивление не се включва поради забавянето, което релето за време 4 създава.



Фиг. 12. Автоматично заземяване през съпротивлението R на звездния център на електрическа система

Втори случай. Земното съединение е трайно. След 0.5 s реле 4 затваря контактите си и съпротивлението R бива включено. С това токовете на земното съединение се увеличават и съответната релейна защита изключва засегнатия от земното съединение електропровод. Веднага след изключване на земното съединение напреженията с нулева последователност изчезват, поради което първо реле 1, а след това реле 2 отпускат и предизвикват изключване на R . Възстановява се нормалното заземяване на звездния център на системата — само през гасителната бобина L .

В случай, че релейната защита не изключи електропровода със земното съединение, въпреки увеличените токове, след включване на съпротивлението R реле 5 след 2—3 s предизвиква изключване на съпротивлението R . Това е необходимо, за да не се претоварва с увеличени токове мястото на земното съединение и за да не се прегрее резистора R .

Избирателното изключване на земното съединение чрез описаното краткотрайно заземяване на системите има недостатък, че увеличава тока чрез мястото на земното съединение. Ако обаче се вземат чувствителни токови релета и токови измервателни трансформатори с малък магнетизиращ ток и еднакви характеристики, съпротивлението R може да бъде по-голямо и токът сравнително малък.

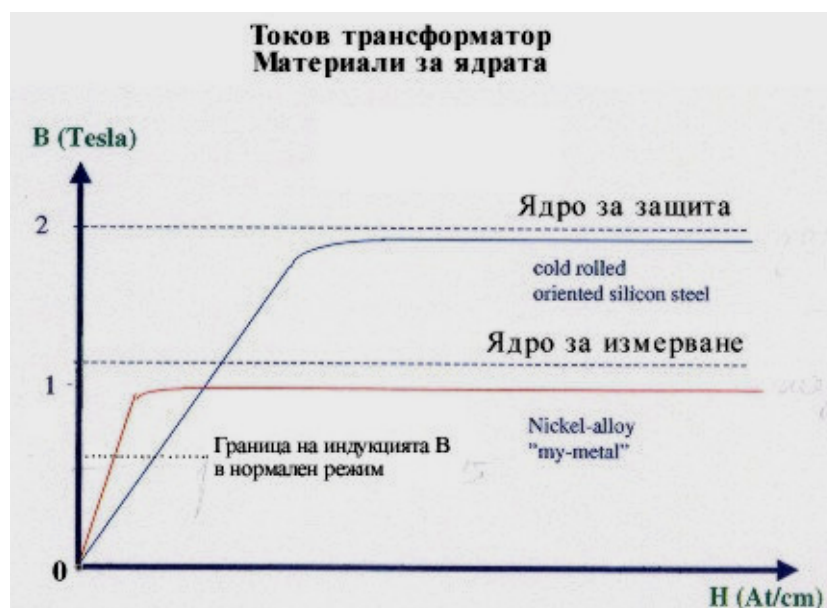
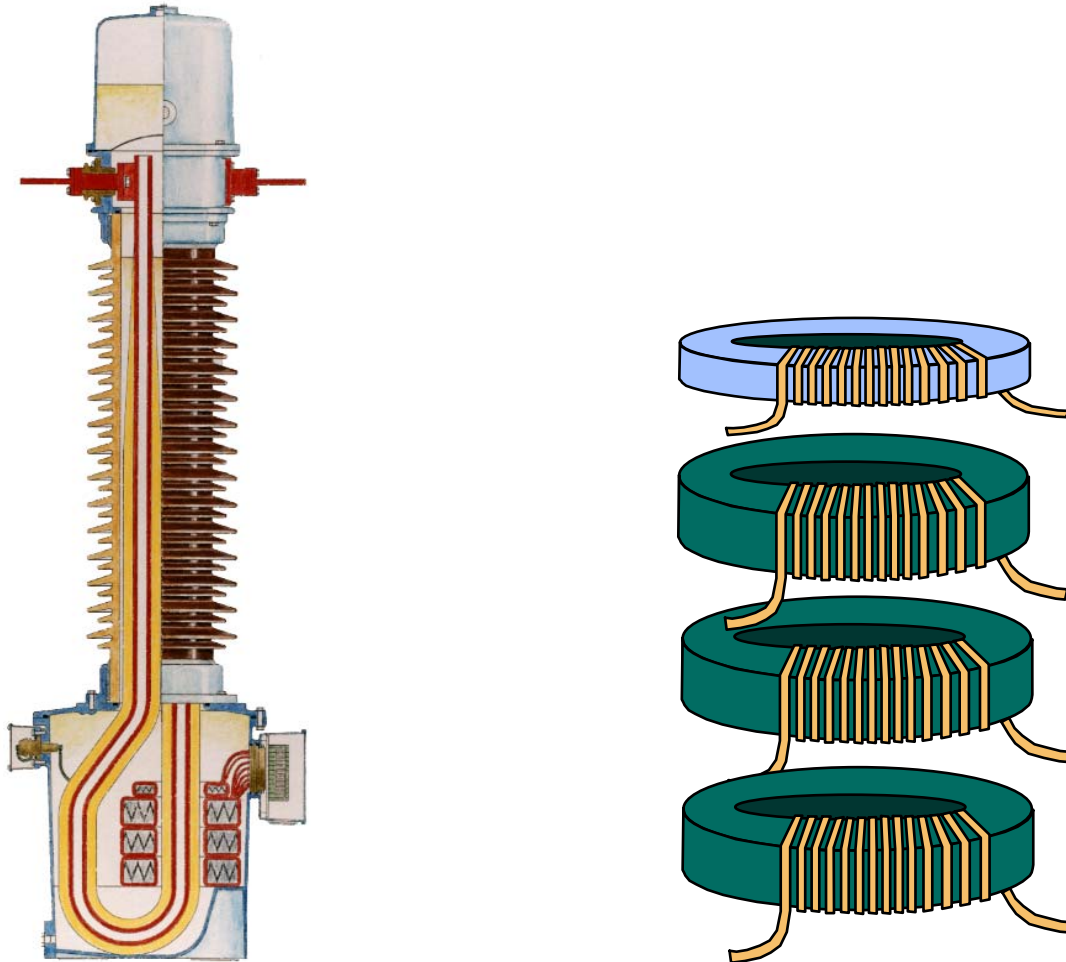
Посочна защита за токове и напрежения с нулева последователност

За избирателното сигнализиране или изключване на електропроводи от затворени или сложни мрежи се използва посочна защита. И в този случай, когато мрежата е компенсирана, за посочно реле не могат да се използват капацитивните токове с нулева последователност. Използват се активните токове с нулева последователност. За да бъдат те увеличени, звездният център на системата бива в една точка краткотрайно заземен през сравнително голямо активно съпротивление R . Използува се автоматично устройство като това, изобразено на фиг. 12. Поставят се косинусни релета.

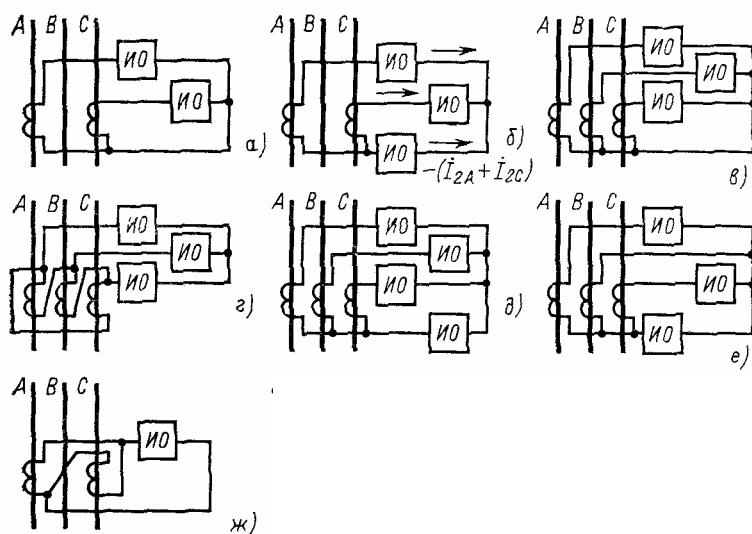
Общоприето мнение през 2008 г. е, че при цифровите земни защити за изолираните мрежи (колкото и малко да са тези мрежи в България) е приложима функцията “ $I \sin \varphi$ ”, а при компенсирани - “ $I \cos \varphi$ ”.

12А. Токови трансформатори за релейни заштити в условия на установен режим

0. Конструкция на ТТ за високо напрежение

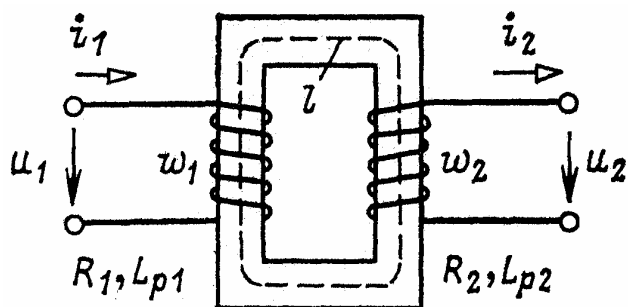


1. Схеми на свързване на ТТ и съпротивление на товара

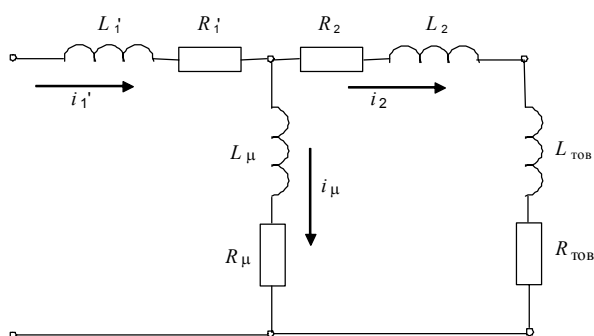


Фиг. 1. Схеми на свързване на ТТ и товара им
ИО - измервателен орган

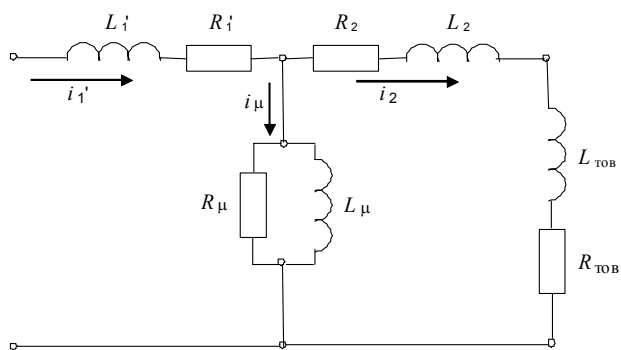
2. Еквивалентна схема на ТТ. ТТ като източник на ток



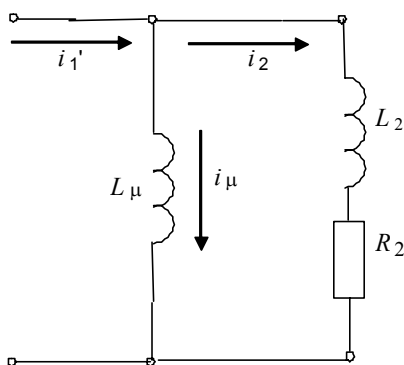
Фиг. 2. Принципна схема на ТТ



Фиг. 3. Еквивалентна схема на ТТ с последователни R_μ и L_μ

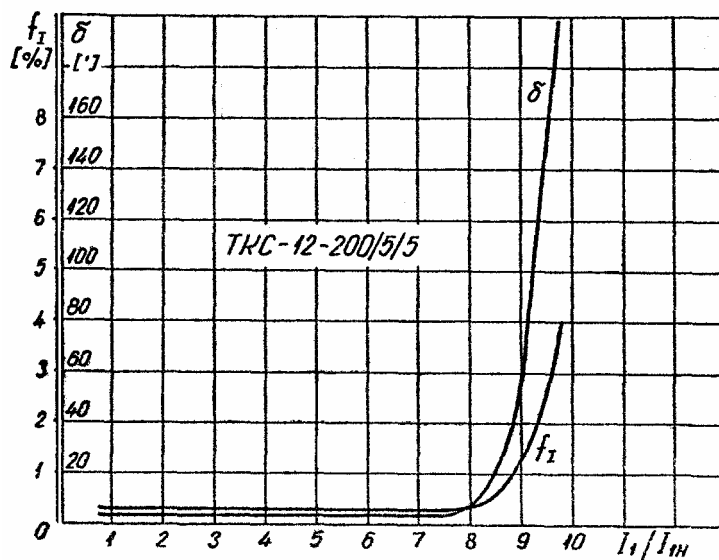


Фиг. 4. Еквивалентна схема на ТТ с паралелни R_μ и L_μ



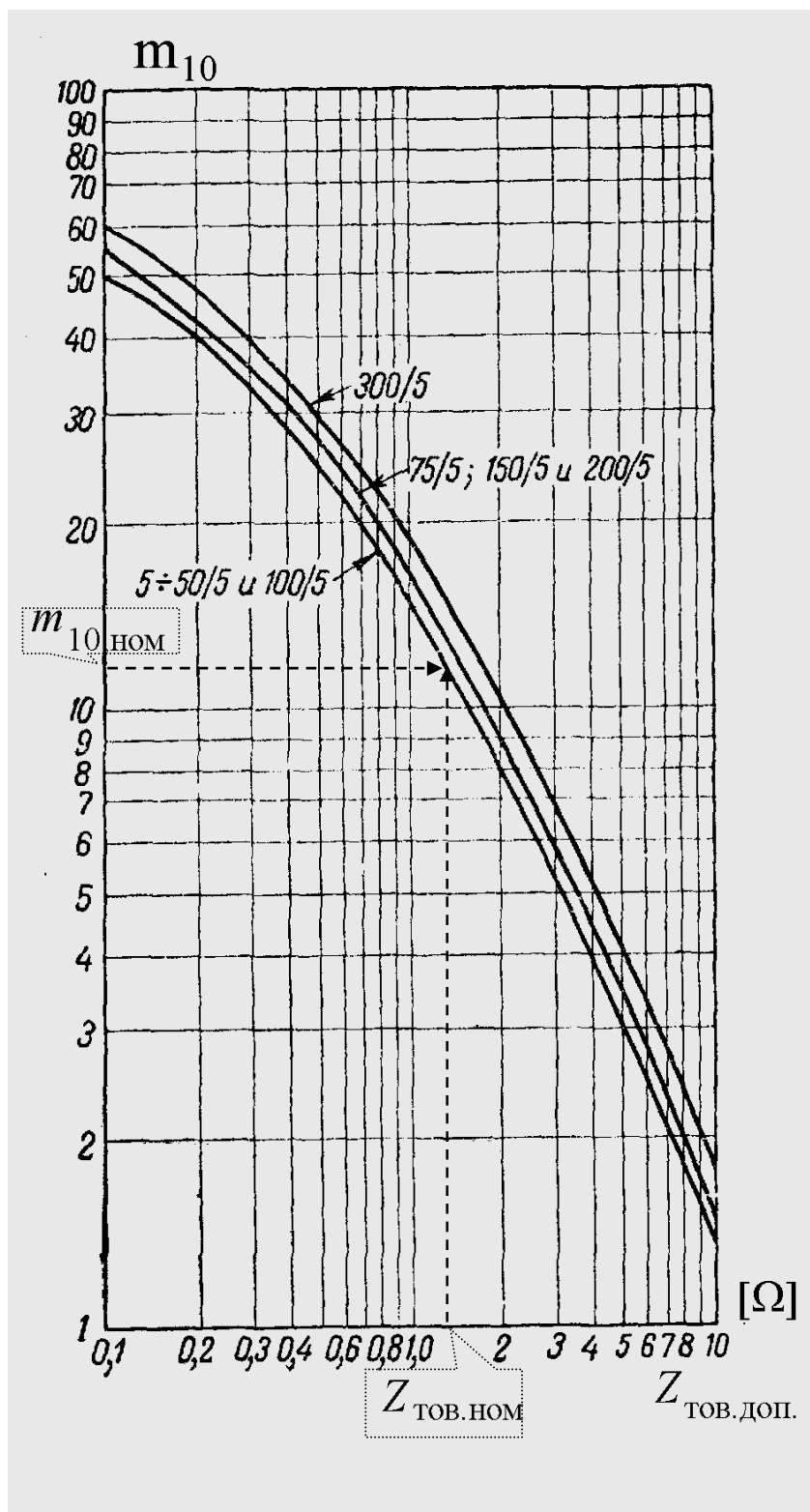
Фиг. 5. Максимално опростена еквивалентна схема на ТТ

3. Грешки на ТТ



Фиг. 6. Модулна f_1 и ъглова δ грешка на ТТ

4. Избор на ТТ по условията на установения режим. Кратност на тока при 10%-на грешка

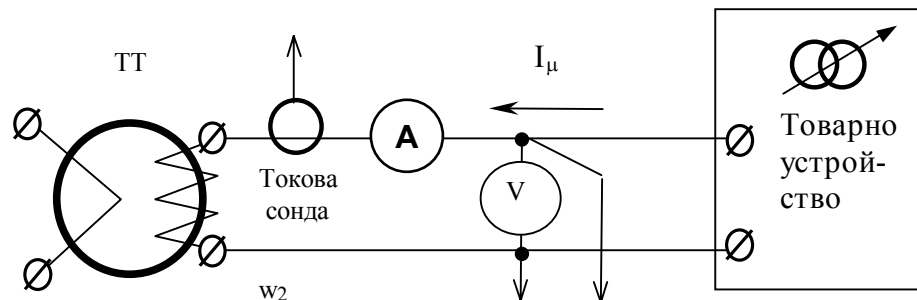


Фиг. 7. Кратност на тока при 10%-на грешка

5. Определяне на параметрите на ТТ в условията на експлоатация

5.1. R2, X2

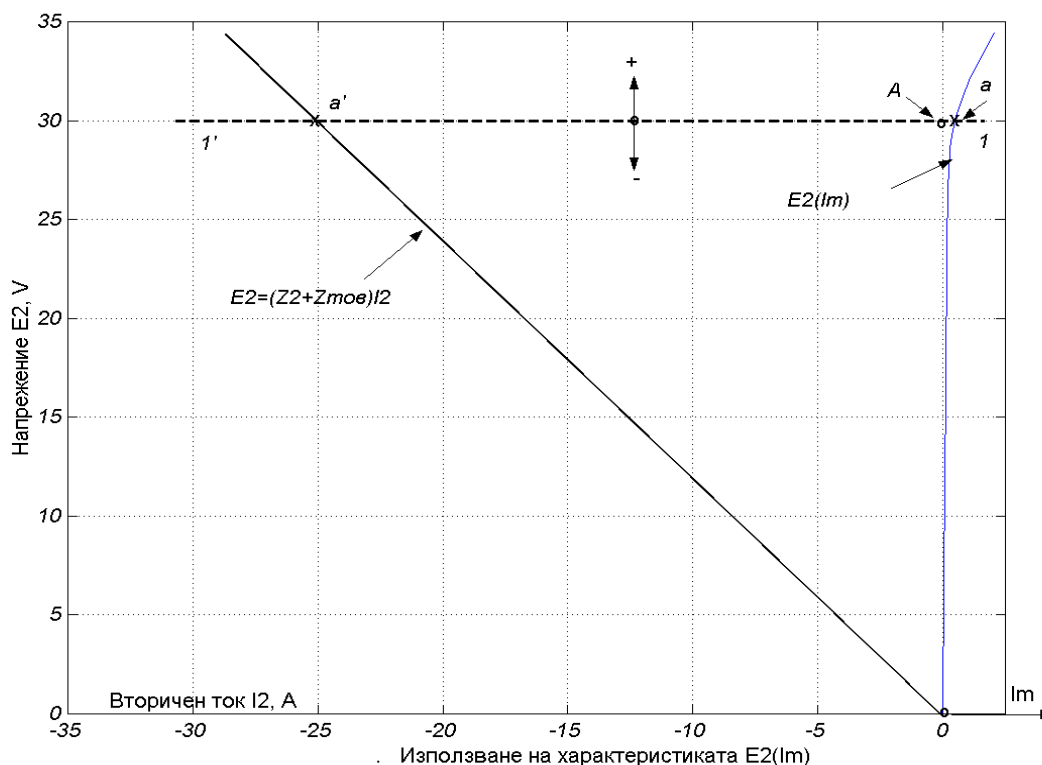
5.2. Характеристика “напрежение-ток”. Условия за определяне. Използване



Фиг. 8

В условията на експлоатация параметри на ТТ могат да се измерят чрез използване на следната апаратура: товарни устройства; амперметри и волтметри; мостове за постоянен ток; цифрови осцилографи и съответен софтуер.

Рутинно е определянето на изолацията на вторичните намотки, поляритет на намотките,



Фиг. 9

коэффициент на трансформация, активното съпротивление на вторичните намотки, характеристиките “напрежение-ток” по ефективни стойности на напрежение и ток, импеданс на товара.

Специален интерес представлява записването с цифров осцилограф на напрежението и тока при снемане на характеристиките “напрежение-ток”. Това дава възможност:

- Да се определи ефективната стойност на величините независимо от формата им.

Бележка: Допускат се традиционно грешки, като се използват стрелкови уреди от система с изправител и магнито-електрична система, която реагира на средна стойност и има нерегламентирана грешка при несинусоидални величини. По-добрият вариант с електромагнитни стрелкови уреди и най-добрият – с електродинамични уреди с обозначен честотен диапазон на работа рядко се оценяват и използват. Масовата нова практика за използване на цифрови мултиметри е неправилна, защото при

тях не се декларира алгоритъмът на измерване и грешките при несинусоидални входни величини са значителни.

- Да се измери фазовата разлика между напрежението и тока чрез моментите на пресичане на нулата.
- Да се проведе хармоничен анализ и изчисли фазовата разлика между съответстващите си двойки напрежение и ток.
- Да се проведе филтриране на величините при наличие на смущения.
- Да се снемат хистерезисния цикъл.

5.3. Използване на характеристиките “напрежение-ток” при цифров запис на величините

Характеристиките се използват, като токовете и напреженията се сумират като скаларни величини. Това води до грешки, но получените резултати са винаги изместени в посока на по-големи от действителните грешки, т.е. води до преосигуряване, а не до риск.

С характеристиките “напрежение-ток” могат да се решат три варианта задачи:

А. Знае се вторичният товар и първичният ток. Търси се токовата грешка на ТТ.

В. Знае се вторичният товар на ТТ. Търси се кратността на тока при 10%-на грешка.

Познаването на вторичния товар и на параметрите на вторичната верига дава възможност да се построи правата $E_2 = (Z_2 + Z_{мов})I_2$ (фиг. 9). Линията Oa е характеристиката “напрежение-ток” на разглеждания ТТ. Създава се права (I, I') . Тя се движи нагоре и надолу до намиране на позиция, при която отношението на отсечките Aa и $a'A$ стане 1:9. Тогава токовата грешка $\varepsilon_i\%$ става:

$$(5.1) \quad \varepsilon_i\% = \frac{I_m}{I_m + I_2} 100 = \frac{0.1}{0.1 + 0.9} 100 = 10\%$$

Така се получава една двойка стойности за $Z_{мов}$ и $m = I_2 / I_{2ном}$, когато грешката $\varepsilon_i = 10\%$. За да се създаде цялата зависимост на кратността на тока при 10%-на грешка $m_{10}(Z_{мов., доп.})$, трябва да се строят серия прави $E_2 = (Z_2 + Z_{мов}) \cdot I_2$ за различни товари $Z_{мов}$.

Описаната процедура дава възможност да се компенсира липсата в каталожните данни на някои фирми, например българските, на зависимостта $m_{10}(Z_{тов., доп.})$ и да се облекчи изборът на ТТ за нуждите на релейната защита.

С. Знае се първичният ток. Търси се товарът $Z_{мов}$ при $\varepsilon_i = 10\%$.

Пресмята се приведенят първичен ток $I_1' = I_1 / K_{ТТ} = I_2 + I_m$ и се разделя на две части $0.9I_1'$ (отсечка Ob') и $0.1I_1'$ (отсечка Ob). С тези две отсечки като абсциси се издигат вертикали от т. b (b, a) и от т. b' , както е показано на фиг. 10. Точката a е пресечната точка с характеристиката “напрежение-ток”. От нея наляво се прокарва хоризонтална права (I, I') , която с пресичането на вертикалата от т. b' дефинира точката a' . Реализира построеното

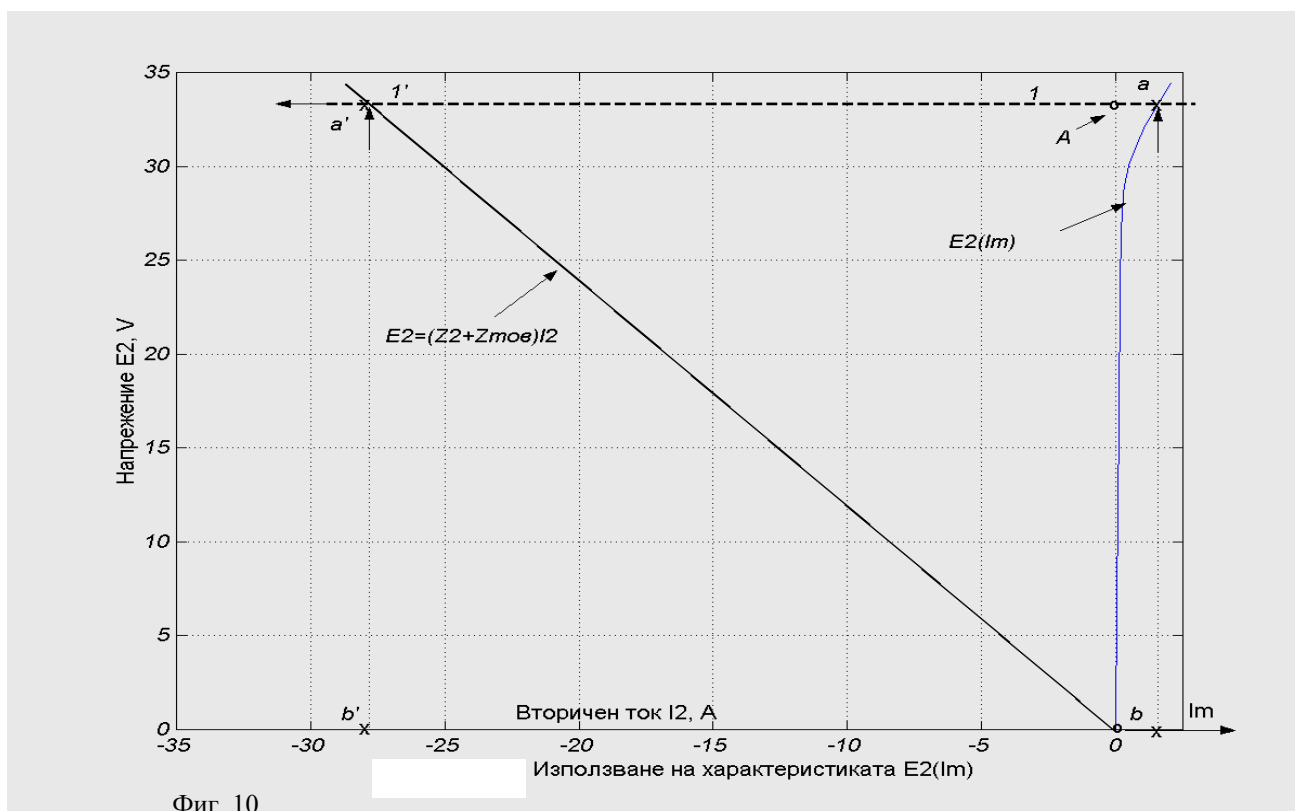
$$(5.2) \quad \frac{Aa}{a'a} = \frac{I_m}{I_1'} = \frac{0.1}{1}$$

През точките a' и O се прекарва товарната права $E_2 = (Z_2 + Z_{мов})I_2$, а нейният наклон

$$(5.3) \quad a'b' = (Z_2 + Z_{мов., доп.}) \cdot 0.9I_1' \quad \text{или} \quad Z_{мов., доп.} = \frac{a'b'}{0.9I_1'} - Z_2$$

определя сумата от съпротивленията $Z_2 + Z_{мов}$.

Тази процедура дава възможност да се определи максималното количество релета, включвани към даден ТТ.

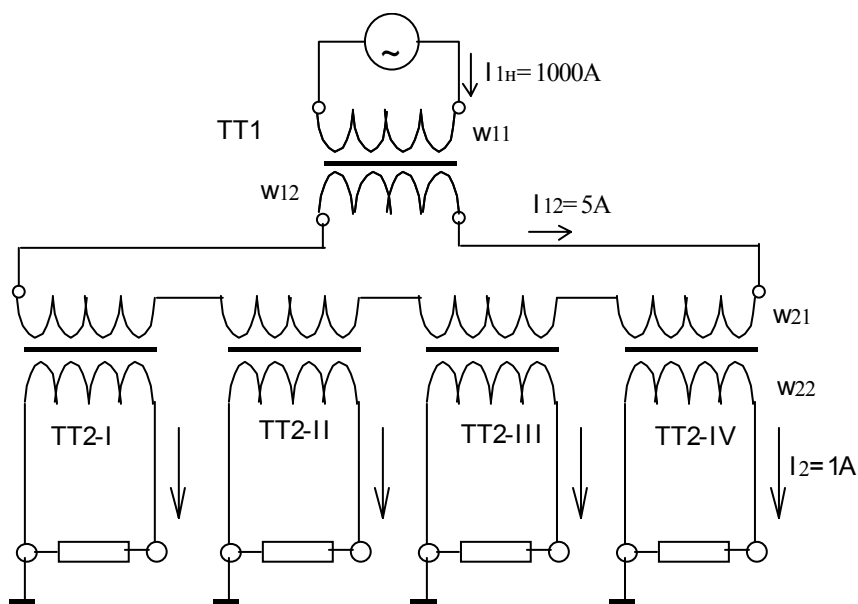


5.4. Особенности на параметрите и характеристиките на ТТ за ниско напрежение

В електроразпределителните предприятия се констатира голямо разнообразие на ТТ за ниско напрежение. Приема се, че всички отговарят на стандартните изисквания за точност при номинален товар и големина на първичния ток, макар че опитът показва отклонения от това правило. Проблемът е в работата им в граничните области и във възможността да се сравнят цените и качествата на предлаганите образци. Предлага се сравнението на става по характеристиките “напрежение-ток”.

6. Проблеми при каскадните токови трансформатори

Каскадните ТТ могат да се считат свързани към източник на ток само по отношение на степента за най-високо напрежение. За използваните у нас на 400 kV трансформатори тип ТФНКД500 това е горната втора степен (фиг. 11 – ТТ1). Долната първа степен има първичен ток, който зависи от режима на работа на отделните ТТ (ТТ2-х). Например, ако едно от ядрата на тази степен има отворена или свързана през голямо съпротивление вторична намотка, ще се промени първичният ток на всички ядра и от там вторичният им ток.



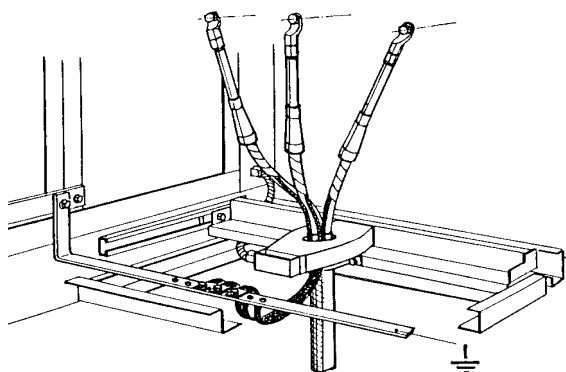
Фиг. 11. Принципна схема на каскаден ТТ

Популярна е постановката, че “първата степен пази втората”. Това се обяснява с факта, че при отворена вторична верига в първата степен не се покачва опасно напрежението във втората и няма пробиви от пренапрежения в нея. Същото се дефинира и при диференциални защити с междинни трансформатори.

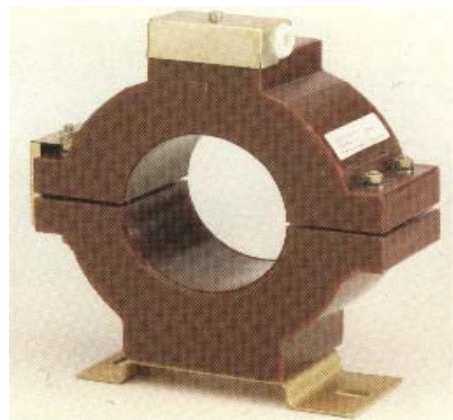
Необходимо е да се популяризира и становището, че “при повреда в един от вторичните ТТ на каскаден ТТ се разстройва работата на всички вторични ТТ”.

7. Токови трансформатори тип Феранти като източник на входен ток за земни защиты

7.0. Конструкция



Монтаж на токов трансформатор тип Феранти в килия



Расглобяема конструкция на ТТФ



Special indoor type current transformer type КОКМ 06 J2, Window size 300 x 500.

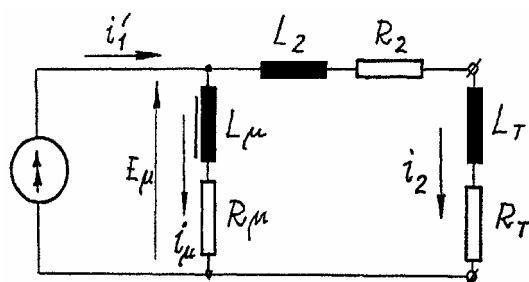
Специален ТТФ за закрит монтаж

7.1. Параметри и характеристики на токови трансформатори тип Феранти, определени в условията на експлоатация

Параметрите на ТТФ се определят с отчитане на факта, че са свързани със земните защиты в електрическите мрежи средно напрежение. Възможните режими на работа на тези трансформатори, свързани към земните защиты, са четири:

- работа при з.с. в компенсирани мрежи или мрежи с изолирана неутрала, когато трайните първични токове са от няколко ампера до няколко десетки ампера;
- работа при з.с. в мрежи с неутрала, заземена през неголямо активно съпротивление и траен земен ток от 100А до 500А, като се отчете сумата на активната и капацитивната съставки;
- работа при двуфазно или трифазно к.с без земя с токове от порядъка на няколко хиляди ампера и условия за максимален небалансиран ток;
- работа при двойно земно съединение (едното з.с преди, а другото - след ТТФ), когато първичният ток е само един, но с големина на ток на к.с.

А. Индуктивност на разсейване на вторичната намотка



Фиг. 12. Еквивалентна схема

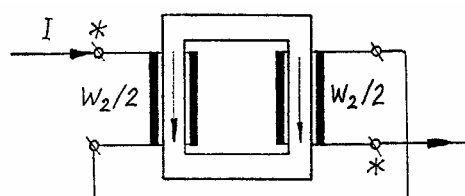
Справочниците и фирмените каталози дават малка информация за параметрите и характеристиките на ТТФ. Малка е информацията за тях и в експлоатационната документация на централи и подстанции, а познаването на поведението на тези елементи е важна част от задачата за постигане на селективност и чувствителност на земните защиты в мрежите средно напрежение.

ТТФ не влияе на тока в първичната верига и за него в установен режим, като се използват

означенията от фиг. 12, се записват уравненията:

$$(7.1) \quad \begin{cases} I_1 \frac{w_1}{w_2} - I_\mu \frac{w_1}{w_2} = I_2, \\ E_\mu = I_\mu \cdot Z_\mu = I_2 \cdot [R_2 + R_T + j(X_2 + X_T)]. \end{cases}$$

За ТТФ няма утвърдена методика за определяне на разсейването на вторичната намотка.



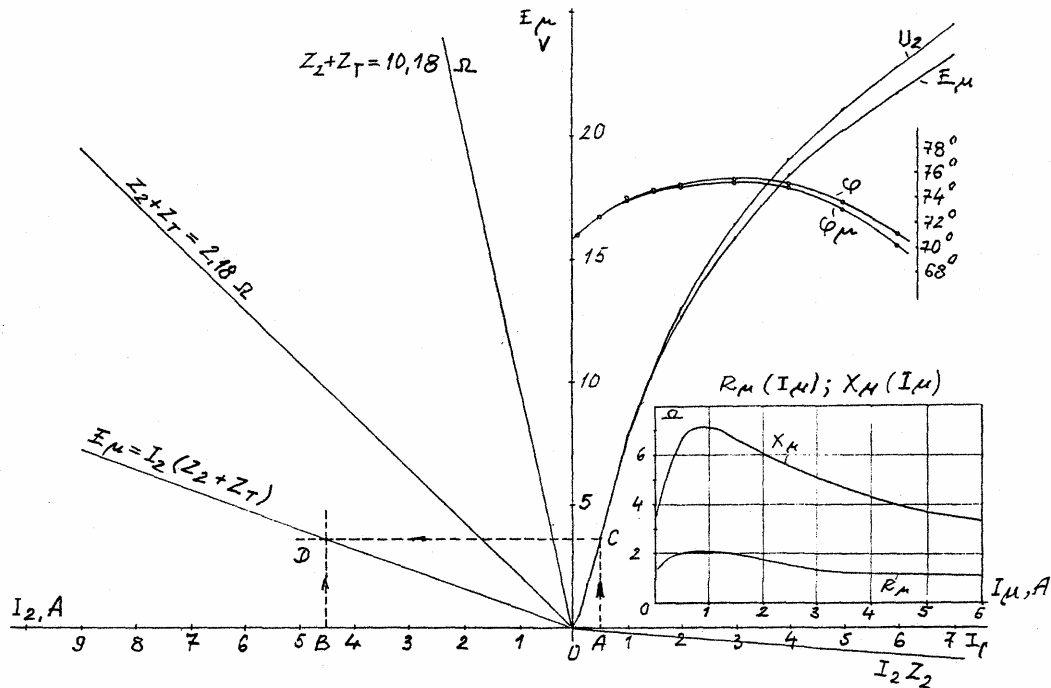
Фиг. 13. Схема за измерване на индуктивността на разсейване на вторичната намотка на ТТФ

При тороидалните магнитопроводи и при ядрените наредени магнитопроводи за R_2/X_2 могат да се използват съотношенията от Приложение 1 на “Справочник по релейна защита”. Предлага се за ядрените наредени магнитопроводи, които имат две еднакви половини на вторичната намотка, разположени конструктивно на две срещуположни ядра, това да става чрез използване на геометричната симетрия. Такъв пример са българските ТТФ. Двете симетрични части на намотката могат да се свържат насрещно, така че да се компенсира основният

магнитен поток и да остане само потокът на разсейване (фиг. 13). Измерването на тока, напрежението и ъгъла между тях може да се извърши с векторметър тип Ц50 (Русия), или други чувствителни измервателни уреди, или чрез запис на цифров осцилоскоп. Резултатите от измерване за един ТТФ, произведен в ТЕХЕНЕРГО - София, дават стойностите $R_2=0.081\Omega$ и $X_2=0.1686\Omega$, $Z_2=0.1843\Omega$; $\varphi_2=25.66^\circ$. Той има 2x24 вторични навивки. Индуктивното съпротивление е прието като константа със стойност 0.1686Ω , защото при насрещно свързваните намотки и ток от 1А до 10А то се изменя само от 0.16Ω до 0.1702Ω .

В. Характеристика “напряжение-ток”

За ТТФ се снима и използва характеристиката “напряжение-ток”, аналогично на ТТ по правилата, описани по-горе. За описания по-горе ТТФ характеристиката е показана на фиг. 14.



Фиг. 14. Параметри и характеристика “напряжение-ток” за ТТФ

Характеристиките $U_2(I_2)$ и $E_{\mu}(I_{\mu})$ и правата $Z_2 I_2$ са показани мащабно на фиг. 14. На същата фигура е направено построение за намиране на допустимия товар $Z_{T,доп}$ при ток $I_1=240\text{A}$ и допустима модулна грешка на ТТФ $\varepsilon_{i,доп} = 10\%$.

Пресмята се :

$$I_{\mu} = OA = 10/100 \cdot 200/48 = 0.5\text{A},$$

$$I_2 = BO = (100 - 10)/100 \cdot 240/48 = 4.5\text{A},$$

$$I_1' = AB = 5\text{A},$$

$$E_{\mu} = 3.65\text{V},$$

$$Z_{T,доп} = 3.65/4.5 - 0.1843 = 0.627\Omega.$$

Графоаналитичното определяне на зависимостта $I_2(I_1)$ за този ТТФ дава грешка от 3 до 7% спрямо експеримента. При ТТФ зависимостта $I_2(I_1)$ се определя лесно експериментално, защото първичните токове са неголеми – до няколко стотен ампера.

С. Небалансиран ток на ТТФ

Небалансираният ток $I_{нб}$ на ТТФ е измерен, като в прозореца на трансформатора се прокарва двукратно проводник, имитиращ двуфазно к.с. по кабелна линия. Най-неблагоприятно разположение на фазните кабели, което създава максимален небалансиран ток, е от двете страни на една от двете половини на вторичната намотка. Експериментите показват, че връзката между небалансиран ток и първичния ток на двуфазно к.с. за единичен ТТФ е практически линейна, а това дава възможност да се приеме, че взаимната индукция M между кабела и вторичната намотка е константа.

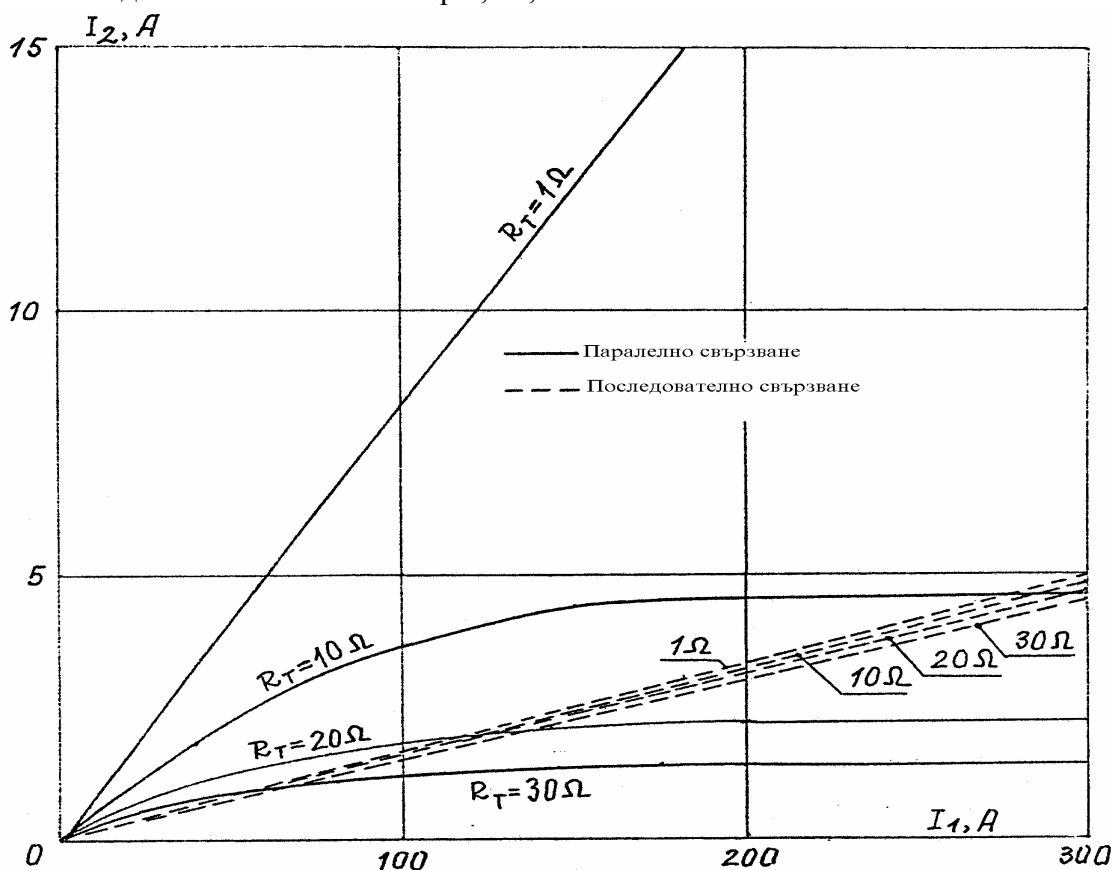
Тогава:

$$(7.2) \quad I_{нб} = \frac{2\pi \cdot f \cdot M \cdot I_{кв}}{Z_2 + Z_T}$$

Изпитани са три ТТФ с ядрени наредени магнитопроводи (два на ТЕХЕНЕРГО - София и един - тип СЗТТ от Русия) при товари 3, 10, 20 и 30 Ω и първичен ток до 2000 А. За взаимния импеданс $Z_M = 2\pi f \cdot M$ са получени съответно стойностите 0.187 м Ω , 0.606 м Ω и 0.530 м Ω . За тороидалните ТТФ при същите условия стойностите на взаимната индуктивност, респективно небалансираният ток са няколко пъти по-ниски.

D. ТТФ при паралелни кабели

При паралелно свързване на няколко силови кабели токовете с нулева последователност се измерват, като на всеки от тях се монтира ТТФ. Вторичните намотки на тези трансформатори има възможност да се включат паралелно или последователно. На фиг. 15 са показани експериментални резултати от изпитване на пет еднотипни ТТФ на ТЕХЕНЕРГО - София при двата вида свързване. Характеристиката е "вход-изход" $I_2(I_1)$ при еднакъв първичен ток до 300А и активен товар 1, 10, 20 и 30 Ω .



Фиг. 15. Характеристики "вход-изход" на ТТФ при паралелно и последователно свързване на вторичните намотки

При паралелно свързване вторичният ток на всеки ТТФ минава през товара, сумира се с останалите и повишеното вторично напрежение U_2 води до видимо насищане на магнитопроводите. Максимална отдадена мощност $S_{T,max} = I_2^2 \cdot Z_T$ за ненаситената част се получава за товар около 8 Ω .

При последователното свързване на вторичните намотки линейността е видима, а максималната отдадена мощност се получава при товар около 200 Ω .

Изборът на схемата на свързване трябва да се подчини на големината на конкретния товар Z_T и големината на очаквания първичен ток I_1 . Резултатите от фиг. 15 потвърждават теоретическата постановка, че ако ТТФ се разглежда като източник на ток (при по-малки вторични товари и работа в ненаситената област) коректно е паралелното свързване. Тогава токът през товара е сума от всички вторични токове, които могат да бъдат и различни. Може да има и разлики в ТТФ.

При последователно свързване на вторичните намотки вторичният ток е еднакъв за всички ТТФ и евентуална разлика в първичните токове (те зависят от ЕЕС и кабелите и не зависят от ТТФ) ще се отрази на намагнитващите токове I_μ на отделните ТТФ.

Експериментално се установява, че при грешно свързване на началото и края на вторичната намотка на един от участващите в обща схема ТТФ (пет броя) се получава рязко изменение на условията на всеки отделен трансформатор: вторично напрежение по модул и фаза – за последователно свързаните и вторичен ток и фаза – за паралелно свързаните. Сумарните вторични величини, обаче, се изменят по-слабо и при общо голямото разсейване в параметрите на този вид ТТ разликите могат да не бъдат забелязани, дори и при първично настройване на релетата. Необходимо е да се следят и величините на всеки отделен ТТФ.

8. Изводи за определяне на параметрите на ТТФ

- a) Токовете трансформатори тип Феранти с ядрени наредени магнитопроводи имат значително разсейване на своите параметри и характеристики. При изпитване на 12 броя случайно избрани трансформатора разликите в характеристиките “напрежение-ток” и характеристиките “вход-изход” за екстремалните случаи стигат до пет пъти.
- b) Индуктивността на разсейване на вторичната намотка и взаимната индукция между първичната и вторичната намотка на разглежданите трансформатори може да се приемат за константи. Определянето им е възможно в условията на експлоатацията.
- c) Характеристиките “напрежение-ток” на трансформаторите тип Феранти могат да се използват по същия начин, както и на фазните токови трансформатори. По-голяма точност се получава с отчитане и на фазните съотношения на величините.
- d) Небалансираният ток при големи първични токове има нужда да се включи в паспортните данни на трансформаторите.
- e) При паралелни кабели свързването на вторичните намотки на трансформаторите тип Феранти паралелно или последователно е правилно да става в зависимост от импеданса на товара и големината на тока с нулева последователност.

Литература:

1. Аврамов Н., С. Вичев. Ръководство за лабораторни упражнения по релейна защита. С., Техника, 1973

Отчитане на насищането в токови трансформатори (Saturation factor)

С I_{ps} се означава гарантираният измервателен ток (instrument security current) за измервателните ядра на ТТ и токът на граничната точност (accuracy limit current) за защитните ядра на ТТ. Отношението на тока I_{ps} към номиналния (обявения) първичен ток (rated primary current) I_{pn} се нарича

- фактор на гарантираното измерване (**Instrument Security Factor**) FS за измервателните ядра и
- фактор на граничната точност (Accuracy Limit Factor) ALF за защитните ядра на ТТ.

Практически тези два фактора за насищането са еднакви независимо, че се дефинират с различни граници на грешките.

Ако първичните токове се изменят от номиналния I_{pn} до токът на насищане I_{ps} , то индуктираното напрежение и магнитната индукция се изменят приблизително в същите пропорции.

$$(FS) ALF = \frac{I_{ps}}{I_{pn}} \approx \frac{B_s}{B_n}$$

Поради хоризонталния характер на кривата на намагнитване в областта на насищане, то индукцията на насищане B_s ще изглежда приблизително като константа, независимо от големината на товара. Следователно индукцията при товар B_n ще бъде директно пропорционална на импеданса на товара и горната формула ще бъде записана като:

$$(FS) ALF \approx \frac{1}{B_n} \approx \frac{1}{Z}$$

Формулата показва, факторът на насищането зависи от големината на товара. Този фактор винаги може да се приведе към определен товар. Ако е зададен номиналният фактор на насищането (rated saturation factor) (факторът на насищането при номинален товар), то факторът на насищането при друг товар може да се представи грубо чрез

$$ALF \approx ALF_n \cdot \frac{Z_n}{Z}$$

формулата:

където

ALF_n = номинален фактор на насищането,

Z_n = номинален товар, включващ активното съпротивление на вторичната намотка,

Z = действителен товар, включващ активното съпротивление на вторичната намотка.

Бележка

Вътрешното активно съпротивление при 75°C [Ω] R_{ct} (internal resistance at 75°C in ohm) тук не е включено. За по-точни изчисления вижте глава 2.6.3.

Приложение 12А

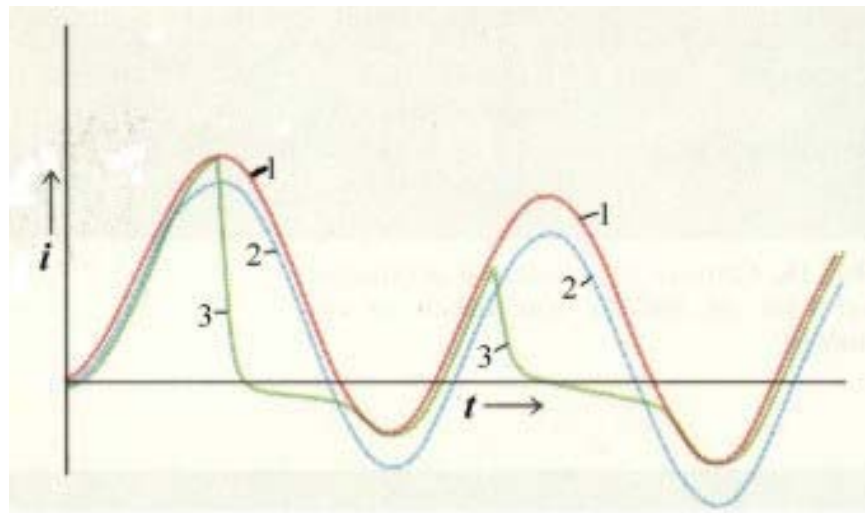
Класове на ядрата на ТТ за защита (P, TPS, TPX, TPY, TPZ)

IEC 44-6. Instrument transformers. Part 6: Requirements for protective current transformers for transient performance. IEC 1992

МЕК 44-6. Измервателни трансформатори. Част 6: Изисквания към ядрата на токовите трансформатори за защита при работа в преходен режим. МЕК 1992

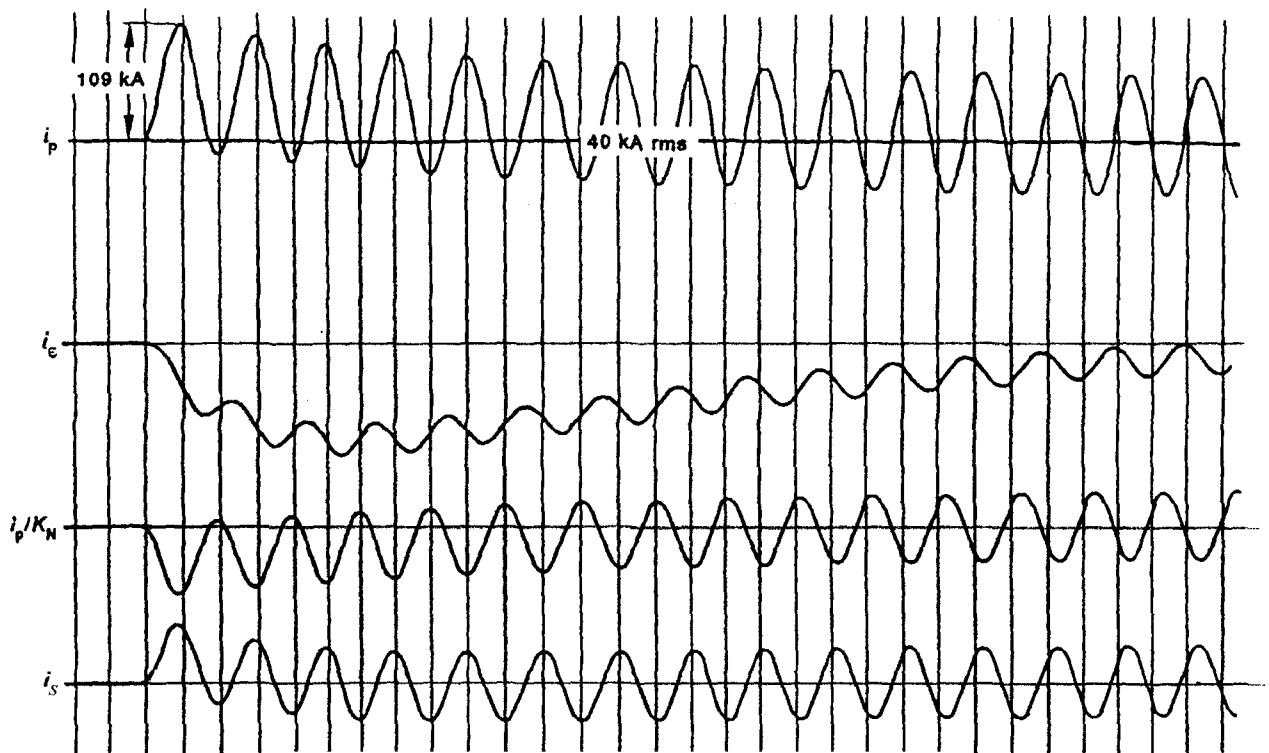
3.5. Класове на ядрата на ТТ за защита: Ядрата на токовите трансформатори за защита се класифицират според характеристиките на функциониране (експлоатационните качества) както следва:

Клас P:	<p>Допустимата грешка се дефинира чрез пълната (общата) грешка ($\hat{\varepsilon}_c$) при установен симетричен първичен ток. Няма ограничаване на остатъчния магнитен поток.</p> <p>Предназначен е да предава информационен сигнал за защитни и управляващи устройства.</p>
Клас TPS:	<p>Токов трансформатор с малък магнитен поток на разсейване, за който експлоатационните качества се дефинират чрез вторичната характеристика на намагнитване и допустимата грешка на преводното отношение от броя на навивките. Няма ограничаване на остатъчния магнитен поток.</p>
Клас TPX:	<p>Допустимата грешка се дефинира чрез амплитудната моментна грешка $\hat{\varepsilon}$ по време на специфициран цикъл от преходен процес. Няма ограничаване на остатъчния магнитен поток.</p> <p>3.3. Амплитудната моментна (обща) грешка ($\hat{\varepsilon}$): Максимум на моментната токова грешка, за специфициран цикъл от преходен процес, изразена като процент спрямо амплитудната моментна стойност на номиналния първичен ток на к.с.:</p> $\hat{\varepsilon} = \frac{100 \cdot i_{\varepsilon}}{\sqrt{2} \cdot I_{psc}} (\%)$ <p>[Токов трансформатор без немагнитна междина]</p>
Клас TPY:	<p>Допустимата грешка се дефинира чрез амплитудната моментна грешка $\hat{\varepsilon}$ по време на специфициран цикъл от преходен процес. Остатъчният магнитен поток не надвишава 10% от магнитният поток на насищане.</p> <p>[Токов трансформатор с неголяма немагнитна междина]</p>
Клас TPZ:	<p>Допустимата грешка се дефинира чрез амплитудната моментна променливотокова грешка ($\hat{\varepsilon}_{ac}$) по време на единично възбуждане (намагнитване) с максимална постояннотокова съставка, като вторичният контур има специфицирана времеконстанта. Не се поставят условия за допустимата грешка от постояннотоковата съставка. Остатъчният магнитен поток е пренебрежим.</p> <p>3.4. Амплитудна моментна променливотокова грешка ($\hat{\varepsilon}_{ac}$):</p> <p>Максималната моментна грешка от променливотоковата съставка се изразява като процент спрямо амплитудната моментна стойност на номиналния първичен ток на к.с.:</p> $\hat{\varepsilon}_{ac} = \frac{100 \cdot i_{\varepsilon ac}}{\sqrt{2} \cdot I_{psc}} (\%)$ <p>[Токов трансформатор с голяма немагнитна междина]</p>



Преходен вторичен ток на ГТ
 1 - Приведен първичен ток (червен);
 2 - ГТ тип TPZ (син), даващ определена ъглова грешка;
 3 - Конвенционален ГТ - тип TPX (зелен) в режим на насищане.
 Времеконстанта на затихване 40 ms.
 15-кратен първичен ток.

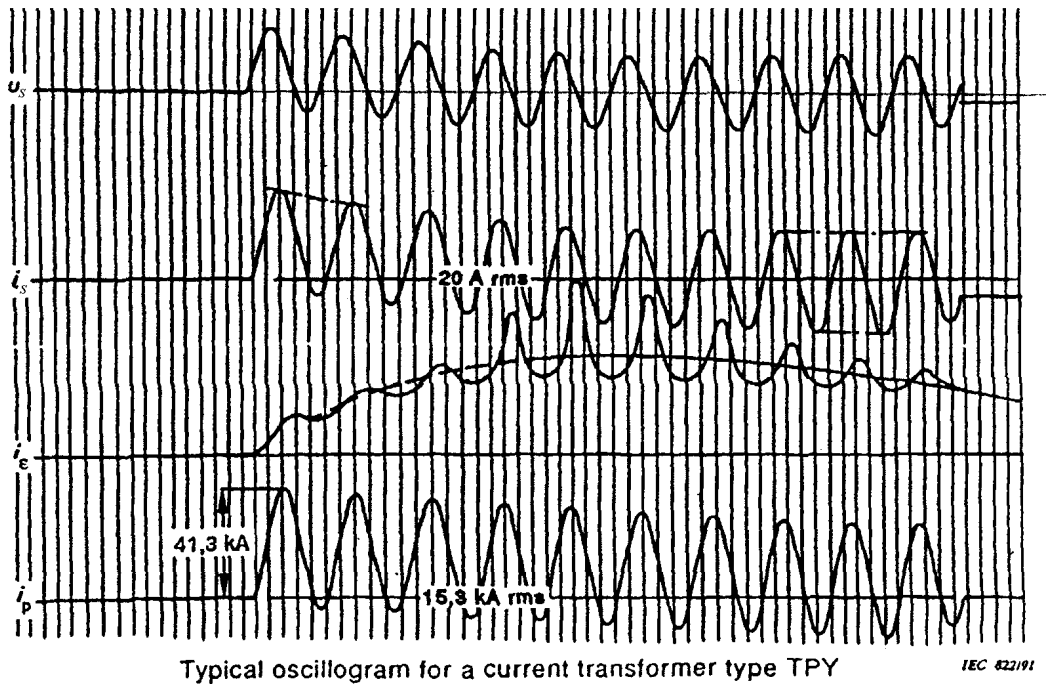
Фиг. 1



Typical oscillogram for a current transformer type TPZ

IEC 61991

Фиг. 2



Typical oscillogram for a current transformer type TPY

IEC 82/191

Фиг. 3

Фигурите 2 и 3 показват резултати от осцилографиране при изпитване в преходен режим на ТТ тип TPZ и TPY по диференциална схема с еталонен ТТ. Индексите на означенията показват следното:

- ϵ – грешка,
- p – първичен,
- s – вторичен.

Пример за избор на ТТ.

Препоръки при избор на ТТ за защитата на ABB REL 521

1. Избор на ТТ

ТТ трябва да са от типа TPX или TPY и клас на точност 5P или по-добър. Характеристиките на линеаризираните ТТ тип TPZ не са добре дефинирани, а ъгловата грешка буди притеснение и следователно е под въпрос препоръчването му за релетата на ABB.

Преводното отношение на ТТ трябва да се избере така, че токът към защитата да бъде по-голям от минималния ток на заработване на защита за повредата, която трябва да бъде открита. Минималният ток на заработване на дистанционната защита е 20% от номиналния, а за земната МТЗ е 5%.

2. Обосноваване на изискванията към ТТ

Изискванията за това защитно устройство са резултат от изследванията, проведени на мрежовия симулатор на ABB. Проверките са проведени с аналогови модели на ТТ с настройващи се сечения на сърцевината, въздушни междини, дължина на магнитопровода и брой на навивките на първичните и вторичните намотки. Настройките са представителни за ТТ тип TPX и TPY. Резултатите не са валидни за ТТ тип TPZ.

Работата на защитата се проверява при две условия: симетричен и напълно несиметричен ток на повредата. **Времеконстантата при проверките е около 120 ms.** Посочените по-долу изисквания са приложими за такива симетрични и напълно несиметрични токове на повредата.

Проверките са при 1 ф.к.с, междуфазни к.с. и 3 ф.к.с. за повреди в началото, по протежение и в края на обхвата на I-ва зона. Защитата се проверява по отношение на посочност, сигурност и чувствителност.

Всички проверки се провеждат без остатъчна индукция в магнитопровода на ТТ. За този случай са валидни изискванията, посочени по-долу. Много е трудно да се дават препоръки за допълнителното намагнитване от остатъчната индукция. Те зависят от изискванията за надеждност и цена.

Когато ТТ е от типа TPY, остатъчната индукция не се отчита поради наличието на немагнитна междина.

За ТТ тип TPX има малко вероятност от проблеми в случай, че се сумира максимален остатъчен магнитен поток с поток от т.к.с. в същата посока. Максимално влияние на апериодичната съставка на т.к.с. се получава, когато к.с. стане в момент, когато напрежението преминава през нулата (0°). Изследванията показват, че 95% от повредите в електрическите мрежи стават, когато началната фаза на напрежението е между 40° и 90° .

3. Ток на повредата

Изискванията към ТТ се основават на максималните т.к.с. в различни места. Токовете на 1 ф.к.с. надвишават токовете на 3 ф.к.с. в случаите, когато импедансът на нулева последователност в контура на повредата е по-малък от този на права последователност.

4. Импеданс на съединителните проводници и товара

Пресмятането и измерването на тези импеданси е разгледано в тема 12A “Токови трансформатори за релейни защиты в условия на установен режим”.

5. Изисквания към ТТ, работещи съвместно със защитата REL 521

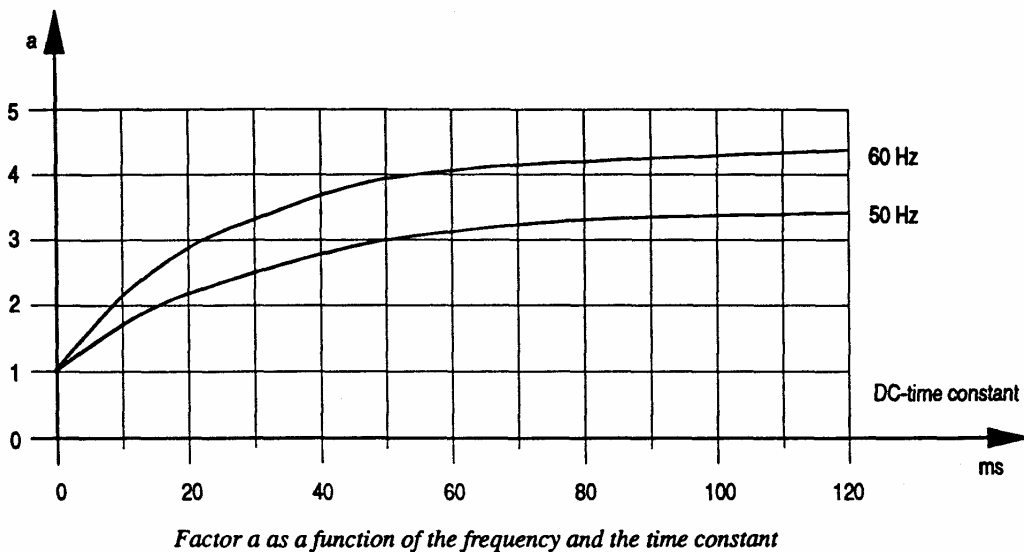
Вторичното е.д.н. от еквивалентната схема на ТТ трябва да се подчинява на двете условия, посочени по-долу.

$$E_{2\max} > \frac{I_{k\max} \cdot I_{sn}}{I_{pn}} \cdot a \cdot \left(R_{CT} + R_L + \frac{0.5}{I_R^2} \right),$$

Първо условие:

където:

- $I_{k\max}$ максимален първичен ток с основна честота за повреда в права и обратна посока спрямо защитата
- I_{pn} номинален първичен ток на ТТ
- I_{sn} номинален вторичен ток на ТТ
- I_R номинален ток на защитното устройство
- R_{CT} активно съпротивление на вторичната намотка на ТТ
- R_L активно съпротивление на вторичните проводници и товара на ТТ
- a Този фактор е функция на основната честота на системата и на времеконстантата на затихване на апериодичната съставка на тока на к.с. в права и обратна посока спрямо защитата. Отчита се от фиг. 1.



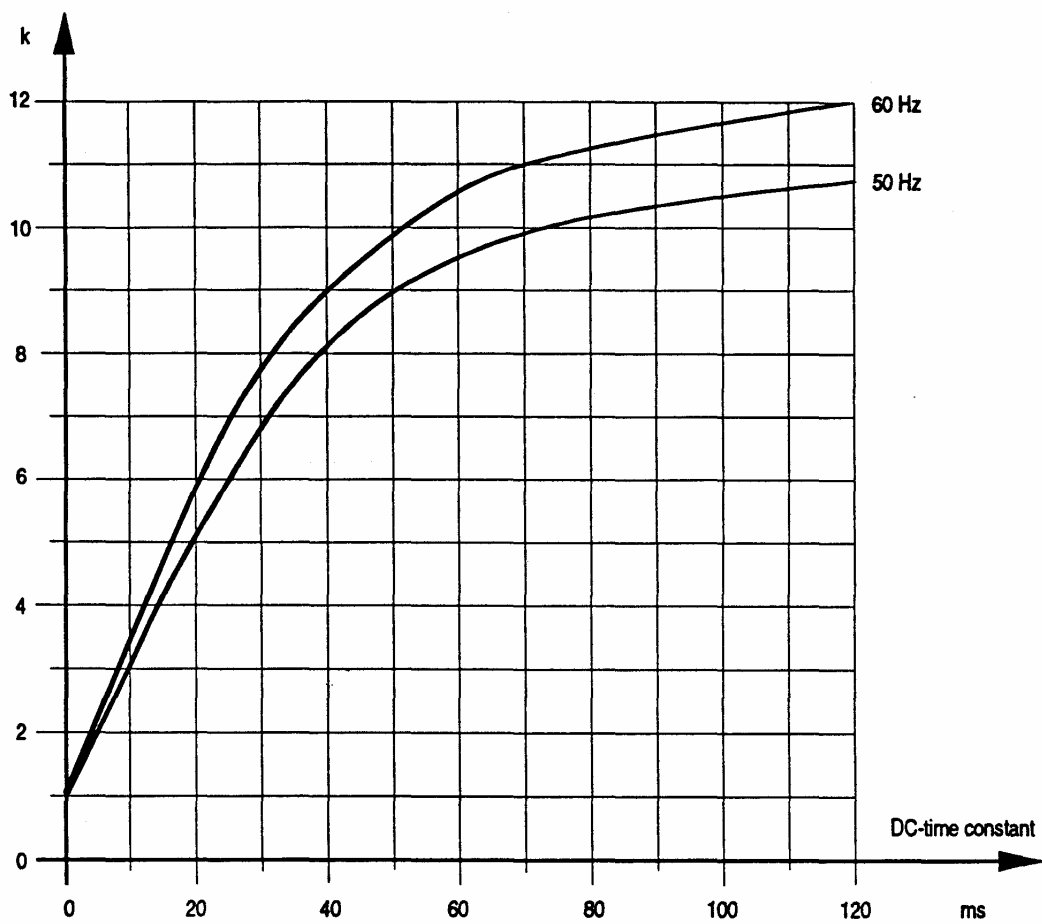
Фиг. 1. Коефициентът a като функция на честотата и времеконстантата

Второ условие:

$$E_{2\max} > \frac{I_{k\ zone 1} \cdot I_{sn}}{I_{pn}} \cdot k \cdot \left(R_{CT} + R_L + \frac{0.5}{I_R^2} \right),$$

където:

- $I_{k\ zone 1}$ максимален първичен ток с основна честота при 3 ф.к.с. в края на първата зона на защитата
- k Този фактор е функция на основната честота на системата и на времеконстантата на затихване на апериодичната съставка на тока при 3 ф.к.с. в края на първа зона. Отчита се от фиг. 2. Времеконстантата на затихване на апериодичната съставка на тока е по-малка от 50 ms.



Factor k as a function of the frequency and the time constant

Фиг. 2. Коефициентът k като функция на честотата и времеконстантата

Аврамов Н., С. Вичев
Ръководство за лабораторни упражнения по релейна защита.
София, Техника, 1973

УПРАЖНЕНИЕ 3

ТОКОВ ТРАНСФОРМАТОР

1. Цел на упражнението

Упражнението има за цел да покаже особеностите на съвместната работа на ТТ и релейните защиты и начините за проверка на ТТ в условията на експлоатация.

2. Основни понятия

Токът е най-често използваният критерий за различаване на нормалните режими от повредите и затова състоянието на ТТ е пряко свързано с работата на релейните защиты. Освен това експлоатацията и проверките на ТТ и на релейните защиты обикновено се прави от един и същи персонал.

ТТ се строят обикновено с две и повече ядра. Едното от тях е предназначено за измервателни цели и има висок клас на точност, обикновено клас 0,5. Другите ядра са предназначени за РЗ и за автоматиката. Те притежават по-нисък клас на точност, но работят в широк диапазон на изменение на тока — от нула до няколко десетки пъти номиналния ток на ТТ.

Макар и рядко се срещат случаи, когато към едно и също ядро се включват и измервателни апарати, и РЗ срещу претоварване и к. с. Тогаво проверките се правят и по отношение на точността в нормален режим, и по отношение на поведението при голяма кратност на първичния ток.

Настоящото упражнение обхваща само изследването и проверките на ядрата, свързани с РЗ.

2.1. Изисквания към ТТ

2.1.1. Да има необходимото изолационно ниво

2.1.2. Поляритетът на намотките му да бъде съобразно с означенията на клемите.

2.1.3. Да не прави модулна грешка, по-голяма от 10%, и ъглова грешка, по-голяма от 7°, при изменение на тока от нула до най-голя-

мата ефективна стойност на т.к.с. в мястото, където е монтиран, при съответното натоварване във вторичната страна и фактор на мощността 0,8.

2.1.4. Да издържа термично и динамично т. к. с.

ТТ, захранващи релета, работят при по-тежки условия от тези, захранващи само измервателна апаратура. Причините са три:

1. Релетата трябва да работят правилно при кратности на тока, много по-големи от единица, въпреки че тогава съществуват условия за максимални грешки на ТТ. За измервателните апарати това не е от съществено значение, тъй като к. с. трае кратко време и измерването не се изопачава.

2. РЗ с голяма бързина на заработване (10—20 ms) фактически работят още по време на преходния процес на т. к. с.: Тогава токът има значителна аperiодична компонента, която не се трансформира, както периодичната, и грешката на ТТ рязко нараства. В съвременните мощни енергийни системи времеконстантата на затихване на аperiодичната съставляваща T е около 300 ms за големите генератори, 12—32 ms за мрежите високо напрежение и 70—100 ms за мрежите средно напрежение. В преходния режим влияе силно и наличието на остатъчна индукция в магнитопровода на ТТ.

За много от защитите е важно ТТ достатъчно точно да трансформира периодичната, съставка на тока. Обаче за някои защити, например диференциалните токови защити на силови трансформатори, които използват аperiодичната компонента за блокировка от неправилно заработване при ударни намагнитващи токове, е необходимо достатъчно точно трансформиране на пълните първични токове.

3. В случай че защитата е с променливо оперативно напрежение, след появата на к. с. товарът на ТТ се увеличава. Към консумацията на токовете вериги се прибавя и консумацията на оперативната част от схемата. Грешката може да достигне 10, 20, а дори и 50%.

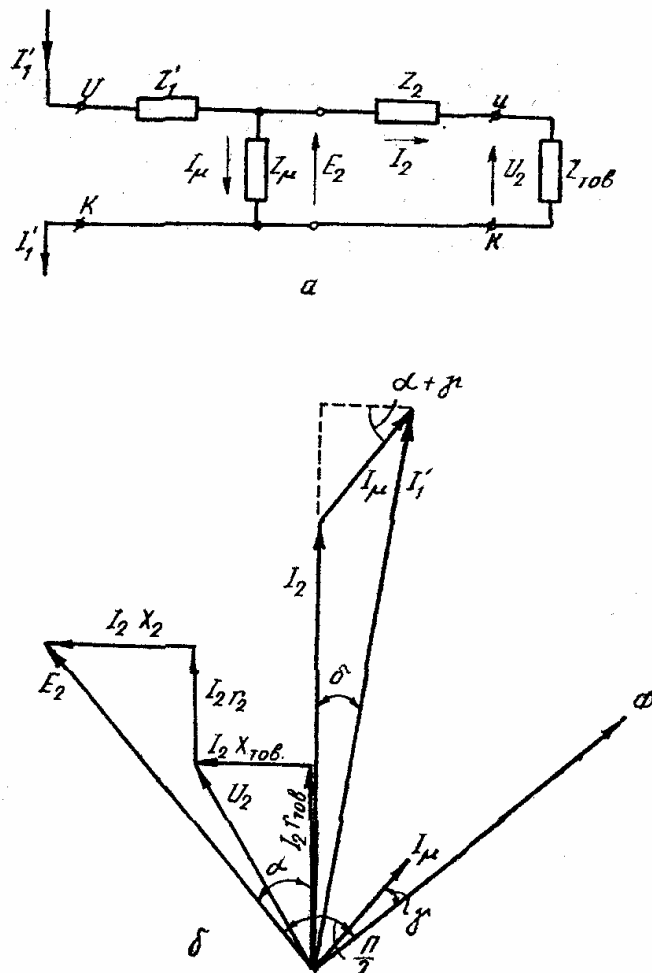
2.2. Заместваща схема и векторна диаграма

Най-важните съотношения, които характеризират работата на ТТ се установяват с помощта на векторната диаграма и заместващата му схема (фиг. 3-1 а и фиг. 3-1 б). Приети са следните означения:

- I_1 — приведен първичен ток;
- I_2 — вторичен ток;
- I_μ — намагнитващ ток;
- Φ — магнитен поток;
- Z_1' — приведена стойност на импеданса на първичната намотка;
- Z_2 — импеданс на вторичната намотка;
- Z_μ — импеданс на намагнитващия клон;
- $Z_{\text{тов}}$ — импеданс на товара;
- α — аргумент на импеданса $Z_2 + Z_{\text{тов}}$;

- γ — ъгъл на загубите в стоманата;
 δ — ъглова грешка на ТТ.

При построяване на векторната диаграма за изходна величина се приема токът I_2 . От него се получават напрежението $\dot{U}_2 = I_2 Z_{\text{тов}}$ и е. д. н.



Фиг. 3.1. Заместваща схема и векторна диаграма на ТТ

$\dot{E}_2 = \dot{I}_2 (Z_2 + Z_{\text{тов}})$. Магнитният поток, създаден от намагнитващия ток I_μ , изостава на 90° от \dot{E}_2 . \dot{I}'_1 е векторна сума на I_2 и I_μ :

$$\dot{I}'_1 = \dot{I}_2 + \dot{I}_\mu. \quad (3-1)$$

Характерно за ТТ е, че по отношение на $Z_{\text{тов}}$ работи като източник на ток. Това означава, че в идеалния случай токът през товара не зависи от съпротивлението му $Z_{\text{тов}}$, а зависи единствено от първичния ток I_1 , т. е. от режима на работа на енергосистемата. И действително съотношението на съпротивленията Z_1 , Z_2 и $Z_{\text{тов}}$ е такова, че не сме в състояние чрез промяна на товара на един токов трансформатор да изменим

първичния ток в системата. Погледнат от изводите „и“ и „к“, ТТ е активен двуполусник с безкрайно голямо вътрешно съпротивление — идеален източник на ток. Поради всичко това при проследяване на процеси във вторичните вериги на ТТ трябва да имаме пред вид, че никога един ТТ не прокарва ток във вторичната страна на друг.

2.3. Грешки на ТТ

Ако означим номиналния обхват по ток в първичната страна на един ТТ с $I_{1н}$, а във вторичната — с $I_{2н}$, отношението

$$k_{Iн} = I_{1н} / I_{2н} \quad (3-2)$$

се нарича номинално преводно отношение.

В действителност преводното отношение k_I не е константно и зависи от големината на действителния ток I_1 , товара $Z_{тов}$ и др. Затова под действително преводно отношение ще разбираме израза

$$k_I = I_1 / I_2 = k_{Iн} e^{j\delta} \quad (3-3)$$

където k_I — действително преводно отношение;

δ — ъглова грешка (фиг. 3.1 б).

Ако приемем $k_{Iн}$ за точна стойност, а k_I — за неточна, относителната грешка в преводното отношение ϵ_I % ще бъде

$$\epsilon_I \% = \frac{k_I - k_{Iн}}{k_{Iн}} \cdot 100 \% \quad (3-4)$$

Изразено чрез токовете, това дава

$$\epsilon_I \% = \frac{I_2 - I_1'}{I_1'} \cdot 100 \% \quad (3-5)$$

Като се съпоставят (3-1) и (3-5), се вижда, че грешката се причинява от намагнитващия ток I_μ .

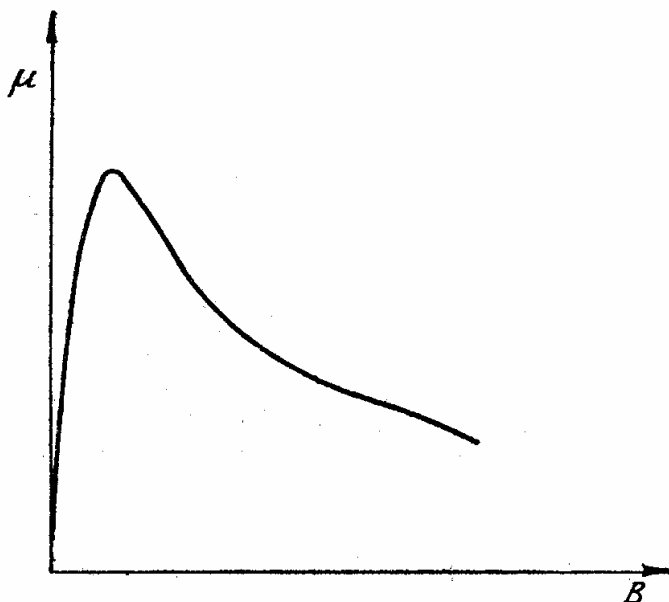
Под ъглова грешка на ТТ се разбира ъгълът между векторите I_2 и I_1' . Тя е положителна, когато векторът I_2 изпреварва вектора I_1' . Съгласно векторната диаграма

$$\sin \delta = \frac{I_\mu \cos(\alpha + \gamma)}{I_1'} \quad (3-6)$$

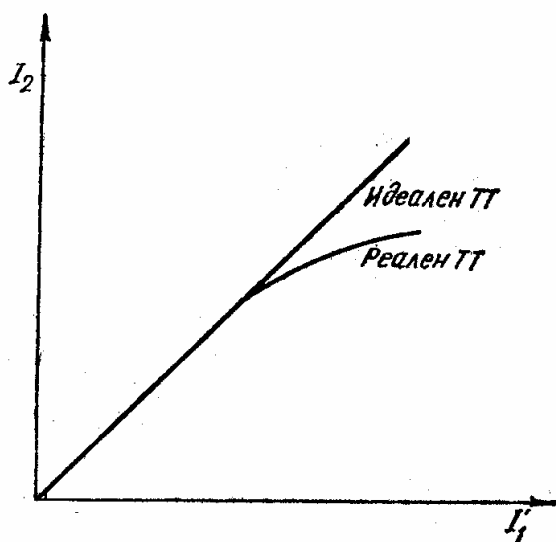
От (3-6) се вижда, че и ъгловата грешка зависи от намагнитващия ток.

От посоченото по-горе става ясно, че за да работи добре ТТ, намагнитващият ток трябва да бъде минимален. При нормален режим индукцията в магнитопровода на ТТ е ниска, магнитната проницаемост на стоманата μ — висока (фиг. 3.2) и намагнитващият ток I_μ — малък. Необходимо е, разбира се, товарът на ТТ да не превишава номиналния. При голяма кратност на първичния ток индукцията в сърцевина-

та нараства, магнитната проницаемост намалява, Z_μ — също и намагнитващият ток расте. Този процес е нелинеен. Особено неблагоприятен за грешката на ТТ е режимът на работа в областта на насищането. Тогава рязкото увеличаване на намагнитващия ток може да предизвика нарастване на грешката до няколко десетки процента (фиг. 3.3).



Фиг. 3.2. Зависимост μ (B) за ферромагнитен материал



Фиг. 3.3. Характеристика вход — изход на идеален и реален ТТ

Увеличаването на импеданса на товара $Z_{\text{тов}}$ води също до нарастване на намагнитващия ток. Ако приемем, че токът I_2 е константен, с нарастването на $Z_{\text{тов}}$ нараства напрежението E_2 на намагнитващия клон Z_μ и до насищане се стига по-бързо.

2.4. Полярност на изводите на ТТ

За всички измервателни апарати, релета и автоматични устройства, които реагират на повече от една величина, има значение поляритетът на изводите на намотките на ТТ. Началата и краищата трябва да бъдат свързани по един определен начин и не могат да се променят произволно.



Фиг. 3.4. Означаване на началата и краищата на намотките на ТТ

За начало на първичната намотка се приема клемата, в която токът влиза, т. е. както при консуматор. За начало на вторичната намотка се приема клемата, от която токът излиза, т. е. както при генератор (фиг. 3.4).

Приетите означения за начало и край според БДС, ГОСТ и DIN са показани в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Намотка	БДС		ГОСТ		DIN	
	първична	вторична	първична	вторична	първична	вторична
Начало	<i>И</i>	<i>и</i>	L_1	I_1	<i>К</i>	<i>k</i>
Край	<i>К</i>	<i>к</i>	L_2	I_2	<i>L</i>	<i>l</i>

Съществуват редица начини за определяне на поляритета на изводите на ТТ. Най-много се използват следните четири начина:

2.4.1. Начин с постоянен ток

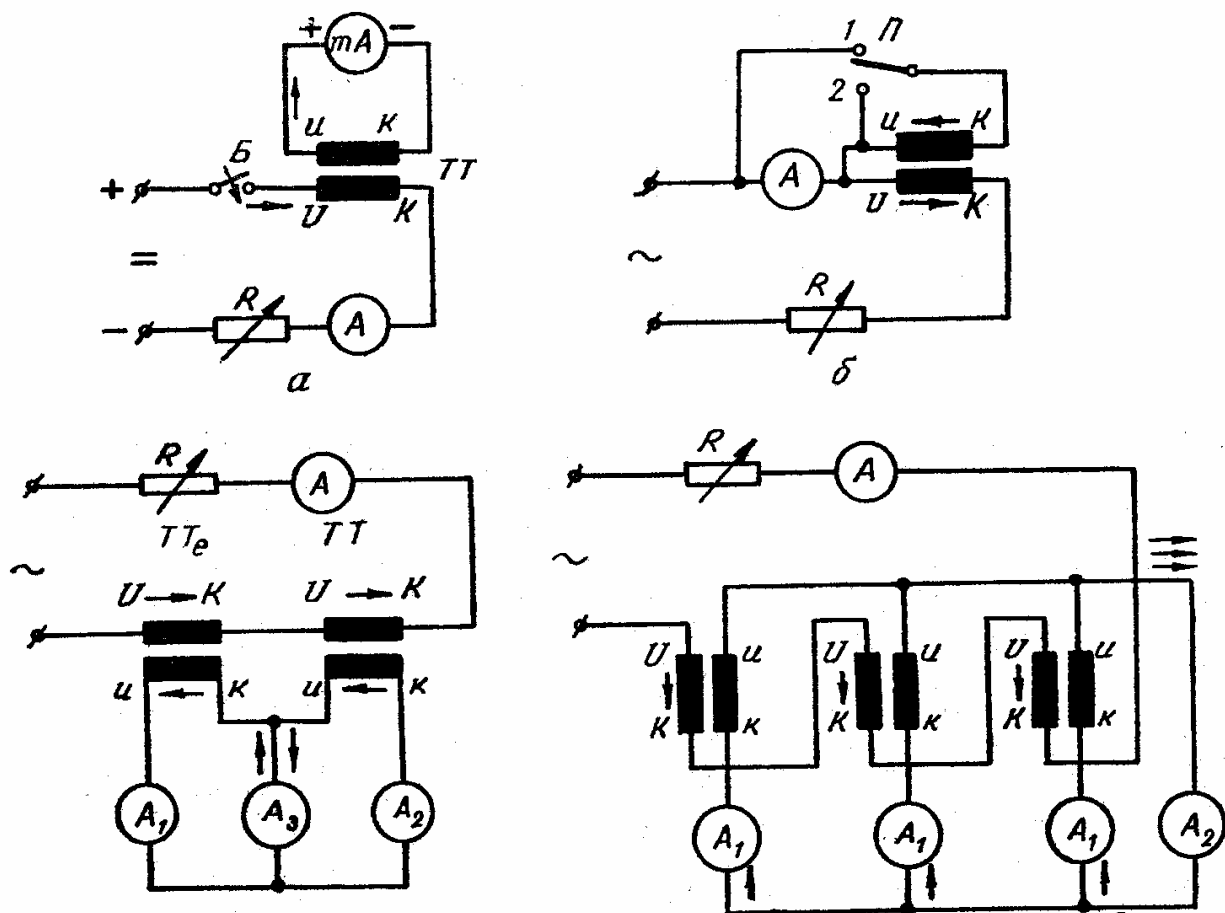
За проверка на ТТ по този начин се свързва схемата от фиг. 3.5 а. Първичната намотка на изпитвания ТТ се включва към източника за постоянен ток чрез бутон *Б* така, че на извода „И“ да се подава „плюс“ от източника, а на извода „К“ се подава „минус“. Реостатът *R* се подбира така, че токът във веригата да не превишава номиналния ток на източника за постоянен ток. Най-често като източник се използва батерия от джобно фенерче.

Във вторичната страна на ТТ се включва чувствителен магнетоелектричен уред. Изводът му, означен с „плюс“, се свързва с началото „и“ на намотката, а изводът „минус“ — с края на намотката „к“.

Ако в момента на затваряне на бутон *Б* (токът нараства, $di/dt > 0$) стрелката на уреда се отклонява в положителна посока, това означава, че клемите на ТТ са означени правилно. Знае се сигурно, че изводът от първичната намотка, включен към положителния полюс на източ-

ника, и изводът от вторичната намотка, включен към положителната клемма на магнетоелектричния уред, са еднополярни.

Понякога липсват каквито и да било означения на изводите на ТТ. Тогава на първичната намотка се поставят условни означения „И“ и „К“, а вторичните означения се определят опитно спрямо условно приетите първични означения.



Фиг. 3.5. Схеми за опитно определяне на началата и краищата на намотките на ТТ: а — с постоянен ток; б — с променлив ток; в — посредством еталонен ТТ; г — при филтър за ток на нулевата последователност

2.4.2. Начин с променлив ток

Схемата за проверка на полярността на изводите на ТТ с променлив ток е показана на фиг. 3.5 б.

Амперметърът А е свързан така, че при правилно означени изводи през него да протича разликата между първичния и вторичния ток на изпитвания трансформатор. Ако се превключи превключвателят П, веригата между амперметъра и вторичната намотка на ТТ се прекъсва, а самата вторична намотка се съединява накъсо. Уредът ще показва при новото положение повече, понеже през него минава вече целият първичен ток.

При означаване на изводите на една от намотките по начин, който не съвпада с фиг. 3.5 б, се получава така, че положението 1 на превключвателя П води до сумиране на двата тока в амперметъра.

Токът, който се прокарва в схемата, е от порядъка на няколко ампера и не води до големи напрежения във вторичната намотка в момента на превключване на превключвателя P .

Начинът за проверка на полярността на изводите с променлив ток е достатъчно чувствителен при сравнително неголям коефициент на трансформация на ТТ.

2.4.3. Проверка чрез еталонен ТТ

При използване на еталонен трансформатор за определяне на поляритета на изводите е добре той да има същото преводно отношение, както и изпитваният. Разчита се на това, че изводите му са означени безусловно правилно. Може да се замени с друг ТТ, на който се знаят сигурно правилните означения на изводите.

Схемата за проверка е показана на фиг. 3.5 в. Първичните намотки на еталонния трансформатор $ТТ_е$ и на изпитвания ТТ са свързани последователно, а вторичните образуват една диференциална схема на циркулиращи токове. Ако при пропускане на ток през първичните намотки амперметърът A_3 показва разликата от показанията на амперметрите A_1 и A_2 , поляритетът на изпитвания ТТ е правилен. При еднакви коефициенти на трансформация на изпитвания и еталонния трансформатор показанието на амперметъра A_3 трябва да е нула. Ако пък показанието на амперметъра A_3 е равно на сумата от показанията на амперметрите A_1 и A_2 , полярността на изводите на изпитвания ТТ е означена неправилно.

2.4.4. Начин на проверка на полярността при филтър за ток с нулевата последователност

Когато ТТ образуват филтър за ток с нулевата последователност, преводните им отношения са еднакви. Схемата за проверка на техния поляритет (фиг. 3.5 г) предвижда последователно свързване на първичните намотки и паралелно съединяване на вторичните. Амперметрите A_1 показват вторичния ток на всеки от ТТ, а апаратът A_2 — векторната сума от трите вторични тока. Така ще бъде при правилно означаване на изводите. Ако полярността на един или два от ТТ не съответствува на означенията, показанието на четирите апарата ще бъде еднакво, тъй като A_2 ще измери ток $2I-I=I$.

2.5. Импеданс на товара към ТТ

Както беше отбелязано в т. 2.3, товарът влияе върху точността на ТТ, и то така, че колкото импедансът му е по-голям, толкова грешката се увеличава поради нарастването на намагнитващия ток. Следователно при проектиране на схемите с ТТ и при тяхното изпитване в условията на експлоатацията трябва да се търси този режим на работа, при който напрежението на клемите на ТТ е най-голямо.

Схемите на свързване на ТТ и импедансът на товара са доста разнообразни, а освен това поведението им зависи от вида на к. с. В табл. 3.2 са посочени обобщени данни за външния товар на вторич-

ните намотки на ТТ при различни видове к. с. за 6 схеми на свързване: звезда, непълна звезда, триъгълник, непълн триъгълник, последователно и паралелно съединение. Приети са следните означения:

Z_p — импеданс на включеното реле или група релета;

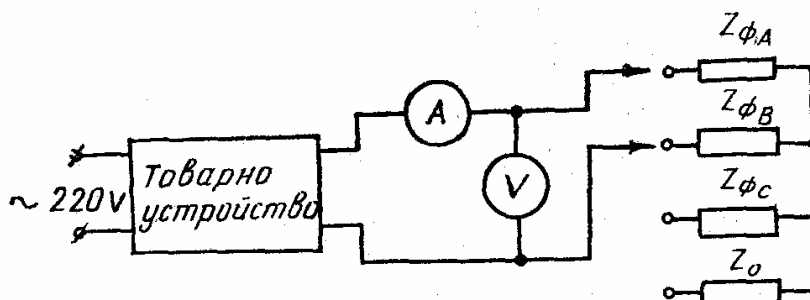
Z_{p0} — импеданс на релето в общия проводник;

R_{np} — съпротивление на свързващите проводници;

R_k — преходно съпротивление на контакти и връзки. Ако няма специални уговорки, се приема $0,05 \Omega$.

За простота може да се въведе един общ фазов импеданс

$$Z_{\phi} = Z_p + R_{np} + R_k.$$



Фиг. 3.6. Схема за опитно определяне на товара $Z_{\text{Тов}}$ на ТТ

При проектиране импедансите могат само да се пресмятат, но при съществуваща уредба могат да се проведат измервания с променлив ток и да се намери точната стойност на всеки фазов импеданс. За целта се откъчва товарът от клемите на ТТ и се осъществява схемата показана на фиг. 3.6. Обикновено товарът е нискоомен и затова трябва да се внимава при подбора на измервателните апарати и при избора на схемата за тяхното свързване.

Чрез последователни превключвания се измерват линейните импеданси Z_{AB} , Z_{BC} и Z_{CA} .

$$\begin{aligned} Z_{AB} &= Z_{\phi_A} + Z_{\phi_B}, \\ Z_{BC} &= Z_{\phi_B} + Z_{\phi_C}, \\ Z_{AC} &= Z_{\phi_A} + Z_{\phi_C}. \end{aligned} \quad (3-7)$$

От (3-7) чрез преобразуване се получава импедансът на товара на всяка фаза

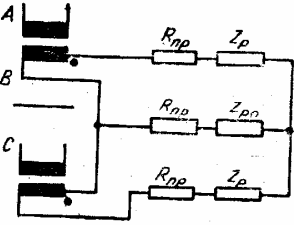
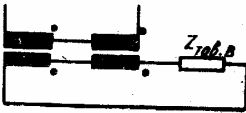
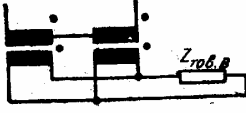
$$\begin{aligned} Z_{\phi_A} &= 0,5 (Z_{AB} + Z_{AC} - Z_{BC}), \\ Z_{\phi_B} &= 0,5 (Z_{AB} + Z_{BC} - Z_{AC}), \\ Z_{\phi_C} &= 0,5 (Z_{AC} + Z_{BC} - Z_{AB}). \end{aligned} \quad (3-8)$$

За да се определи импедансът на нулевата токова верига, прави се измерване между коя и да е фаза, например фаза А, и нулевия

Таблица 3.2

№	Схема на свързване на ТТ и товара	Вид на к. с.	Импеденс на товара на клемите на вторичната намотка
1		3ф. к. с. И 2ф. к. с.	$Z_{\text{тов}} = R_{np} + Z_p + R_k$
		1ф. к. с.	$Z_{\text{тов}} = 2R_{np} + Z_p + Z_{p_0} + R_k$
		2	
2ф. к. с.	$Z_{\text{тов}} = R_{np} + Z_p + R_k$		
1ф. к. с.	$Z_{\text{тов}} = 2R_{np} + 2Z_p + R_k$		
3		3ф. к. с. И 2ф. к. с.	$Z_{\text{тов}} = 3(R_{np} + Z_p) + R_k$
		1ф. к. с.	$Z_{\text{тов}} = 2(R_{np} + Z_p) + R_k$

Продължение на табл. 3.2

№	Схема на свързване на ТТ и товара	Вид на к. с.	Импеданс на товара на клемите на вторичната намотка
4		3ф. к. с.	$Z_{\text{тов}} = R_{np} + Z_p + R_k + \sqrt{3} (R_{np} + Z_{p_0}) \angle -\pi/6$
		2ф. к. с.	$Z_{\text{тов}} = R_{np} + Z_p + R_k$
		1ф. к. с.	$Z_{\text{тов}} = 2R_{np} + Z_p + Z_{p_0} + R_k$
5			$Z_{\text{тов}} = 0,5 Z_{\text{тов. в}}$ <p>$Z_{\text{тов. в}}$ — импеданс на товара, пресметнат по някоя от формулите от № 1 до № 4</p>
6			$Z_{\text{тов}} = 2Z_{\text{тов. в}}$ <p>$Z_{\text{тов. в}}$ — както при № 5</p>

проводник. По този начин се измерва импедансът на една фазова верига заедно с нулевата Z_{A_0} . Фазовият импеданс вече е изчислен по формулите (3-8). За импеданса на нулевата токова верига остава

$$Z_0 = Z_{A_0} - Z_{\phi_A}. \quad (3-9)$$

Полученият чрез измерване или изчисляване вторичен товар на ТТ трябва да бъде сравнен с допустимия.

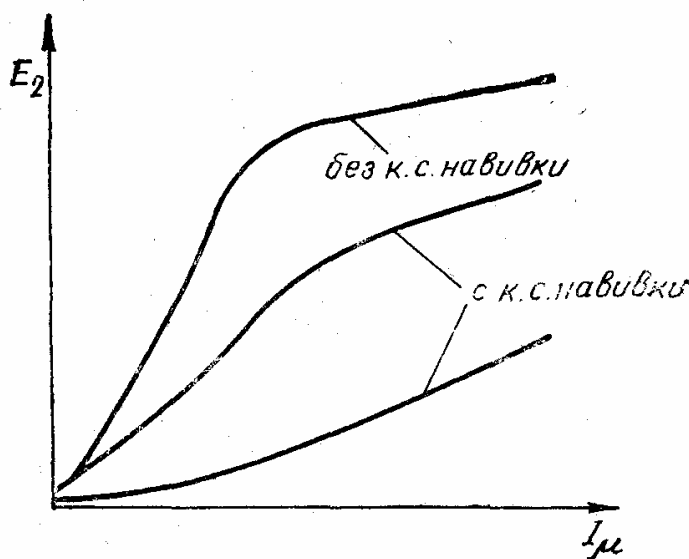
2.6. Волт-амперна характеристика на ТТ

Волт-амперната характеристика на ТТ е зависимостта между напрежението E_2 на намагнитващия клон от заместващата схема на ТТ (фиг. 3.1 а) и намагнитващия ток I_μ . Ако познаваме тази зависимост, може:

1) да се определи по графо-аналитичен начин зависимостта $I_2 = I_2(I_1)$ в широк диапазон на изменение на I_1 , т. е. да се определи грешката на ТТ;

2) да се сравняват магнитните качества на отделните ТТ с цел да се подбират двойки трансформатори с близки характеристики за диференциалните релейни защиты;

3) да се откриват к. с. между навивките на ТТ. Съединените на късо навивки намаляват напрежението E_2 при един и същ ток, в резултат на което характеристиката $E_2 = E_2(I_\mu)$ се намира по-ниско и променя формата си (фиг. 3.7).

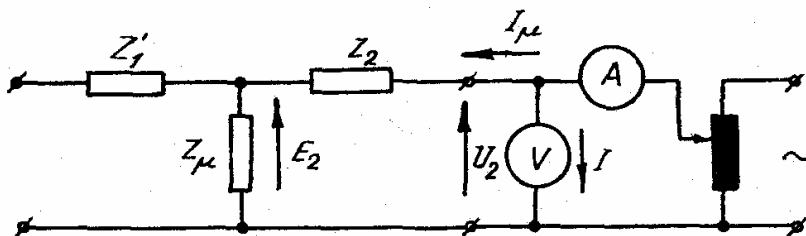


Фиг. 3.7. Волтамперни характеристики на ТТ без и със к. с. между навивките

Зависимостта между напрежението E_2 и тока I_μ не може да се снее директно и затова се използват изкуствени методи. Една лесно осъществима възможност е показана на фиг. 3.8. Първичната страна на ТТ се оставя отворена, а вторичната се захранва от товарно устрой-

ство. Токът преминава през импедансите Z_2 и Z_μ . Измерваме напрежението U_2 и тока I_2 , който в същност е само намагнитващият ток I_μ . За да получим E_2 , трябва от U_2 да извадим пада в Z_2 :

$$\dot{E}_2 = \dot{U}_2 - \dot{I}_\mu Z_2. \quad (3.10)$$



Фиг. 3.8. Схема за снемане на волтамперна характеристика на ТТ

Импедансът на вторичната страна Z_2 обикновено е известен, но ако не е даден от завода производител, може да се изчисли по приблизителната формула

$$Z_2 = R_2 / 0,8, \quad (3.11)$$

като активното съпротивление на вторичната намотка R_2 се измери по някой от методите с постоянен ток.

В началото на характеристиката при малки стойности на тока I_μ напрежението бързо расте. Това отговаря на голяма магнитна проникваемост μ и голям импеданс Z_μ . Правилно е в този случай да се използва схема на свързване „V—A“. Когато стоманата се насити, μ и Z_μ бързо спадат, токът бързо расте, а напрежението U_2 остава почти постоянно. Тогава трябва да се мери по схемата „A—V“. Възможно е също през цялото време на измерване да се работи по схемата „A—V“, но от показанията на амперметъра да се извади токът I_V , който преминава през волтметъра.

За да се избегне влиянието на остатъчната индукция при снемане на волтамперната характеристика, необходимо е ТТ предварително да се размагнити, а по време на измерването токът да се изменя еднопосочно.

2.7. Допустимо вторично натоварване на ТТ при 10% грешка

Критерий за пригодността на ТТ за РЗ е грешката му при максимална стойност на т. к. с. Върху нея влияят два фактора: големината на т. к. с. и големината на импеданса на товара $Z_{\text{тов}}$. Ако се приеме, че т. к. с. е известен, което означава, че се знае мястото в е. е. с., където ще бъде монтиран ТТ, може да се определи допустимото вторично натоварване при условие грешката да не превишава 10%.

Изчислението на т. к. с. или пък измерването им на статични модели дава установената стойност на тока при максимален режим на

е. е. с. Наличието на периодична компонента допълнително увеличава намагнитващия ток и затова при изчисленията на първичния ток I_1 се въвежда допълнително един коефициент k , който, умножен по максималния т. к. с. $I_{kc \max}$, дава изчислителния ток I_1 .

$$I_1 = k I_{kc \max} \quad (3-12)$$

Коефициентът k зависи от типа и бързодействието на защитите и се дава в справочниците по РЗ. За защиты със закъснение над 0,5 с стойността на k се движи в границите от 1,2 до 1,5, а за по-бързите защиты достига до 2.

За да бъде грешката 10%, намагнитващият ток трябва да бъде 10% от приведения първичен ток, т. е.

$$\begin{aligned} I_\mu &= 0,1 I', \\ I_2 &= 0,9 I', \end{aligned} \quad (3-13)$$

където $I'_1 = I_1 / k_{I_n}$.

След като се знае I_μ , от волт-амперната характеристика може да се определи напрежението E_2 (или U_2). Това напрежение се уравнисява от спада в намагнитващия клон и от спада в импедансите Z_2 и $Z_{тов}$.

$$E_2 = Z_\mu I_\mu = (Z_2 + Z_{тов}) I_2 \quad (3-14)$$

Ако са валидни съотношенията (3-13), импедансът на товара е равен на максималния допустим — $Z_{тов \text{ доп}}$:

$$Z_{тов} = Z_{тов \text{ доп}} \quad (3-15)$$

Тогава от (3-13), (3-14) и (3-15) се получава

$$E_2 = (Z_2 + Z_{тов \text{ доп}}) 0,9 I'_1 \quad (3-16)$$

или

$$Z_{тов \text{ доп}} = \frac{E_2 - 0,9 Z_2 I'_1}{0,9 I'_1} = \frac{E_2 - 0,9 Z_2 \frac{k I_{kc \max}}{k_{I_n}}}{0,9 \frac{k I_{kc \max}}{k_{I_n}}} \quad (3-17)$$

Ако вместо E_2 се използва напрежението U_2 , формула (3.17) добива вида

$$Z_{тов \text{ доп}} = \frac{U_2 - I'_1 Z_2}{0,9 I'_1} = \frac{U_2 - Z_2 \frac{k I_{kc \max}}{k_{I_n}}}{0,9 \frac{k I_{kc \max}}{k_{I_n}}} \quad (3-18)$$

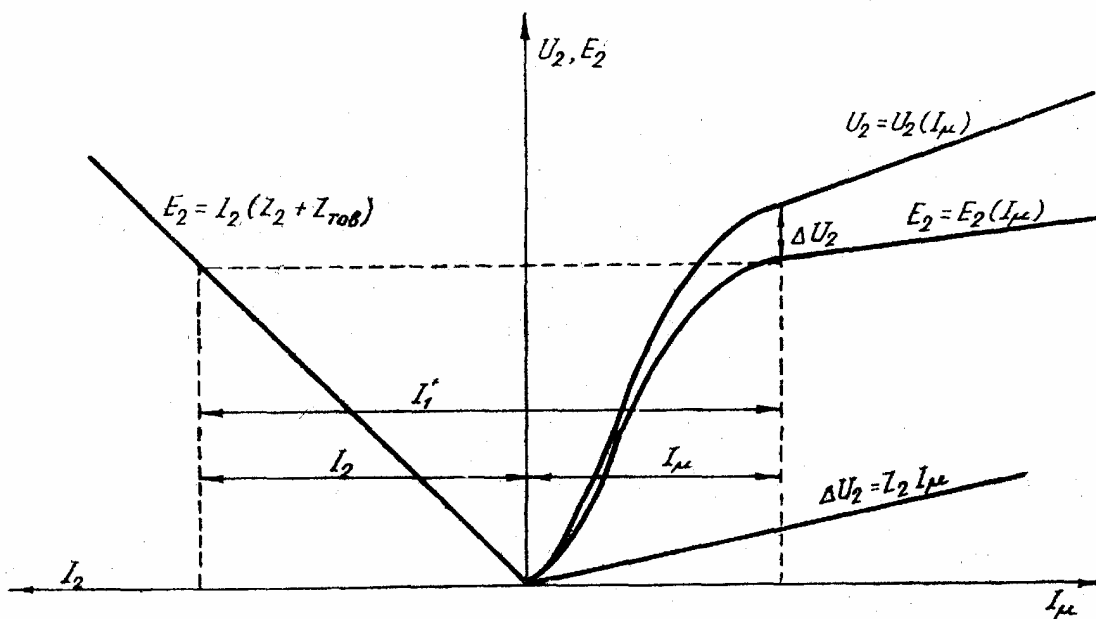
Навсякъде в т. 2.7 електрическите величини са взети само като модули. Това означава, че изчислената грешка ще бъде максимална. Включването в изчисленията и на фазите на величините ще даде едно по-голямо допустимо натоварване $Z_{\text{тов доп}}$ и ще покаже стойността на ъгловата грешка на ТТ. Практически последната не надвишава допустимите 7° и изчисленията се водят опростено, т. е. само по модул.

2.8. Графо-аналитичен метод за определяне на зависимостта $I_2(I_1)$ при зададен вторичен товар

Волт-амперната характеристика $E_2(I_\mu)$, чието получаване е показано в т. 2.6, може да се използва за определяне на зависимостта $I_2(I_1)$ при зададен вторичен товар, т. е. за определяне на модулната грешка на ТТ. За целта се начертава кривата $U_2 = U_2(I_\mu)$, а под нея, ползвайки формулата (3-10) — кривата $E_2 = E_2(I_\mu)$. Удобно е I_μ да се чертае в логаритмичен мащаб. За да се намалят изчисленията по една точка, може да се построи правата

$$\Delta U_2 = I_\mu Z_2 \quad (3-19)$$

и да се извади графично от кривата $U_2 = U_2(I_\mu)$ (фиг. 3.9). Ако Z_2 е много малък в сравнение със $Z_{\text{тов}}$, втората крива се слива с първата.



Фиг. 3.9. Графично определяне на приведения първичен ток

От лявата страна на споменатите графики се чертае права, определена от уравнението (3-14). В случая на $Z_{\text{тов}}$ може да се зададе всяка желана стойност. Ако се проверява вече монтиран ТТ, за $Z_{\text{тов}}$ се взема действителното му натоварване, определено по начина, посочен в т. 5.

За всяка ордината E_2 могат да се отчетат две абсциси — едната от кривата $E_2 = E_2(I_\mu)$, а втората — от $E_2 = I_2(Z_2 + Z_{\text{тов}})$. Сумата им, както се вижда от заместващата схема на ТТ (фиг. 3.1 а), дава приведения първичен ток I'_1 .

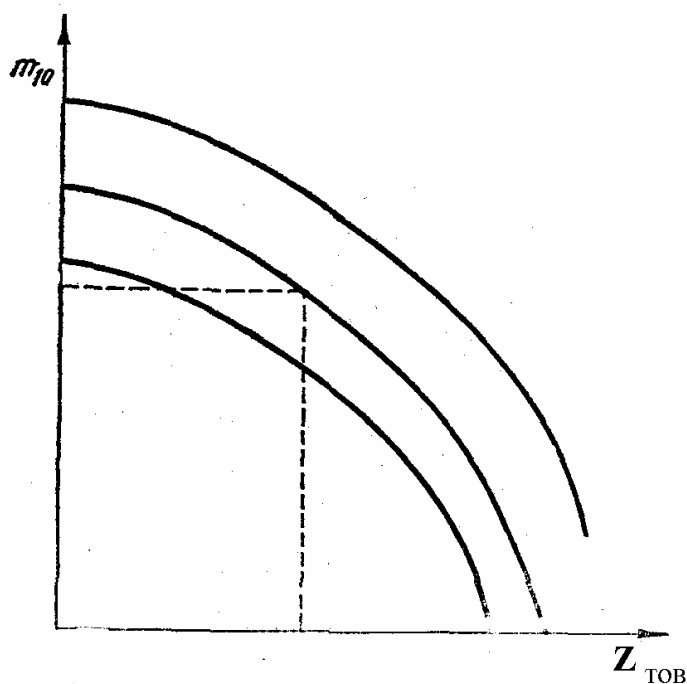
Графиката, начертана от получените резултати, трябва да има характера на графиката от фиг. 3.3.

2.9. Кратност на тока при 10%-на грешка

За да бъде облекчен изборът на ТТ за нуждите на РЗ, заводите, които ги произвеждат, трябва да дават графично зависимостта между m_{10} и вторичния товар $Z_{\text{тов}}$. В случая m_{10} е отношението на действителния първичен ток I_1 към номиналния I_1^n за зададено натоварване $Z_{\text{тов}}$ при условие, че грешката не превишава 10% и се нарича кратност на тока при 10% на грешка (сврѣхтоково число). Видът на тази зависимост за различни типове ТТ е показан на фиг. 3.10. Обикновено и двата мащаба са логаритмични.

Кривите могат да се използват по три начина:

— известно ни е натоварването $Z_{\text{тов}}$; По кривите отчитаме кратността на първичния ток, при която грешката не превишава 10%;



Фиг. .10. Зависимост $m_{10}(Z_{\text{тов}})$ за три различни типа ТТ

— известно ни е мястото в е. е. с., където ТТ ще бъде монтиран, т. е. известна ни е кратността на т. к. с. от графиките отчитаме най-големия възможен вторичен товар;

— знаем кратността на т. к. с. и действителното натоварване $Z_{\text{тов}}$ на ТТ; работната точка, определена от тези два параметъра, трябва да лежи под кривата за използвания ТТ.

При проверка на някой ТТ може да се окаже, че той не отговаря на предявяваните изисквания. В този случай се търси друг ТТ, чиято характеристика лежи по-високо, или се прибегва до последователно съединяване на вторичните намотки на двете му ядра.

3. Програма на лабораторното упражнение

3.1. Запознаване с конструкцията и типа на изпитвания ТТ

Записват се фабричните данни в протокола за упражнението.

3.2. Проверка за изолацията на намотките с мегаомметър

Измерва се съпротивлението на изолацията на вторичните намотки спрямо земя и между всеки две намотки. То не трябва да бъде по-малко от 1 МΩ. Използува се мегаомметър с напрежение 1000 V или 2500 V.

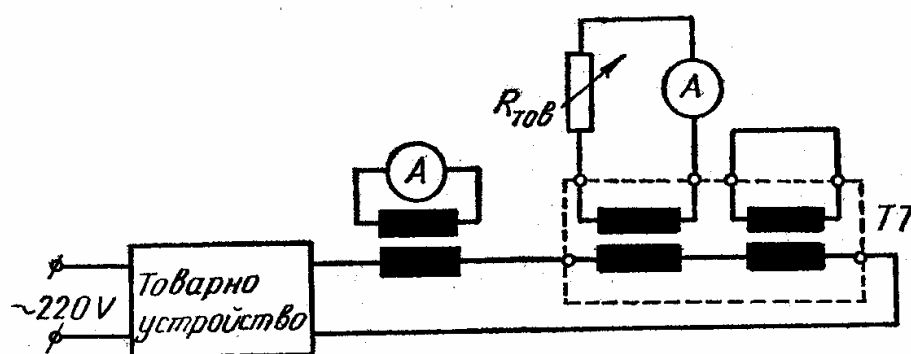
Получените резултати се записват в протокола.

3.3. Определяне на поляритета на намотките

Използуват се някои от начините, описани в т. 2.4. В протокола се начертават използваните схеми и се описват получените резултати.

3.4. Проверка на коефициента на трансформация

Използува се еталонен ТТ. Свързва се схемата, показана на фиг. 3.11. Изводите от ядрата, които не участвуват в измерването, трябва да се съединят накъсо.



Фиг. 3.11. Схема за проверка на коефициента на трансформация на ТТ

Проверката се прави в широк диапазон на изменение на първичния ток за няколко натоварвания, например $Z_{\text{тов ном}}$, $5 Z_{\text{тов ном}}$ и $10 Z_{\text{тов ном}}$. Попълва се табл. 3.3.

Таблица 3.3

$Z_{\text{тов}}$	Ω						
I_1	А						
I_2	А						
k_I	-						

Номиналното натоварване на ТТ се определя от номиналната му вторична мощност $S_{2 \text{ ном}}$, която се дава от завода-производител:

$$Z_{\text{тов ном}} = S_{2 \text{ ном}} / I_{2 \text{ ном}}^2 \quad (3-20)$$

3.5. Снемане на волт-амперната характеристика

Използват се схемата от фиг. 3.7 и указанията, дадени в т. 2.6. С получените резултати се попълва табл. 3.4.

Таблица 3.4

$I_2 = I_{\mu}$	А						
U_2	V						
E_2	V						

3.6. Графоаналитично определяне на зависимостта $I_2 (I_1)$

Използват се волт-амперната характеристика, получена в предишната точка, и указанията от т. 2.8. Да се построи графиката за натоварване

$$Z_{\text{тов}} = 10 Z_{\text{тов ном}}$$

Да се сравнят резултатите, получени експериментално в т. 3.4., с резултатите, получени по графоаналитичен път.

4. Контролни въпроси

4.1. Каква е разликата между ядрата на ТТ, предназначени за измервателни цели, и ядрата за РЗ?

4.2. Каква е разликата между идеален източник на ток и идеален източник на напрежение? Примери за реални източници на ток и напрежение.

4.3. Как се извеждат формулите за импеданса на товара $Z_{\text{тов}}$, посочени в таблица 3.2?

4.4. Как може да се получи зависимостта $m_{10}(Z_{\text{тов}})$, ако е известна волт-амперната характеристика на изпитвания ТТ?

12В. Токови трансформатори за релейни защиты в условия на преходен режим

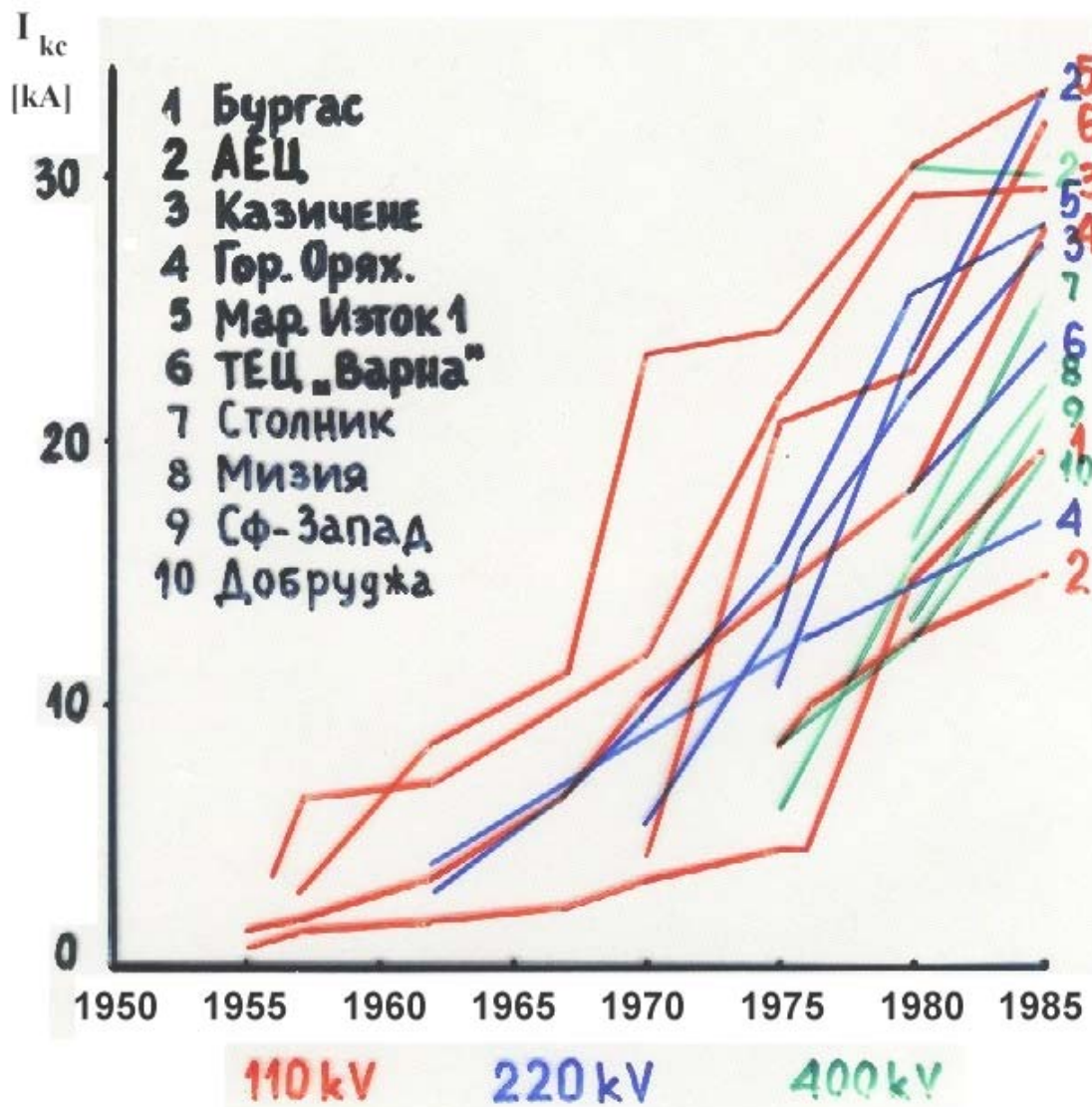
Най-популярен израз за първичния ток:

$$i_{1m} = i_{1a}; \psi_u + \varphi_k = 90^\circ;$$

$$i_1 = i_{1m} \cdot \left(\cos(\omega \cdot t) - e^{-\left(\frac{t}{T_d}\right)} \right).$$

1. Първичен ток с една периодична и една аperiodична компоненти:

1а. Развитие на периодичната компонента на т. к. с.



Фиг. 1. Нарастване на т.к.с. в България

1995 г. Токове на трифазно късо съединение, [кА]

Шини 110 kV	Шинни 220 kV	Шинни 400 kV
	<i>Бургас</i>	
19.1	***	9.75
	<i>АЕЦ</i>	
18.3	31.5	28.7
	<i>Казичене</i>	
39.7	23.9	***
	<i>Горна Оряховица</i>	
17.8	14.9	***
	<i>Марица Изток</i>	
32.7	25.7	***
	<i>ТЕЦ Варна</i>	
35.1	20.8	***
	<i>Столник</i>	
26.2	24.6	17.6
	<i>Мизия</i>	
23.9	24.4	23.8
	<i>София Запад</i>	
21.6	***	21.2
	<i>Добруджа</i>	
33.2	24.4	16.7

1b. Времеконстанти на затихване, T_a [s]

Турбогенератори		
ТВ	37.5÷176.5 MVA	0.200÷0.420 s
ТВВ-200-2	235 MVA	0.300 s
ТВВ-500-2	588 MVA	0.360 s
ТГВ-800	940 MVA	0.560 s

Трансформатори		
35 kV	3.2÷40.5 MVA	0.013÷0.050 s
110 kV	5.6÷240 MVA	0.028÷0.114 s
220 kV	90÷240 MVA	0.087÷0.176 s
330 kV	200÷630 MVA	0.094÷0.440 s
500 kV	200÷630 MVA	0.115÷0.825 s

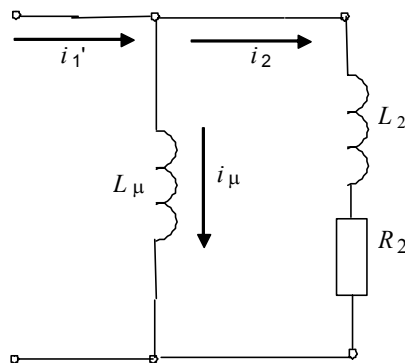
Шини	
10 kV	0.050÷0.300 s
35 kV	0.010÷0.050 s
110 kV	0.050÷0.200 s
220 kV	0.100÷0.250 s
330 kV	0.200÷0.300 s
550 kV	0.200÷0.600 s

Електропроводи			
35 kV	0.002÷0.010 s		АСО-400 0.035 s
110 kV	0.003÷0.010 s		АСО-500 0.043 s
220 kV	0.012÷0.016 s		

2. Линеен ТТ в преходен режим

Кога ТТ могат да се разглеждат като линейни ?

- Товарът на ТТ е значително под допустимия при 10%-на грешка.
- Кратността на първичния ток е малка.
- Приложени са линейни преобразователи на ток: пояс на Роговски, оптико-електронни датчици на ток и др.
- Много бързи защиты, които заработват преди магнитопроводът да достигне насищане от първата полуълна на т.к.с.



Фиг. 2. Максимално опростена еквивалентна схема на ТТ

Привеждане на схемата на ТТ:

$$w_1 \cdot i_1 - w_1 \cdot i_\mu = w_2 \cdot i_2,$$

$$i_1 - i_\mu = i_2',$$

$$i_1' - i_\mu' = i_2.$$

Примери:

a. Първичен ток: единичен сигнал $i_1(1)$

$$i_2(t) = i_1(1) \cdot \frac{w_1}{w_2} \cdot \exp\left(-\frac{t}{T'}\right),$$

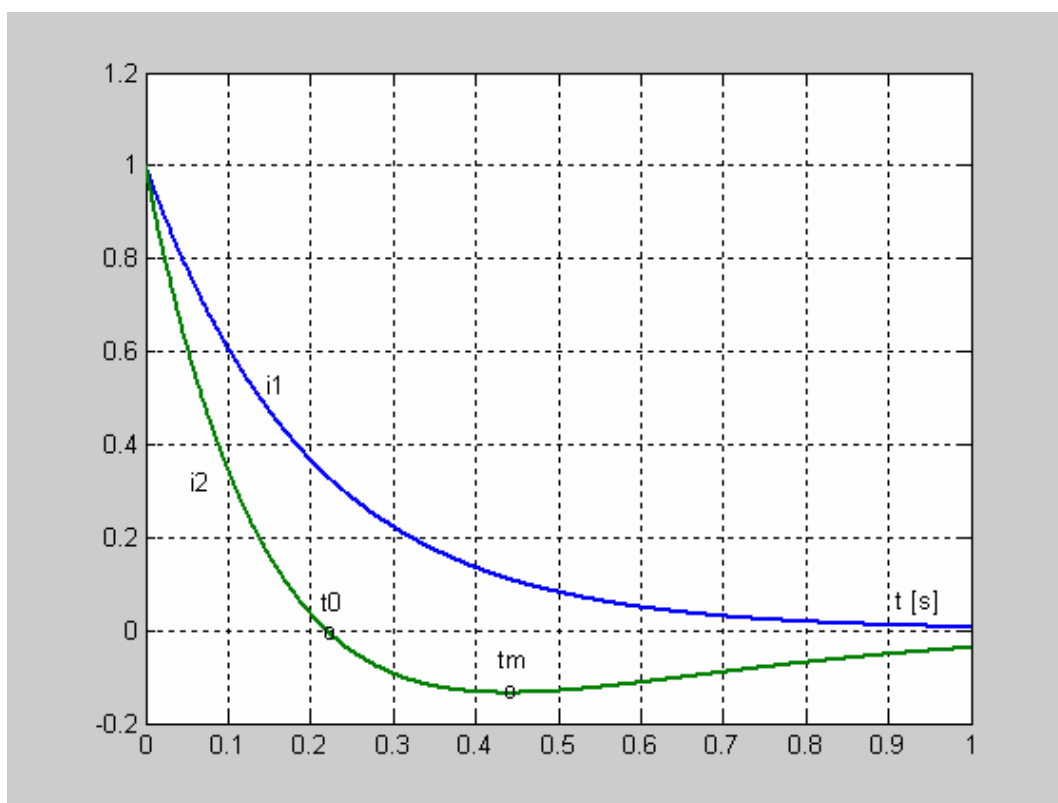
$$T' = \frac{L_\mu + L_2}{R_2}.$$

b. Първичният ток е една експонента:

$$i_1(t) = i_{1m} \cdot \exp\left(-\frac{t}{T_a}\right),$$

$$i_2(t) = i_{1m} \cdot \frac{w_1}{w_2} \cdot \frac{1}{\frac{1}{T_a} - \frac{1}{T'}} \left(\frac{\exp\left(-\frac{t}{T_a}\right)}{T_a} - \frac{\exp\left(-\frac{t}{T'}\right)}{T'} \right),$$

$$t_m = 2t_0 = \frac{2 \cdot \ln \frac{T'}{T_a}}{\frac{1}{T_a} - \frac{1}{T'}}.$$



Фиг. 3. ТТ при експоненциален първичен ток

$w_1=w_2$; $i_{1m}=1$; $T_a=0.2$ s; $T'=0.242$ s; $R_2=0.96$ Ω ; $L_2=0.0022929$ H; $L_\mu=0.23$ H; $t_0=0.22$ s; $t_m=0.44$ s.

c. Първичният ток е синусоидален.

$$i_1(t) = i_{1m} \cdot \sin(\omega \cdot t),$$

$$i_2(t) = \frac{w_1}{w_2} \cdot \omega \cdot i_{1m} \left(\frac{\sin(\omega \cdot t + \theta)}{\sqrt{\frac{1}{T'^2} + \omega^2}} - \frac{\exp(-\frac{t}{T'})}{T' \left(\frac{1}{T'^2} + \omega^2 \right)} \right),$$

$$\theta = \frac{\pi}{2} - \operatorname{arctg}(\omega \cdot T').$$

d. Първичният ток е сума на косинусоида и експонента.

$$i_1(t) = i_{1m} \cdot \cos(\omega \cdot t) - i_{1a} \cdot \exp\left(\frac{-t}{T_a}\right),$$

$$i_2(t) = i_{1m} \cdot \cos(\omega \cdot t) - i_{1m} \cdot \sqrt{\frac{1 + \omega^2 \cdot T_2^2}{1 + \omega^2 \cdot T'^2}} \cdot \sin(\omega \cdot t + \varphi) +$$

$$+ i_{1m} \cdot \sqrt{\frac{1 + \omega^2 \cdot T_2^2}{1 + \omega^2 \cdot T'^2}} \cdot \sin \varphi \cdot \exp\left(\frac{-t}{T'}\right) -$$

$$- i_{1a} \cdot \frac{T' - T_2}{T' - T_a} \exp\left(\frac{-t}{T_a}\right) +$$

$$+ i_{1a} \cdot \frac{T' - T_2}{T' - T_a} \exp\left(\frac{-t}{T'}\right),$$

$$\varphi = \operatorname{arctg} \frac{1 + \omega^2 \cdot T_2 \cdot T'}{\omega(T' - T_2)}; \quad T' = \frac{L_\mu + L_2}{R_2}, \quad T_2 = \frac{L_2}{R_2}.$$

Резултатът за i_2 е решение на системата:

$$i_1 = i_\mu + i_2,$$

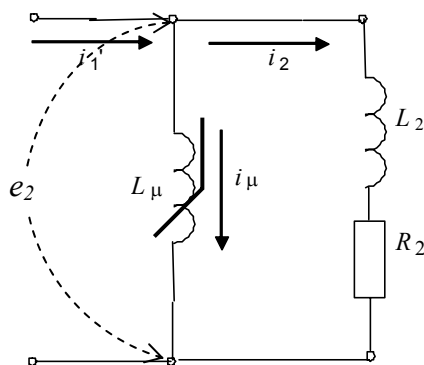
$$L_\mu \cdot \frac{di_\mu}{dt} = R_2 \cdot i_2 + L_2 \cdot \frac{di_2}{dt}.$$

Анализ на случай d:

1. Началните условия са нулеви и съответстват на максимално значение на апериодичната компонента. Това е най-малко вероятният случай, тъй като $\psi_u = 0$ и $u \cong 0$, а пробив на изолацията в такъв случай е рядкост [Федосеев, стр. 92].
2. Резултатът е сума на периодични и апериодични компоненти. Значими са първата и четвъртата компоненти.
3. Наличието на аналитичен израз за крайния резултат прави възможен пълен теоретичен анализ.

4. Нелинеен ТТ в преходен режим

4.1. Еквивалентна схема



Фиг. 4

4.2. Основни уравнения

Нелинейността е в материала на магнитопровода на ТТ. Нелинейност на товара (релетата) не се отчита.

$$\begin{cases} i_1' = i_\mu' + i_2, \\ \frac{d\Psi_2}{dt} = e_2 = R_2 \cdot i_2 + L_2 \frac{di_2}{dt}, \\ \Psi_2(i_\mu). \end{cases}$$

4.3. Апроксимиране на нелинейността

- Апроксимиране с линейна по части функция
- Апроксимиране с функция $H = \sinh(B)$.
- Опростено апроксимиране с прави линии

$$H \cdot l_m = w_1 \cdot i_\mu; \quad i_\mu' = \frac{H \cdot l_m}{w_1} \cdot \frac{w_1}{w_2} = \frac{H \cdot l_m}{w_2},$$

$$\Psi_2 = B \cdot s_m \cdot w_2; \quad \frac{d\Psi_2}{dt} = \frac{dB}{dt} \cdot s_m \cdot w_2.$$

Пример за електротехническата стомана ARMCO M4 T28 (фиг. 6)

TERNI-ARMCO M4T28; H [A/m]; B [T];

A – намагнитваща характеристика

H_{eff}	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10.9	12	13.5	15
B_{max}	0.021	0.056	0.094	0.14	0.18	0.25	0.31	0.40	0.46	0.54	0.6	0.7	0.82	0.92

H_{eff}	20	23.5	30	40	50	100	200	300	1000	2000
B_{max}	1.26	1.35	1.56	1.63	1.665	1.74	1.785	1.81	1.91	2.0

C – права, която апроксимира областта на насищане

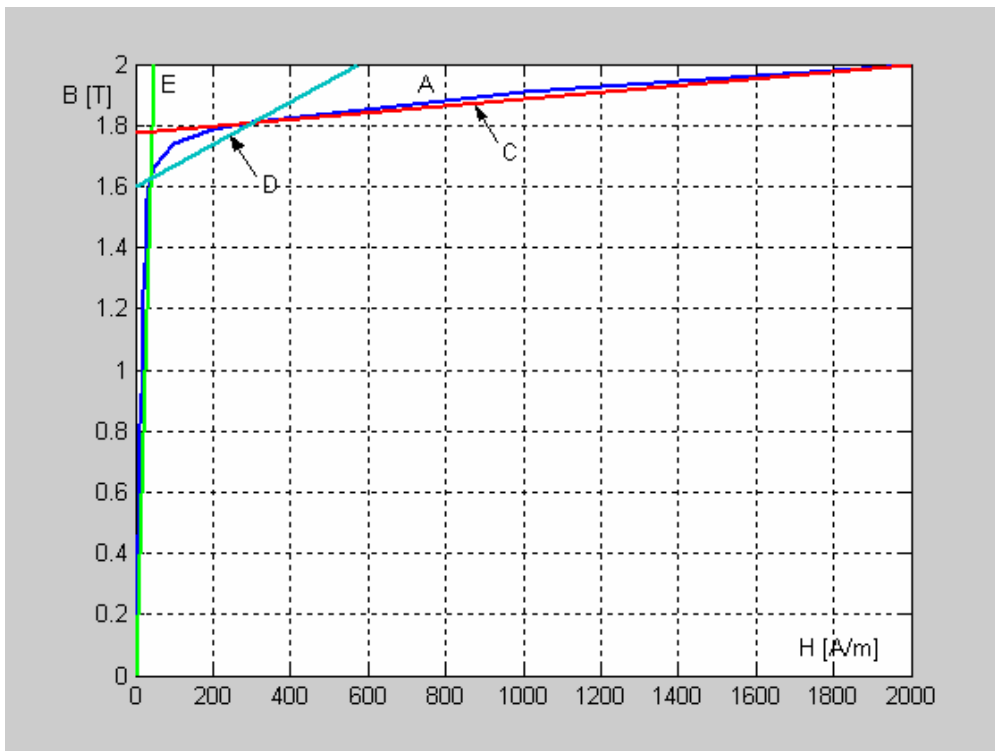
$$H_{\text{eff}} = [0; 2000]; B_{\text{max}} = [1.776; 2.000].$$

E – права, която апроксимира линейната област преди насищането

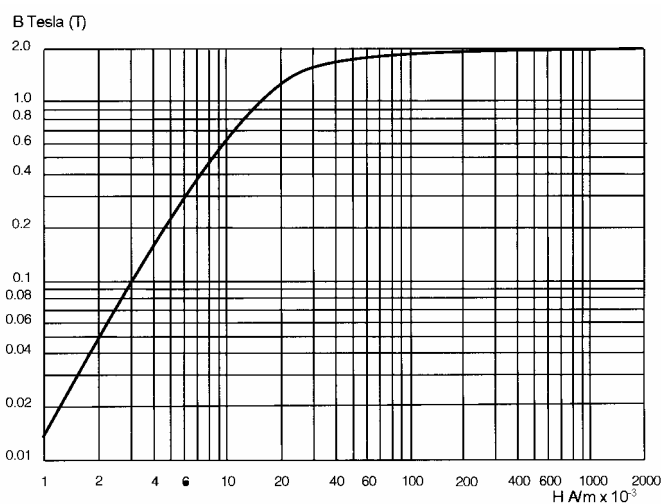
$$H_{\text{eff}} = [0; 49.08]; B_{\text{max}} = [0; 2.00].$$

D – права, която апроксимира коляното преди насищането

$$H_{\text{eff}} = [0; 574.4]; B_{\text{max}} = [1.602; 2.000]$$



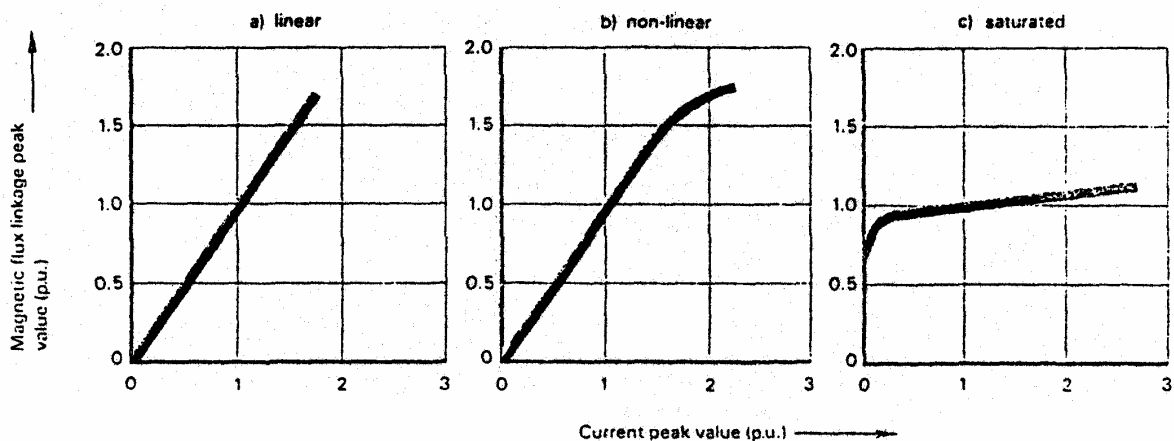
Фиг. 5. TERNI-ARMCO M4T28 -апроксимации



*Magnetization curves for cold-rolled silicon-iron
used in the protection cores.*

Фиг. 6. TERNI-ARMCO M4T28

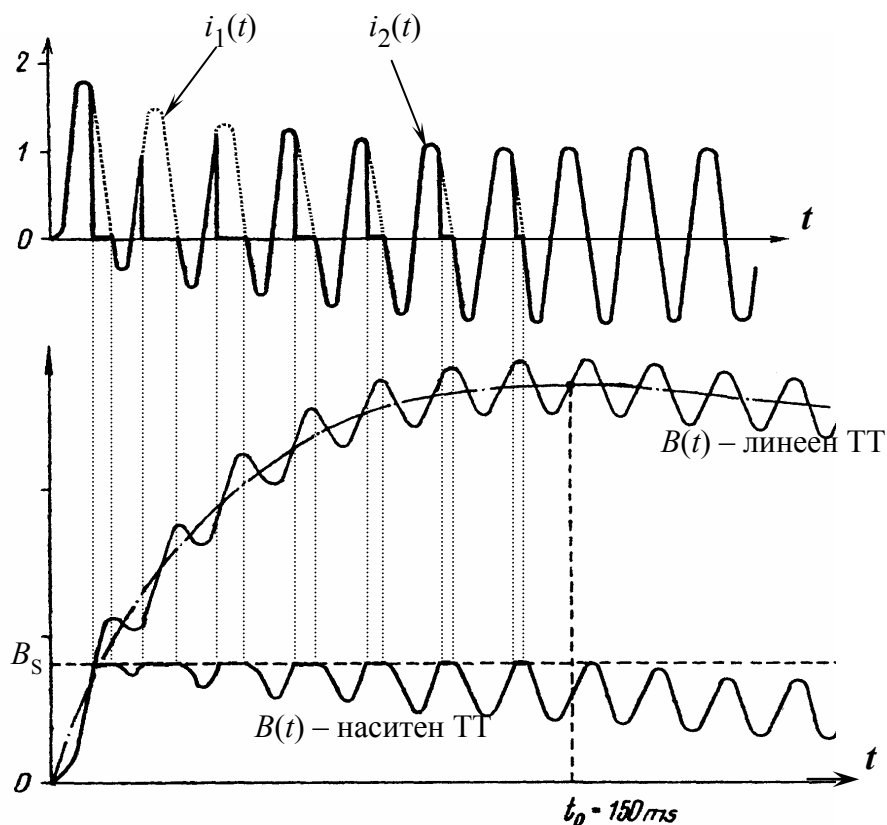
289 (2) © IEC Reactors



Types of magnetic characteristic for shunt reactors (examples).

Фиг. 7. а) – линеен ТТ; б) – нелинеен ТТ; в) – ТТ с насищане

4.4. Проследяване на процеса на намагнитване при насищане и правоъгълен хистерезисен цикъл



Работа на токов трансформатор в преходен режим

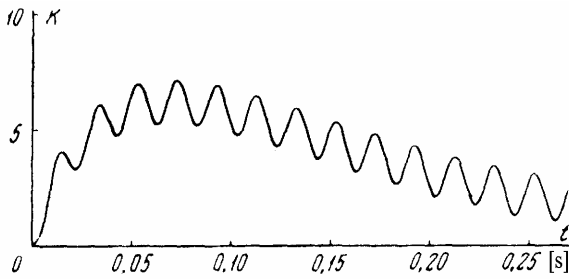
Фиг. 8.

5. Избор на ТТ по условията на преходния режим

$$m_{10t} = \frac{m_{10}}{k \cdot k_r \cdot k_{\text{товар}}}$$

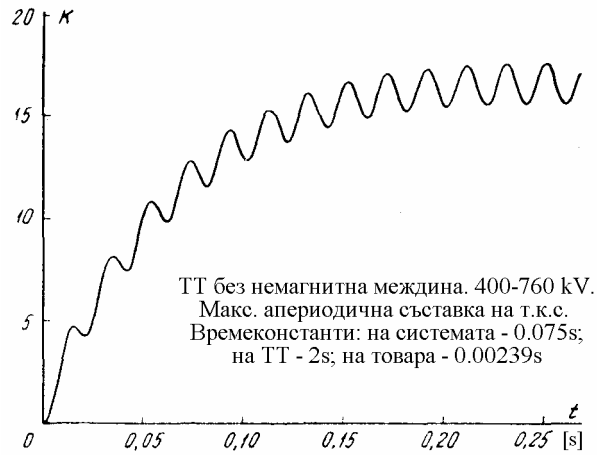
k – от графики;

$$k = \frac{\text{Теоретична стойност на } V \text{ в преходния режим}}{\text{Максимална стойност на } V \text{ в установения режим}}$$



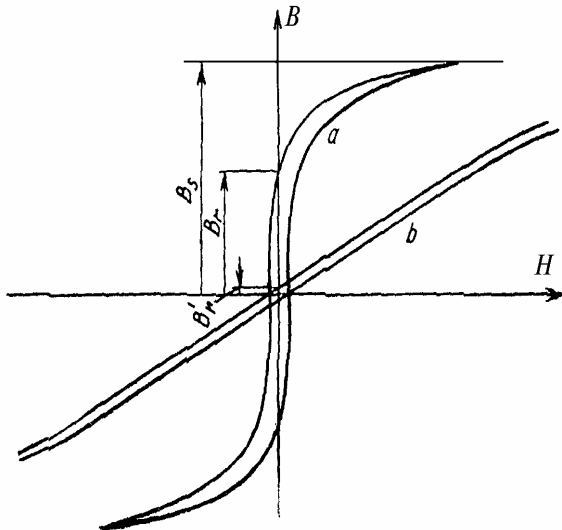
ТТ с въздушна междина, напрежение 72,5-300kV.
Максимална апериодична съставка на тока на к.с.
Времекостанти: на системата - 0,045s; на ТТ - 0,12s;
на товара - 0,00239s

Фиг. 9



ТТ без немагнитна междина, 400-760 kV.
Макс. апериодична съставка на т.к.с.
Времекостанти: на системата - 0,075s;
на ТТ - 2s; на товара - 0,00239s

Фиг. 10



Хистерезисни цикли на магнитопровод на ТТ
а) Магнитопровод без въздушна междина;
б) Магнитопровод с въздушна междина

Фиг. 11

$$k_r = \frac{B_s}{B_s - B_r};$$

$k_r=1$ – за магнитопровод с въздушна междина;

$k_r=2\div3$ – за магнитопровод без въздушна междина;

Влияние на характера на товара

$k_{\text{товар}}=2$ индуктивен товар на ТТ

$k_{\text{товар}}=1+\omega T_a$ активен товар на ТТ

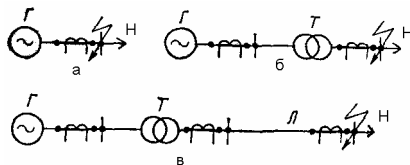
$k_{\text{товар}}=1+\omega T_a \cos\varphi_2 + \sin\varphi_2$ активно-индуктивен товар на ТТ

Приложение 1

Приложение 1 е по книгата на Борис Сергеевич Стогний „Анализ и расчет переходных режимов работы трансформаторов тока”, Наукова думка, Киев, 1972

Преходен първичен ток при авария в проста електрическа верига

Приемат се като възможни три случая на проста електрическа верига, включваща синхронен генератор (фиг. П1.1). Точното аналитично описание на процесите при внезапно к.с. е сложно и трудоемко. Правят се редица опростявания.



Фиг. П1.1

1. Уравнения за преходния първичен ток на т.к.с. с отчитане на преходния процес на синхронен генератор

По-общо решение на уравнението на синхронната машина се получава при предположение, че роторът е явнополюсен и има надлъжна и напречна депферни намотки. В този случай и при предположение, че генераторът има автоматично регулиране на напрежението, предварително зададено натоварване и к.с., отговарящо на схемата от фиг. П1.1а пълният израз за тока в първичната намотка на токовият трансформатор може да се представи с изрази:

$$\begin{aligned}
 (1) \quad i_1 = & i_{dm} \cdot \cos(\omega \cdot t + \psi_u) + \\
 & + (i_{dm\Pi} - i_{dm}) \cdot F(t) \cdot \cos(\omega \cdot t + \psi_u) + \\
 & + (i_{dm \text{ нач.}}'' - i_{dm \text{ нач.}}') \cdot \exp\left(\frac{-t}{T_d''}\right) \cdot \cos(\omega \cdot t + \psi_u) + \\
 & + (i_{dm \text{ нач.}}' - i_{dm \text{ нач.}}'') \cdot \exp\left(\frac{-t}{T_d'}\right) \cdot \cos(\omega \cdot t + \psi_u) - \\
 & - i_{qm \text{ нач.}}'' \cdot \exp\left(\frac{-t}{T_q''}\right) \cdot \sin(\omega \cdot t + \psi_u) - \\
 & - (i_{da} + i_{qa}) \exp\left(\frac{-t}{T_a}\right) - \\
 & - i_{dm(2) \text{ нач.}} \cdot \exp\left(\frac{-t}{T_a}\right) \cdot \cos(2 \cdot \omega \cdot t + \psi_u) + \\
 & + i_{qm(2) \text{ нач.}} \cdot \exp\left(\frac{-t}{T_a}\right) \cdot \sin(2 \cdot \omega \cdot t + \psi_u).
 \end{aligned}$$

където:

$i''_{dm, нач}$, $i'_{dm, нач}$ и $i''_{qm, нач}$ са началните стойности (в момента $t=0$) на амплитудите съответно на надлъжния свръхпреходен, преходния и напречния свръхпреходен токове на к.с. със синхронна честота,

$$i''_{dm, нач} = \frac{e''_{qm, нач}}{x''_d}; \quad i'_{dm, нач} = \frac{e'_{qm, нач}}{x'_d}; \quad i''_{qm, нач} = \frac{e''_{dm, нач}}{x''_q};$$

$i_{dm\Pi}$ – амплитуда на установения т.к.с. при пределно възбуждане на генератор с АРВ;

i_{dm} – амплитуда на установения надлъжен т.к.с. със синхронна честота,

$$i_{dm} = \frac{e_{qm}}{x_d};$$

$F(t)$ – функция, която определя закона за нарастване във времето на синхронния ток в резултат на форсирането на възбуждането;

i_{da} , i_{qa} – начални стойности на надлъжната и напречната съставки на аperiодичния свободен т.к.с.,

$$i_{da} = \frac{u_{qm, пред}(x''_q + x''_d)}{2 \cdot x''_d \cdot x''_q} \cos \Psi_u; \quad i_{qa} = \frac{u_{dm, пред}(x''_q + x''_d)}{2 \cdot x''_d \cdot x''_q} \cos \Psi_u;$$

$i_{dm(2) нач}$, $i_{qm(2) нач}$ – начална стойност на надлъжната и напречната съставки на периодичния свободен ток с двойна честота,

$$i_{dm(2) нач} = \frac{u_{qm, пред}(x''_q - x''_d)}{2 \cdot x''_d \cdot x''_q}; \quad i_{qm(2) нач} = \frac{u_{dm, пред}(x''_q - x''_d)}{2 \cdot x''_d \cdot x''_q};$$

$u_{md, пред}$, $u_{mq, пред}$, $i_{md, пред}$, $i_{mq, пред}$ – съответно надлъжните и напречните напрежения и токове до момента на нарушаване на режима;

e_{qm} – амплитуда на установеното напречно синхронно е.д.н.

Останалите величини в горните уравнения са параметри на генераторите и са описани в табл. П1.1, където са показани и примерни стойности за руски генератори.

Горните формули могат да се приложат и за схемите б) и в) от фиг. П1.1. Необходимо е към реактивното съпротивление на машината да се добавят и външните съпротивления x до съответното място на к.с. Под напреженията $u_{md, пред}$ и $u_{mq, пред}$ ще се разбират съответните предшествващи напрежения в мястото на повредата.

Табл. П.1

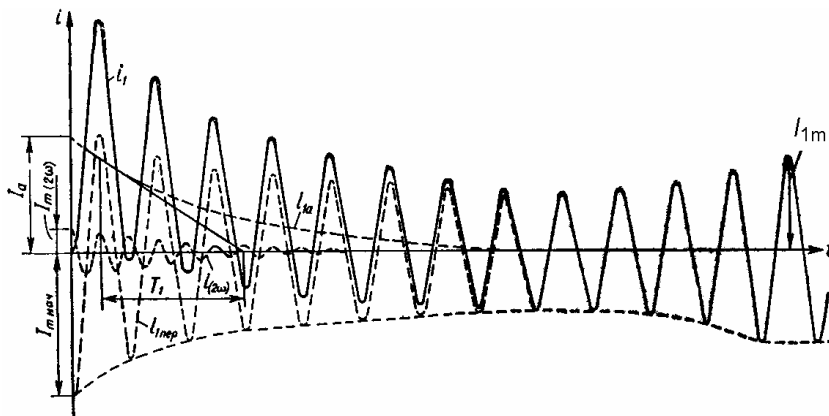
Наименование параметров	Турбогенератор	Гидрогенератор	
		с демпферными обмотками	без демпферных обмоток
Сверхпереходное продольное реактивное сопротивление, x_d'' , отн. ед.	0,125	0,20	0,27
Сверхпереходное поперечное реактивное сопротивление, x_q'' , отн. ед.	0,175	0,30	0,65
Переходное продольное реактивное сопротивление, x_d' , отн. ед.	0,21	0,30	0,30
Переходное поперечное реактивное сопротивление, x_q' , отн. ед.	1,72	0,65	0,65
Синхронное продольное реактивное сопротивление, x_d , отн. ед.	1,72	1,00	1,00
Синхронное поперечное реактивное сопротивление, x_q , отн. ед.	1,72	0,65	0,65
Постоянная времени затухания свободных сверхпереходных токов, $T_d'' \approx T_q''$, сек	0,11	0,05	0,05
Постоянная времени затухания свободных переходных токов, T_d' , сек	0,85	1,50	1,50
Постоянная времени затухания свободных апериодических токов генераторов мощностью 10 Mva и более, T_a , сек	0,10	0,16	0,30
Постоянная времени возрастания тока возбуждения машины от форсировки возбуждения, T_e , сек:			
для генераторов с АРН	0,57	0,57	0,57
для генераторов без АРН	∞	∞	∞
Постоянная времени обмотки возбуждения при разомкнутом статоре, T_0 , сек	7,00	5,00	5,00
Ток возбуждения при номинальной нагрузке, $i_{*в}$, отн. ед.	2,26	1,80	1,80
Предельный ток возбуждения, $i_{*в}$ пред. отн. ед.	3,96	3,15	3,15

2. Опростяване на уравнението за преходния т.к.с.

Различието в големината на началните стойности на свръхпереходните токове пресметнати със и без отчитане на най-голямото практически възможно различие на свръхпереходните реактивни съпротивления по надлъжната и напречната оси не превишава $\pm 5\%$. Различието на началните стойности на преходните и установените токове по тази причина е още по-малко. Затова при оценка на работата на ТТ периодичната съставка на тока с промишлена честота, апериодичната и свободната периодична съставка с двойна честота няма да бъдат разделяни на съставки по надлъжната и напречната оси.

При тези условия изразът (1) ще добие вида:

$$\begin{aligned}
(2) \quad i_1 = & i_{1m} \cdot \cos(\omega \cdot t + \psi_u) + \\
& + (i_{dm\Pi} - i_{1m}) \cdot F(t) \cdot \cos(\omega \cdot t + \psi_u) + \\
& + (i_{1m \text{ нач.}}'' - i_{1m \text{ нач.}}') \cdot \exp\left(\frac{-t}{T_1''}\right) \cdot \cos(\omega \cdot t + \psi_u) + \\
& + (i_{1m \text{ нач.}}' - i_{1m \text{ нач.}}) \cdot \exp\left(\frac{-t}{T_1'}\right) \cdot \cos(\omega \cdot t + \psi_u) - \\
& - i_{1a} \cdot \exp\left(\frac{-t}{T_1}\right) - \\
& - i_{1m(2) \text{ нач.}} \cdot \exp\left(\frac{-t}{T_1}\right) \cdot \cos(2 \cdot \omega \cdot t + \psi_u).
\end{aligned}$$



Фиг. П1.2

На фиг. П1.2 е представена кривата на първичния ток, изменящ се по израза (2) при внезапно к.с. на машина с демпферни намотки.

Съставката с двойна честота се дължат също на разликите в свръхпреходните реактивни съпротивления. Обаче началната стойност на нейната амплитуда може да достигне при к.с. на клемите на турбогенератор 15%, на хидрогенератор с демпферни намотки – 20% и без демпферни намотки – 30% от амплитудната стойност на периодичната съставка с промишлена честота. Затова, когато ТТ захранва защита, реагираща на висши хармоници в първичния ток, е необходимо те да се отчитат. Ефективната стойност на периодичния ток нараства при наслагване на хармониците, съставляващи 30%, не повече от 5%. Затова в болшинството практически случай, когато защитата реагира на пълната стойност на тока съставката с двойна честота може да не се отчита. Също така увеличаването на отдалечеността на к.с. води до намаляване на относителната големина на втория хармоник и неговата начална стойност може да стане по-малка от 5% от началната стойност на периодичната съставка с основна честота.

Може да се прецени и участието на АРВ. Електромеханичните регулатори се намесват 0.2 до 0.3s след к.с. Ако ТТ работи съвместно с бързодействащи защиты, влиянието на форсировката на възбуждането също може да се пренебрегне и изразът за първичния ток на ТТ да се запише в следния вид:

$$(3) \quad i_1 = i_{1m} \cdot \cos(\omega \cdot t + \psi_u) + \\ + (i_{1m.нач}'' - i_{1m.нач}') \cdot e^{-\frac{t}{T_1''}} \cdot \cos(\omega \cdot t + \psi_u) + \\ + (i_{1m.нач}'' - i_{1m.нач}') \cdot e^{-\frac{t}{T_1''}} \cdot \cos(\omega \cdot t + \psi_u) + \\ + i_{1a} \cdot e^{-\frac{t}{T_1}}.$$

Друго приемливо опростяване е пренебрегването на свръхпреходните и преходните съставки и на времеконстантите, свързани с тях:

$$(4) \quad i_1 = i_{1m} \cdot \sin(\omega \cdot t + \psi_u + \varphi_k) - i_{1a} \cdot \sin(\psi_u + \varphi_k) \cdot \exp\left(\frac{-t}{T_a}\right).$$

Ако се приеме като най-тежък вариант съотношението

$$i_{1m} = i_{1a}; \quad \psi_u + \varphi_k = 90^\circ,$$

то изразът става

$$(5) \quad i_1 = i_{1m} \cdot \left(\cos(\omega \cdot t) - \exp\left(\frac{-t}{T_a}\right) \right).$$

Този израз се използва за оценка на работата на ядрата за защита на ТТ в преходен режим. По сложните изрази не намират практическо приложение даже и при наличие на добра изчислителна техника.

12С. Алтернативни методи за преобразуване на тока във високоволтовите уредби

1. Трудности с конвенционалните измервателни трансформатори

Конвенционалните токови и напреженови трансформатори имат следните недостатъци:

- a) Тяхното проектиране е съобразено с електромеханичните релета. Голямата изходна мощност, изисквана от тези защити налага големи физически размери на ИТ и като резултат – висока цена.
- b) За да се постигнат изискванията за клас на точност и надеждност на измервателната система, трябва да се обърне специално внимание на връзката между ИТ и релетата.
- c) Прилагането на ТТ и НТ едновременно за защита и за измерване води до много широк динамичен диапазон на електрическите сигнали. Насищането на магнитопроводите ограничава динамичния обхват на конвенционалните ИТ. Поради това различни сърцевини на ТТ и различни намотки на НТ се използват за различни приложения във вторичните вериги. По конкретно системите за измерване (вкл. електромерите) и защитите се захранват разделно.
- d) Насищането на магнитопроводите на ТТ се случва при високите нива на т. к. с. и води до изкривяване на измервания токов сигнал. Необходими са сложни и скъпи електронни устройства, за да може да се възстанови изходната форма на сигнала и да се достигне правилно действие на релейната и измервателните системи.
- e) Високи пренапрежения, причинени от ферорезонанс при нелинейни ИТ създава опасност за устройствата в близките подстанции и за самите ИТ. Въпреки че този ефект е добре познат е трудно да се преодолее комплексно. Налагат се нови изследвания и математическо моделиране, за да се обхванат всички неизвестни явления и да се усъвършенстват стандартите за производство и правилата за проектиране.
- f) Поради сложната си диелектрическа структура НТ представляват слаба точка в изолацията на преносната система. Това налага допълнителни усилия в производството на НТ.

2. Алтернативни методи за преобразуване

Като се отчитат трудностите при използване на конвенционалните ИТ и като се разчита на въвеждане на цифрови устройства за защита и управление от дълго време се развиват и изпробват в реалните устройства на експлоатацията алтернативни преобразователни измервателни устройства.

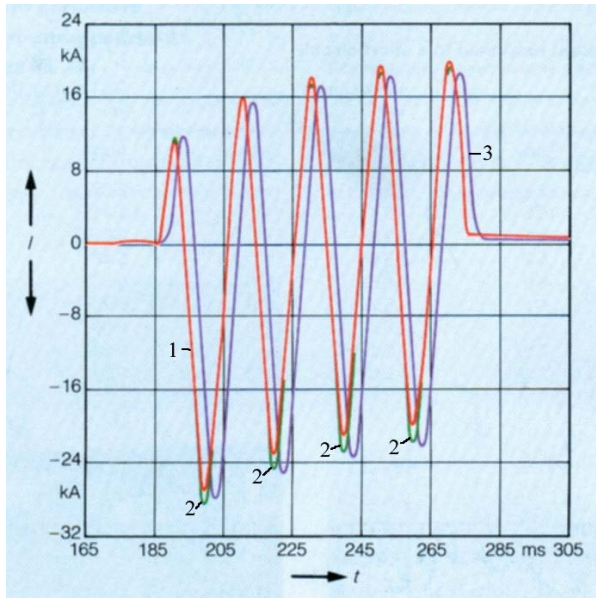
Преобразователните измервателни устройства могат да се разделят на три групи: конвенционални, полуконвенционални и оптико-електронни.

Конвенционални преобразователи са електромагнитните токови и напреженови трансформатори. По специално място заемат ТТ с немагнитна междина тип TPY и TPZ.

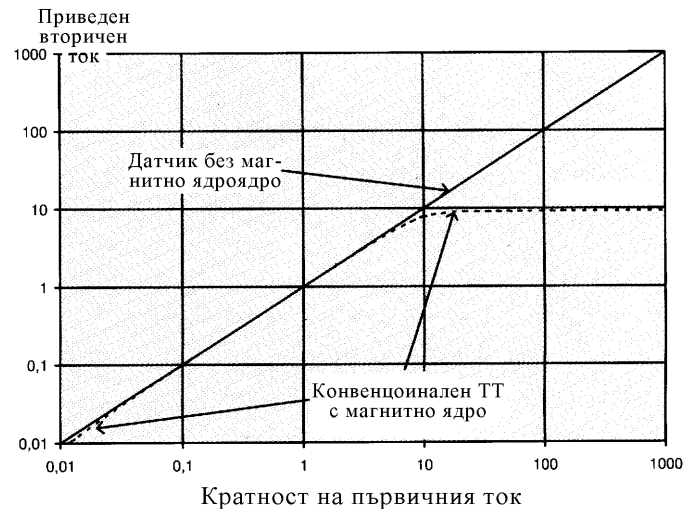
Полуконвенционални преобразователи са базирани на конвенционална електромагнитна измервателна техника, но със значително редуцирана изходяща мощност в сравнение с днешните ТТ и НТ.

Използват се: пояс на Роговски при токовете и КНТ при напрежителните вериги. Преобразуването става линейно на страната на ВН, а информацията се предава на земята по оптически път.

Оптико-електронните преобразователи са базирани на други видове физически ефекти, обикновено с оптическа природа. При токовото преобразуване се използва *ефекта на Фарадей* (магнито-оптични токови преобразователи), а при напрежителните - *ефекта на Покекс* (електро-оптични напрежителни преобразователи).



Фиг. 1

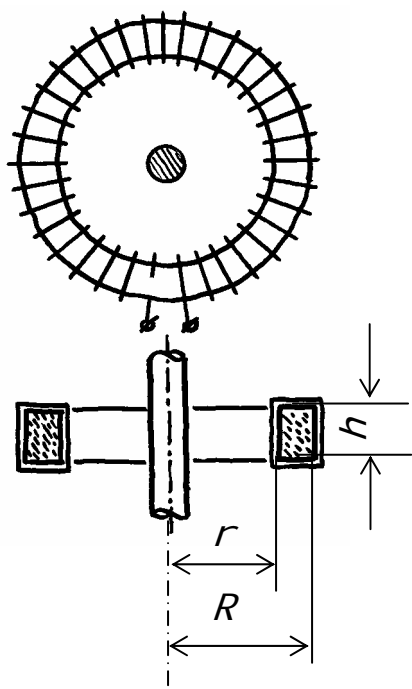


Фиг. 2

За фиг. 1: 1 (червено) – конвенционален ТТ;
 2 (зелено) – пасивен оптичен преобразовател, ефект на Фарадей;
 3 (лилаво) – активен оптичен преобразовател с пояс на Роговски.

3. Полуконвенционални преобразователи

3.1. Токов преобразовател - пояс на Роговски



$$M = \frac{\mu_0}{2\pi} w_1 \cdot w_2 \cdot h \cdot \ln \frac{R}{r}$$

$$u = M \frac{di_1}{dt}$$

$$\mu_0 = 4\pi 10^{-7} \frac{\text{H}}{\text{m}}; w_1 = 1; w_2 = 1000;$$

$$h = 0.03 \text{ m}; R = 0.11 \text{ m}; r = 0.09 \text{ m}$$

$$u = 0.4 \frac{\text{mV}}{\text{A}}$$

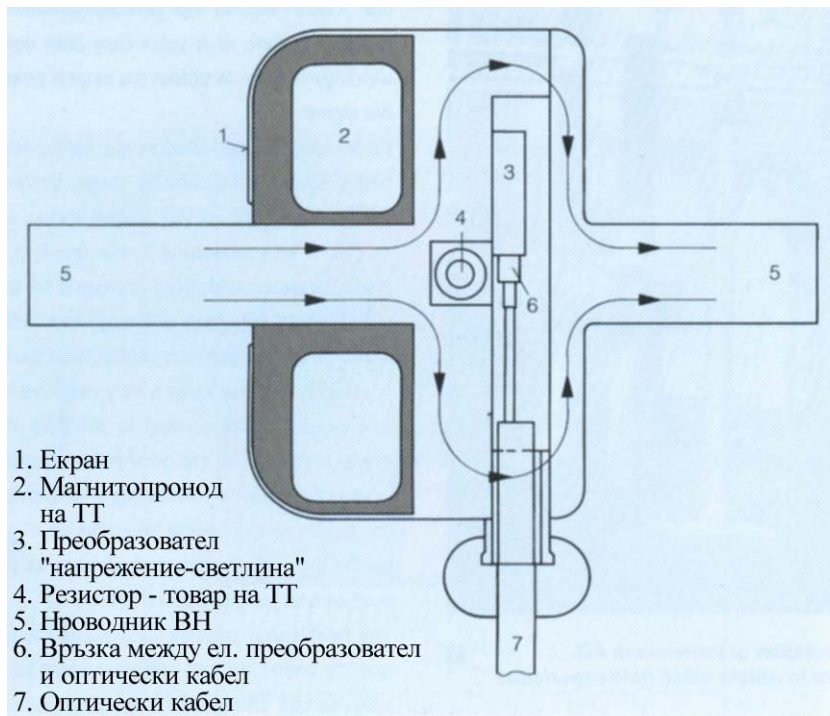
Фиг. 3. Пояс на Роговски

Известен е още като магнитен потенциалометър. Той представлява бобина с относително голяма дължина и малко сечение. Проводникът се навива равномерно върху основа от гъвкав изолационен материал. Освен гъвкави в практиката има и твърди потенциалометри с праволинейна или дъгообразна форма. Поясът на Роговски се използва за измерване на магнитни потенциални разлики. Свит в кръг около проводник той играе роля на токов трансформатор с немагнитен магнитопровод (фиг. 3).

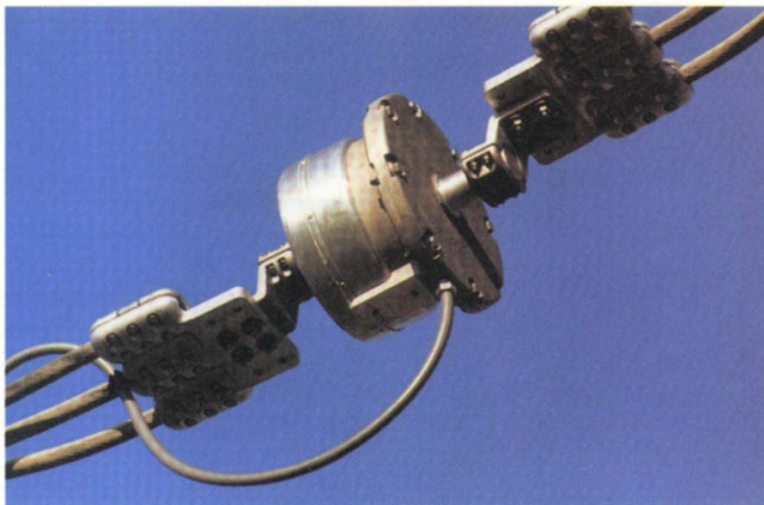


Фиг. 4. Сравнение на конструкцията между конвенционален ТТ за средно напрежение и пояс на Роговски

3.2. Преобразовател с ТТ с магнитопровод и оптичен кабел



а) Разрез на преобразовател с ТТ с магнитопровод и оптичен кабел

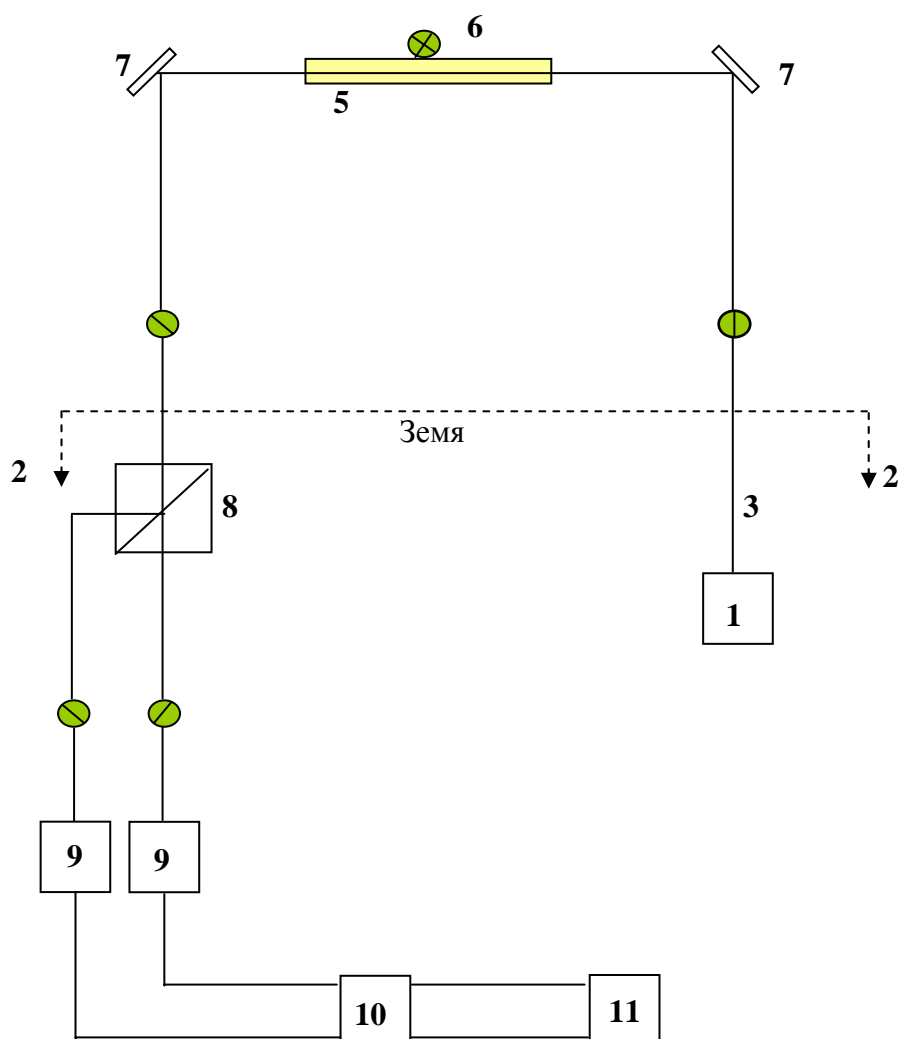


б) Външен вид на преобразовател с ТТ с магнитопровод и оптичен кабел

Фиг. 5.

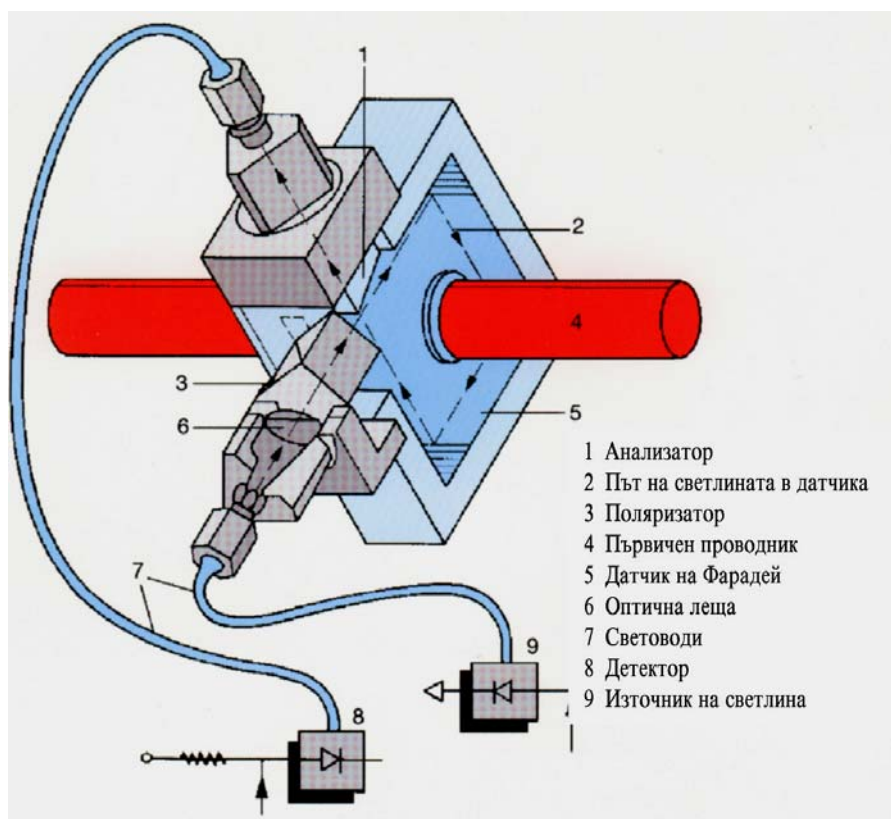
4. Оптико-електронни токови преобразователи

Оптико-електронните датчици на ток с източник на излъчване на нисък потенциал (фиг. 6) съдържат източник на излъчване **1** (лазер), разположен на нисък потенциал **2**, който с помощта на подпорния изолатор или световод **3** се предава на високия потенциал и чрез система огледала **7** се насочва в оптическа пръчка (стержен) **5**, поставена около проводника на електропровода **6**. В зависимост от амплитудата на електромагнитното поле около проводника, под влияние на ефекта на Фарадей, се осъществява завъртане на равнината на поляризация на светлинния лъч. Със система от огледала **7** светлинният лъч се връща на потенциала на земята **2** и се преобразува с помощта на призмата на Глен-Томсън **8** в две съставки с взаимно перпендикулярни равнини на поляризация. Два фотоприемника **9** преобразуват светлината в електрически сигнал и през диференциалния усилвател **10** захранват измервателната система **11**.



Фиг. 6. Оптико-електронен датчик на ток с източник на излъчване на нисък потенциал, използващ ефекта на Фарадей

Предимство на системата с нисък потенциал на източника на светлина е липсата на активни елементи на страната на високото напрежение ВН. Това облекчава изолацията и заземяването на източника на излъчване на светлина.



Фиг. 7. Устройство на оптичен преобразовател, използващ ефекта на Фарадей

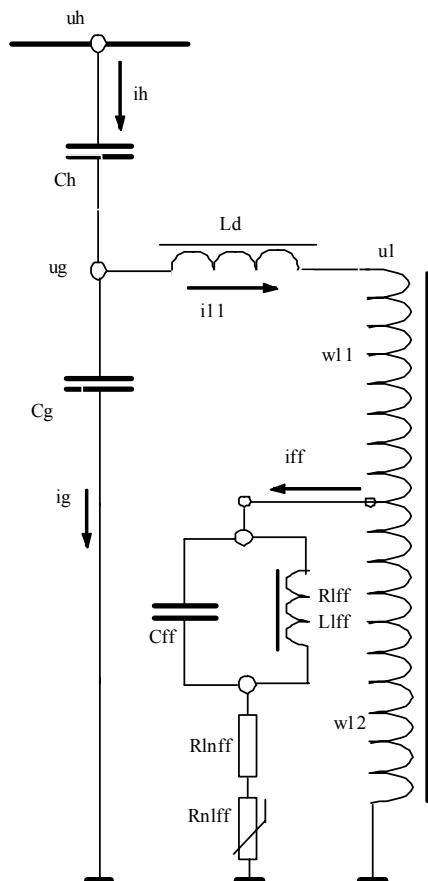
5. Съгласуване на неконвенционалните датчици за ток с устройствата за релейна защита и автоматизация

Директното свързване на конвенционалните устройства за РЗА със значителна консумирана мощност и неконвенционалните датчици за ток с малка изходна мощност е невъзможно без сложни и скъпи усилватели. Решението е положително при електронните и особено при цифровите защиты. И при тях е необходимо съгласуване на веригите и на свързващите проводници и оптичните кабели.

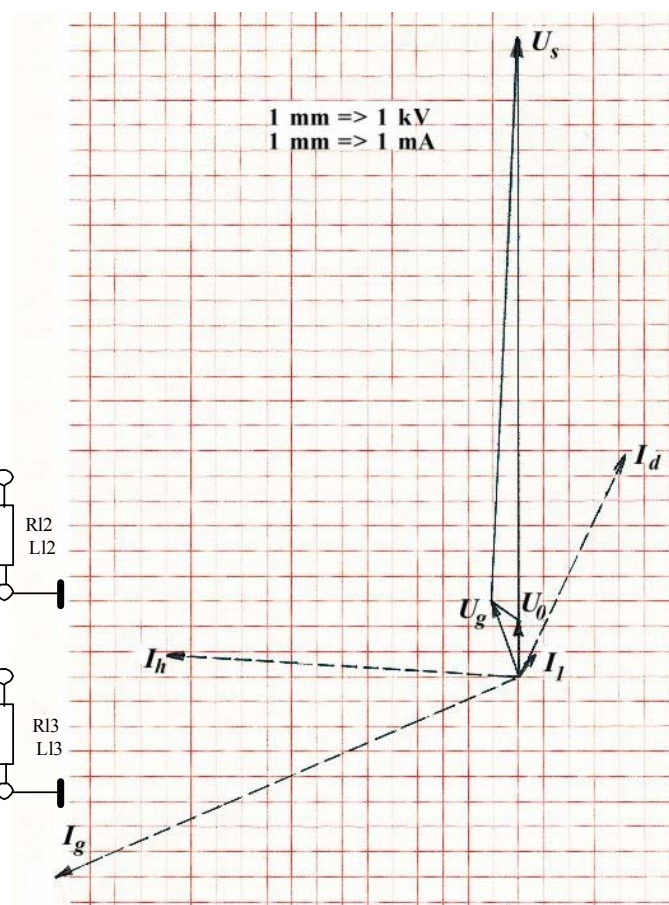
12D. Капацитивни напрежени трансформатори

1. Устройство, принцип на действие, векторна диаграма

Типичен представител на полуконвенционалните напрежителни преобразователи е капацитивният напрежен трансформатор КНТ (фиг. 1 и фиг. 2).

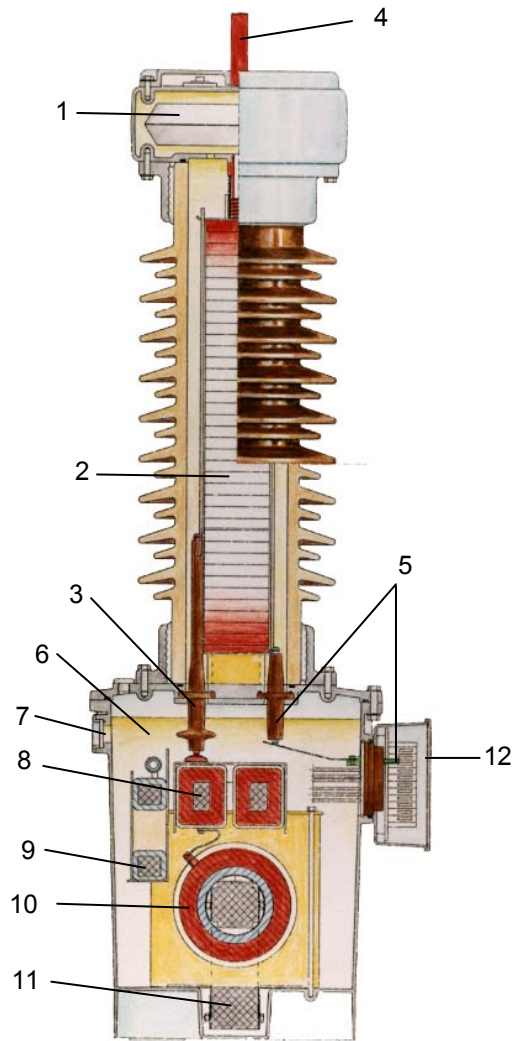


Фиг.1. Схема на свързване



Фиг. 2. Векторна диаграма

Кондензаторите C_h и C_g реализират капацитивен делител и в междинната точка напрежението става $20/\sqrt{3}$ kV. Кондензаторът C_g има един и същи капацитет за всички първични напрежения (110, 220, 400 и 750 kV), а кондензаторът C_h се прави на степени за всички номинални напрежения. Енергийната система се представя с импеданса Z_s . В междинната точка на делителя с напрежение $20/\sqrt{3}$ kV се включва един електромагнитен напрежителен трансформатор ЕМНТ с първична намотка w_1 и няколко вторични намотки - за измерване w_2 , за защита w_3 и за схема "отворен триъгълник". Дроселът R_d , L_d е линеен и се използва за компенсиране на ъгловата разлика между захранващото напрежение U_s (uh) и вторичните напрежения. Филтърът L_f , C_f (ферорезонансен филтър) е настроен в резонанс за 50 Hz и в установен режим няма никакво влияние върху схемата. В преходния режим на к.с. този филтър предпазва от появата на субхармонични колебания във вторичния сигнал. Освен ферорезонансният филтър, показан на фиг. 1 като решение на фирмата Passoni & Villa, се прилагат и други варианти, например увеличен активен товар на една от намотките (Русия) или филтър, включен към допълнителна или към някоя от съществуващите вторични намотки (АББ).



Фиг. 3. Конструкция на кондензаторен напрежен трансформатор КНТ

За КНТ означенията са:

- 1 – разширителна система;
- 2 – елементи на кондензаторите;
- 3 – междинна точка на кондензаторния делител;
- 4 – клемма за първичното напрежение;
- 5 – извод за ниския потенциал на кондензаторния делител, който се използва и за връзка с високата честота;
- 6 – газова възглавница;
- 7 – прозорче за нивото на маслото;
- 8 – компенсиращ дросел;
- 9 – верига за потискане на ферорезонанса;
- 10 – първична и вторична намотки на ЕМНТ;
- 11 – магнитопровод на ЕМНТ;
- 12 – табло с изводи.

2. Технологични особености при КНТ

А. Отклонение на капацитета на кондензаторите при промяна на околната температура

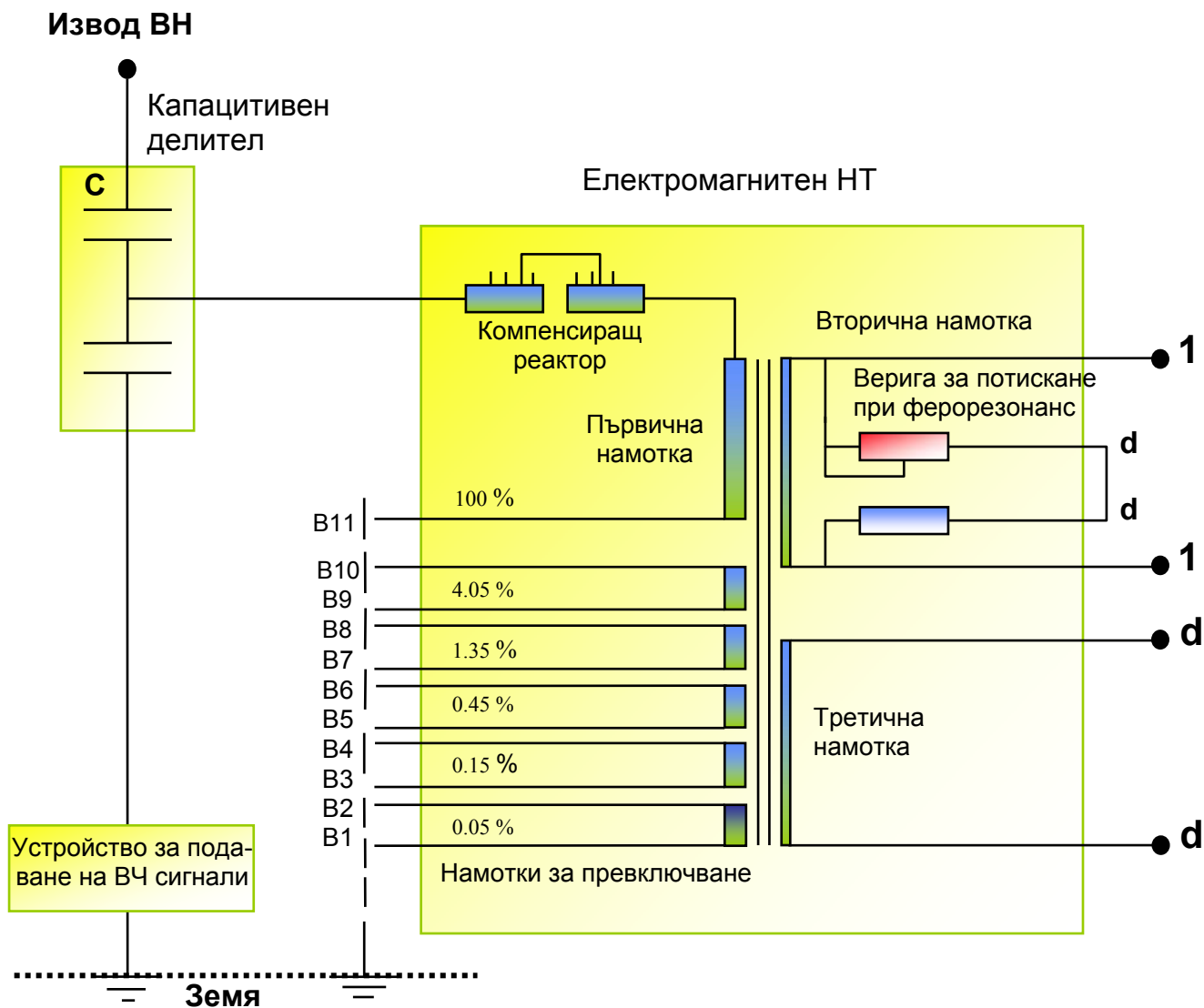


Фиг. 4

Реално влиянието е незначително, защото фирмите-производителки на високоволтови кондензатори за измервателни цели полагат сериозни усилия и имат значителни постижения в правенето на устойчиви елементи. На фиг. 4 е показано качествено влиянието на температурата върху промяната на капацитета. Използват се изолационни материали с различен по знак температурен коефициент на съпротивлението.

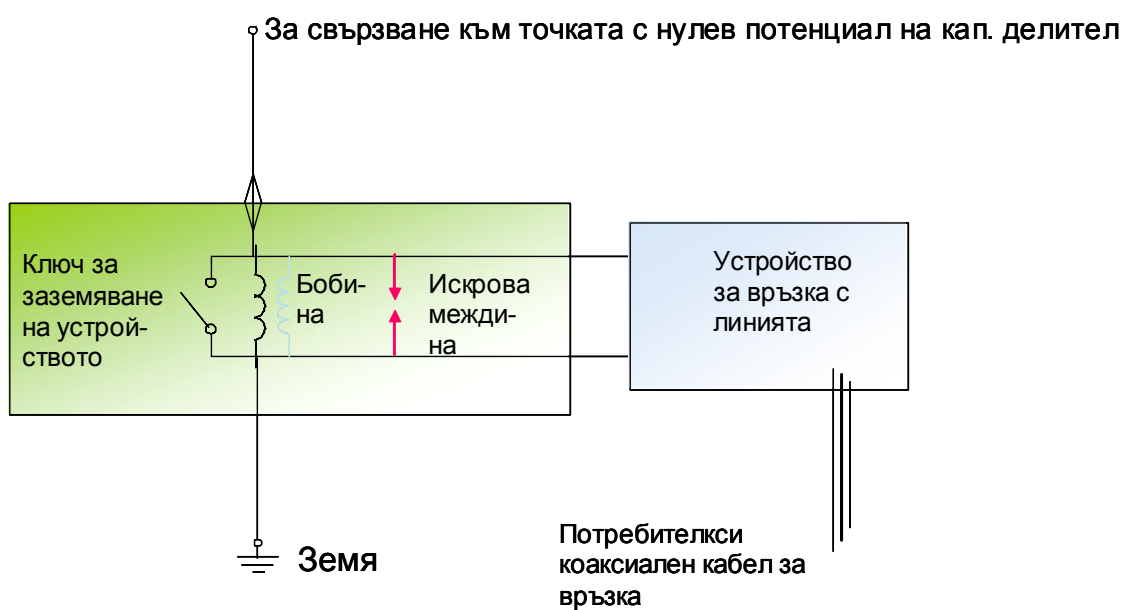
В. Производствен толеранс в големината на капацитета на кондензаторите

Преодолява се като трансформаторът и компенсиращият реактор се изпълняват с множество изводи на намотките, така че реалната схема добива вида от фиг. 5.



Фиг. 5. Електрическа схема с отклонение на намотките на АББ КНТ

С. Възможност за използване на КНТ като кондензатор за връзка при високочестотна обработка на електропровода (фиг. 6)



Фиг. 6. Устройство за ВЧ връзка с проводника високо напрежение (PLC equipment - Power Line Carrier equipment)

6. Ферорезонансни явления в КНТ

Възможна е за поява на ферорезонанс. Това налага да се отчита, че феромагнитните индуктивни връзки са нелинейни и да се отчита началната фаза и остатъчната индукция.

Индуктивностите на електромагнитния напрежителен трансформатор (ЕМНТ) в КНТ, заедно с капацитивния делител (Ch и Cg) образуват резонансен контур, който обикновено осцилира на честота под нормалната. Причината е в нелинейния характер на импеданса. Проявява се субхармоник с честота, равна на една трета от номиналната, а ефективната стойност на резултантното изходно напрежение превишава с 25÷50% номиналното (GEC Alsthom). Вземаните мерки против ферорезонанса трябва да се отчитат при избор на нов КНТ. ЕМНТ работи нормално при ниска индукция – 0.4 Т. Против ферорезонанса, като демпфериращ контур, във вторичната страна се включват R-L (ABB), R-L-C (Passoni & Villa) контури или само резистори (Русия)

Стандартите (International Standard: IEC 186; British Standard: BS 3941/BS 7625; Swedish Standard: SEN 270821/23) предвиждат два вида изпитване на ферорезонанс:

- a. 120% от номиналното напрежение; трайно к.с. на вторичната страна (практически нулев товар); бързо отстраняване на к.с. След десетия период на промишлената честота максималната стойност на вторичното напрежение трябва да се е върнала на не повече от 10% от стойността му преди установяване на к.с.
Изпитването трябва да се извърши най-малко 30 пъти при първично напрежение, равно на 120 % от номиналното първично напрежение.

- b. Напрежение, съответстващо на номиналния напрежителен коефициент; к.с. на вторичните изводи (практически нулев товар); бързо отстраняване на к.с. Ферорезонансът не трябва да продължава повече от 2 s.
Изпитването трябва да се проведе 10 пъти при напрежение, съответстващо на напрежителния коефициент.

IEC 186:Чл. 51. Изпитване при ферорезонанс

- c. Изпитването на КНТ трябва да се извърши при свързване на късо на вторичните изводи най-малко за 0.1 s, като к.с. се изключи от защитно устройство (прекъсвач или др. по споразумение между потребителя и конструктора. При липса на споразумение изборът се пада на конструктора). Товар, включен към КНТ след отстраняване на к.с., трябва да бъде само регистриращата апаратура, но не повече от 5 VA. По време на изпитването трябва да се регистрират захранващото напрежение (на страна ВН), вторичното напрежение и токът на к.с.
- d. По време на изпитването напрежението на източника не трябва да се различава с повече от 10 % от напрежението преди к.с. и трябва да остане подчертано синусоидално. Остатъчното напрежение след к.с. на вторичната страна, измерено директно на вторичните изводи на КНТ, трябва да бъде по-ниско от 10 % от напрежението, съществувало между тези изводи преди к.с.

Съществуващото разнообразие на средствата за избягване на ферорезонанса се свежда до различни схеми на реализиране на демпферирането при ферорезонанс и до начина на свързването им. Познати са следните възможности:

- паралелен LC-контур и последователно свързани линеен (Rlnff) и нелинеен (Rlnlff) резистори (фиг. 1, фирма Passoni & Villa), прикачени автотрансформаторно към първичната намотка;
- резистор и индуктивност, свързани последователно и прикачени към една от вторичните намотки (фиг. 6, ABB);
- резистор, свързан като допълнителен товар към една от вторичните намотки (по-стари образци от Русия).

7. Преходни явления в КНТ

Индуктивните напрежителни трансформатори също трябва да бъдат оценявани при преходни напрежения на входа им. Те имат ударен ток при рязко нарастване на напрежението, подобно на силовите. При к.с. в непосредствена

близост до тях енергията не изчезва мигновено и изходното напрежение не съвпада с входното.

Стандартът IEC 1861, чл. 46 изисква, ако се появи к.с. на първичната страна на КНТ при преминаване на напрежението му през нулата, на вторичната страна на КНТ след 20 ms остатъчното напрежение да не превишава 10% от максималната стойност преди к.с.

IEC 186: Чл. 51. Изпитване на преходни характеристики

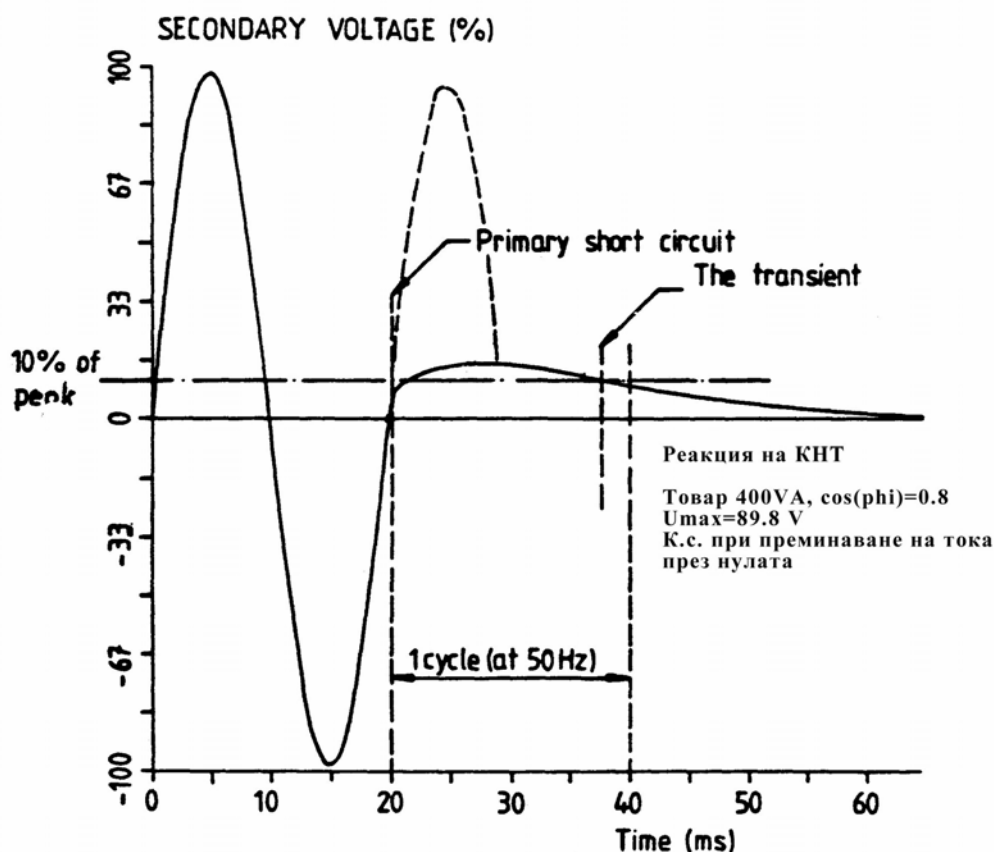
Изпитването за доказване на изискванията по чл. 46 трябва да се извършва при номинално първично напрежение и товар, равен първоначално на 25 % от номиналния, а след това – на 100 % от номиналния.

Използва се:

- сериен товар, представляващ последователна верига от резистор R_s и индуктивност L_s ;
- смесен товар, представляващ последователна верига от резистор R_s и индуктивност L_s и паралелно на тях – резистор R_p .

Изпитването трябва да се извърши или 10 пъти при случайно избрана фаза или два пъти при максималната стойност на първичното напрежение и два пъти при преминаване на напрежението през нулата. В последния случай се допуска отклонение $\pm 20^\circ$ (± 1.1 ms при честота 50 Hz).

Графика на изискването на стандарта



Фиг. 11. Изисквания на стандарта за затихване след к.с.

Литература:

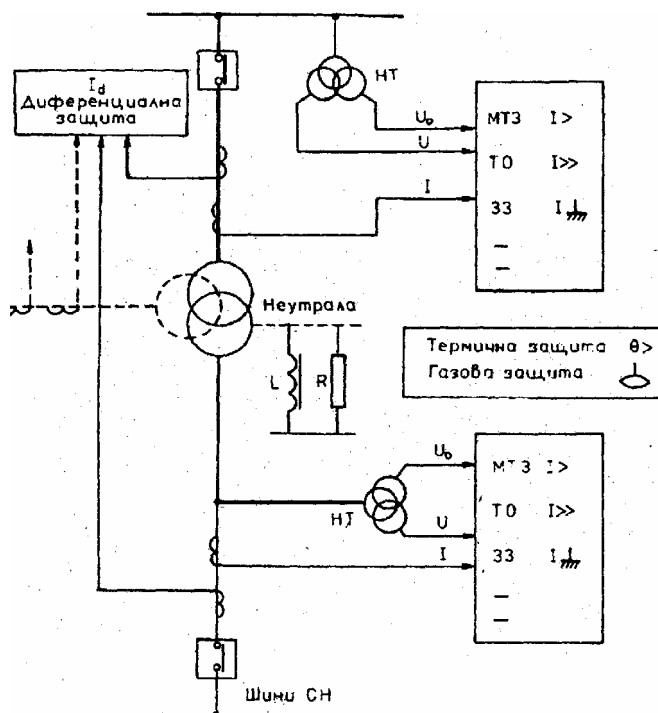
- International standard: IEC 186
- British Standard: BS 9341 / BS 7625
- Swedish Standard: SEN 270821/23

14А. Диференциални защити на силови трансформатори - особености

1. Въведение

Факторите, които определят избора на защитите на силовите трансформатори са:

- **Мястото на трансформатора в ЕЕС** - трансформаторът понижаващ ли е или повишаващ. В ЕСПП трансформаторите са най-често понижаващи, токовете на к.с. са значително (8-20 пъти) по-големи от номиналните и защитите имат достатъчна чувствителност.
- **Брой на работните намотки**: двунамотъчни и тринмотъчни трансформатори.
- **Мощност на трансформатора**.
- **Номинални напрежения на намотките**.
- **Изисквания на ЕЕС** към трансформаторните защити за селективност, чувствителност при вътрешни повреди и незаработване при външни, бързодействие и резервиране на защитите на изходящите линии.
- **Изисквания на производителя** на трансформатора за чувствителност, бързодействие и надеждност на релейната защита.



Фиг. 1

2. Изисквани релейни защити на трансформатори

Изискваните релейни защити на трансформатори (и автотрансформатори) с напрежение на високата страна 2kV и по-високо се определят от Наредба №3. Предвиждат се защити от следните **видове повреди и ненормални режими на работа**:

- междуфазни к.с. в намотките и техните изводи;
- къси съединения между намотките на една и съща фаза;
- еднофазни з.с. в мрежи с голям ток на з.с.;
- външни к.с. (извън трансформатора);
- претоварване на трансформатора;
- отделяне на газове в казана и понижаване на нивото на маслото.

За защита на трансформаторите се използват следните защиты (фиг. 1):

- Надлъжна диференциална защита
- Максималнотокова защита и токова отсечка
- Газова защита
- Термична защита

3. Диференциална защита за трансформатор тип R30 - Чехия

Диференциалната защита R30 се използва за защита на двунамотъчни трансформатори и синхронни генератори. Произвежда се от заводите "Крижик" в Чехословакия. Същата защита в комбинация с приставката R30-P може да се използва за защита на тринамотъчни трансформатори, синхронни генератори с две намотки на фаза и блок генератор-трансформатор с разклонение за собствени нужди.

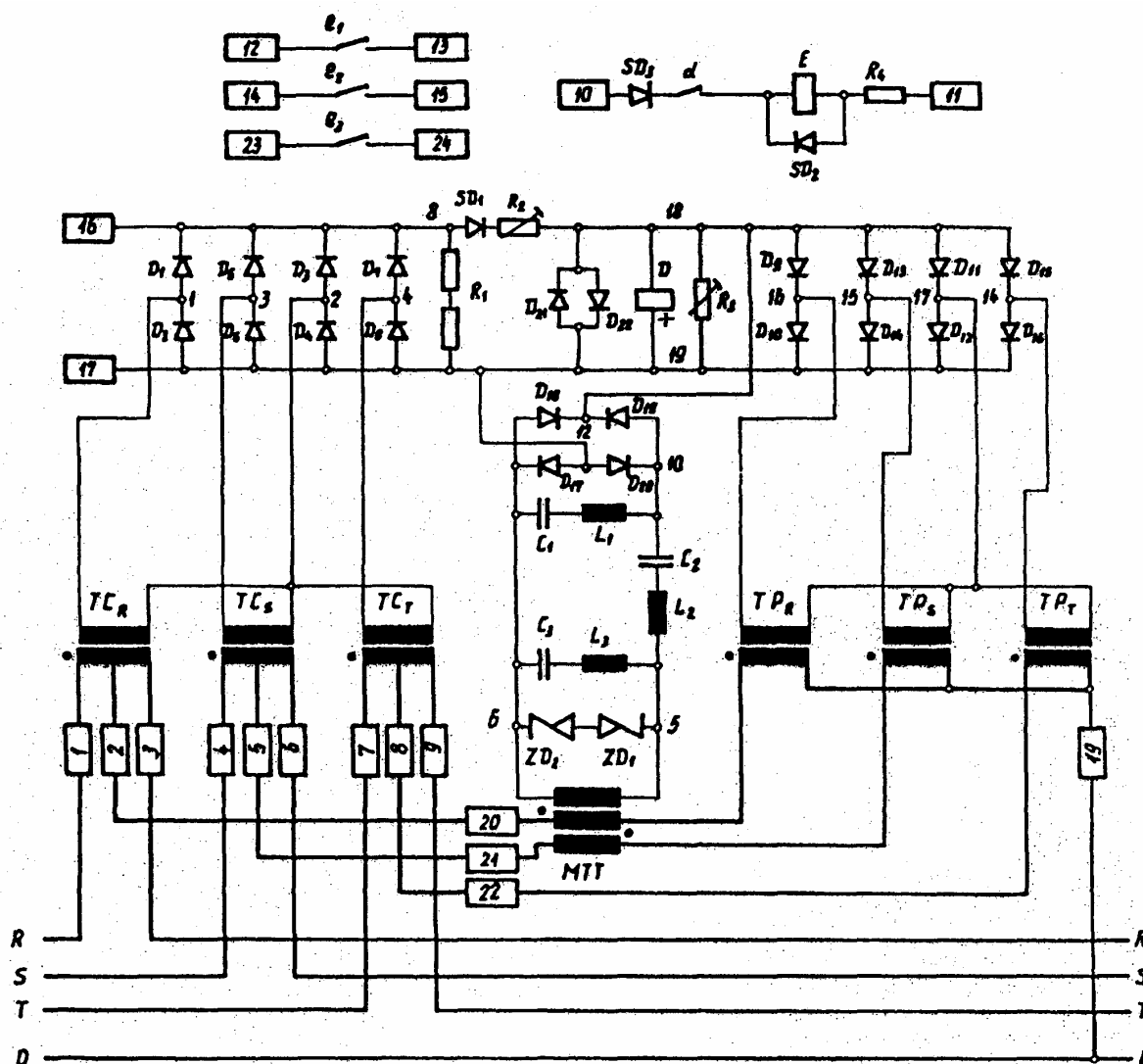


Схема на свързване на диференциалната защита R30

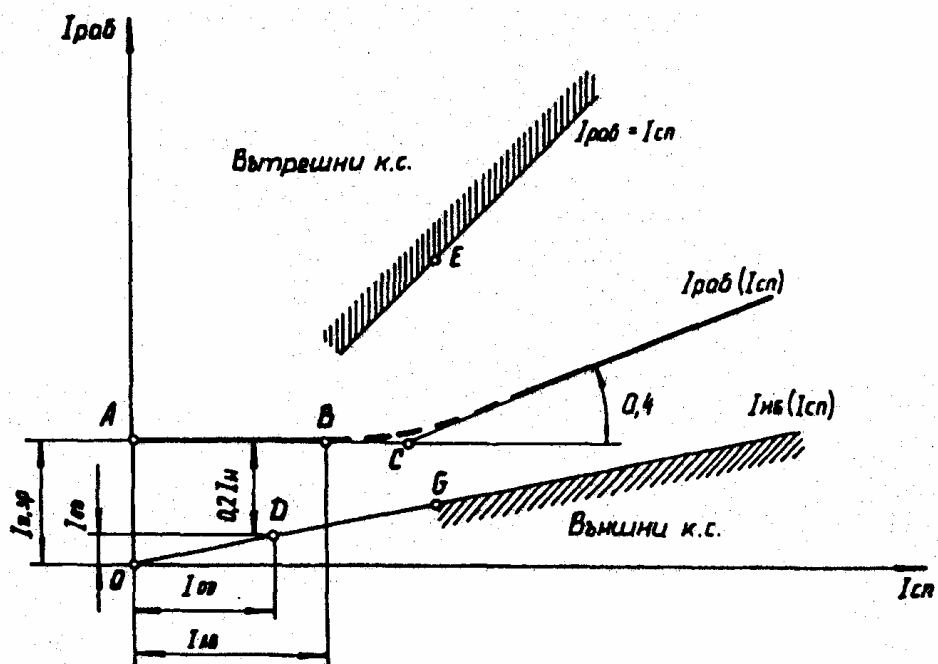
Фиг. 2.

Диференциалната защита R30 е със спирачно действие. Има и блокировка против неправилно действие при наличие на голям преходен ток при включване на трансформатор на празен ход, която използва втория хармоник на този ток.

Токовете на отделните токови трансформатори се използват за спирачно въздействие и преминават през спирачни намотки. Диференциалният ток има работно въздействие и преминава през работната намотка.

На фиг. 2 е показана схемата на защитата R30 с означаване на номерата на клемите. Входните токови вериги във всяка фаза включват междинни трансформатори за работните (TP_R , TP_S , TP_T) и спирачните (TC_R , TC_S , TC_T). Блокирането по втори хармоник използва разликата от работните токове във фазите R и S чрез междинния токов трансформатор МТТ. Клемите за него са на гърба на кутията на защитата.

Всички входни величини се изправят двупътно: работните - през германиевите диоди $D_9 - D_{16}$, спирачните - през $D_1 - D_8$, а блокиращите - през $D_{17} - D_{20}$. Филтрирането на частта от диференциалния ток с честота 100 Hz става след трансформатора МТТ с П-образен пасивен LC филтър ($L_1, C_1, L_2, C_2, L_3, C_3$). Ценер диодите ZD_1 и ZD_2 в тази верига служат за ограничаване на ефекта от блокировката по втори хармоник при работен ток над $8 \cdot I_H$, т.е. когато сигурно има вътрешно късо съединение и не трябва да се отчита формата на тока.



Спирачна характеристика на диференциалната защита R30 при отстройване от постоянен небалансиран ток I_{OD}

Фиг. 3

За сравняване на работните и спирачните величини се използва чувствителното магнито-електрично реле D. Чрез завъртане на неговата съпротивителна спирална пружинка обхватът му може да се променя по желание от 0.2 до 1 спрямо номиналния ток I_H . Диодите D_1 и D_{22} го защитават срещу недопустимо големи напрежения (над 0.5 V), а резисторът R_3 се използва за съгласуване в заводски условия на реалния ток на зареждане и скалата на релето D. Резисторите R_1 и R_2 и силициевият диод SD_1 в спирачната страна шунтират влиянието на спирачните токове до достигане на стойност $I_{AB} \approx 2 \cdot I_H$ (фиг. 3), ако захранването на спирачната намотка е между клемите 7 и 8. Ако захранването е между клемите 7 и 9, влиянието е до достигане на стойност $I_{AB} \approx 1 \cdot I_H$.

Към сравняващия орган D се подават в посока на неговото заработване сумираните изправени работни токове на трите фази, а в отрицателна посока - сумираните изправени спирачни токове на трите фази и изправената компонента с честота 100 Hz от диференциалния ток на фази А и В.

Исходното реле E се управлява от контакта d на магнито-електричното реле D. Има три н. о. контакта (e_1 , e_2 и e_3), които се използват за сигнализация и за изключване на прекъсвачите към трансформатора.

Силициевите диоди SD_2 и SD_3 имат защитни функции. Диодът SD_2 ограничава пренапреженията върху бобината на релето E, а диодът SD_3 служи за предпазване на защитата от подаване на оперативно напрежение с неправилен поляритет.

Приставката R30-P се състои от три двойни междинни трансформатора за спирачни токове ($T_1 - T_6$) и съответни диоди за двупътно изправяне ($D_1 - D_{16}$). Първичните намотки на двойните трансформатори се обтичат от спирачните токове на допълнителното присъединение, а междинните клеми 2, 5 и 8 се свързват с диференциалните вериги за съответната фаза. Изправените спирачни токове от клемите 16 и 17 на R30-P се подават към клемите 16 и 17 на защитата R30.

Спирачната характеристика на релето $I_{\text{раб}}(I_{\text{сп}})$ има вида от фиг. 3. Състои се от хоризонтална част, коляно и наклонена част. Началото на характеристиката (т. А) се регулира чрез натягането на съпротивителната пружина на релето D в интервала от 0.2 до 1 от номиналния ток I_n . Хоризонталната част се дължи на силициевия диод SD_1 и резистора R_1 . За да се отпусти диодът SD_1 и да потече ток през резистора R_2 е необходимо падът върху R_1 да надвиши напрежението в права посока на този диод - около 1.5V. Това става при ток около два пъти номиналния ток на релето $I_{\text{AB}} \approx 2 \cdot I_n$.

Наклонът на характеристиката зависи от резистора R_2 . Заводската му настройка определя наклон 0.4 на спирачната характеристика.

Когато вторичните токове на ТТ в нормален режим не са изравнени, през работната намотка протича постоянно небалансиран ток $I_{\text{нб}}$, докато през спирачната минава съответният ток на товара (фиг. 4, т. D).

За различни режими се получава правата $I_{\text{раб}}(I_{\text{сп}})$ от фиг. 3. Като пример е посочена т. D, която отговаря на небалансиран ток $I_{\text{нб}} = I_{\text{OD}}$ при максимален ток на товара I_{OD} . За да се постигне сигурно незаработване на защитата от небалансираните токове се препоръчва повдигне на спирачната характеристика. Счита се за достатъчно едно отстройване с $0.2 I_n$ спрямо разчетната точка D. Тогава началната стойност на тока на заработване $I_{\text{Dзр}}$ става равна на отсечката OA.

Видът на к.с. влияе върху спирачната характеристика на защитата R30.

Еднофазните к.с. и двуфазните повреди водят до появата след изправителите на двупътно изправени величини със средна стойност

$$\frac{2}{\pi} i_{\text{max}} = 0.637 \cdot i_{\text{max}}$$

За такива случаи е предвидена и скалата на релето D.

При трифазни повреди се стига до работа на цялата схема Ларионов, когато изправените токове имат форма, която съвпада с върховете отрязъци на фазните величини, а средната им стойност е:

$$3 \cdot \frac{1.732}{2 \cdot \pi} \cdot i_{\text{maxd}} = 0.827 \cdot i_{\text{max}}$$

Заработването на защитата в този случай става при $0.637 : 0.827 = 0.77$ пъти по-малки токове от скалата на релето D. Това трябва да се има предвид при трифазно изпитване на защитата.

Спирачната характеристика на защитата R30 зависи от токовете, които при различните режими протичат през междинния трансформатор МТТ, участващ в блокировката по втори хармоник. По принцип този трансформатор се поставя за случаите, когато защитавания трансформатор при включване на празен ход може да бъде изключен от диференциалната си защита поради значителни-

те преходни токове. Той оказва влияние при установени режими, съпроводени с протичане на токове във фазите R и S. Разликата от токовете $I_R - I_S$ се трансформира от МТТ и ако съдържа втори хармоник, ще увеличи спирачното въздействие чрез тока, прокаран от диодите $D_{17} - D_{20}$ в релето D.

Схемата със спирачно действие има три характерни режима:

1. Работните и спирачните величини са синусоидални.

Действието на защитата се дефинира с характеристиката от фиг. 4. При вътрешно к.с. работната величина е най-малко равна на т. к. с., а спирачната - най-много равна на т. к. с. (фиг.3 - правата $I_{\text{раб}} = I_{\text{сп}}$). При наклон 0.4 на спирачната характеристика това означава сигурно действие на защитата. Когато к. с. е външно, през работната намотка минава небалансираният ток (максимум 20% от т. к. с. плюс разликата във вторичните токове, предизвикана от неизравнените преводни отношения на ТТ), а спирачният ток е равен на т. к. с. Диференциалното реле е блокирано със сигурност, защото правата $I_{\text{нб}}(I_{\text{сп}})$ от фиг.4 лежи под спирачната характеристика $I_{\text{раб}}(I_{\text{сп}})$.

2. Включване на силов трансформатор на празен ход или рязко възстановяване на напрежението след изключване на к. с.

Както при вътрешно к. с. работният ток е равен на тока през ТТ от захранващата страна, т. е. на ударния ток на празен ход и се изправя от диодите $D_9 - D_{16}$, но спирачното въздействие се формира като сума от тока на празен ход (диоди $D_1 - D_8$) и втория хармоник на работния ток (диоди $D_{17} - D_{20}$). Ако за опростяване се приеме, че токът на празен ход има форма на еднопътно изправен синусоидален сигнал, са валидни следните съотношения в големините на величините:

Табл. 1	
Параметри на еднопътно изправен синусоидален сигнал	
максимална стойност	1.000
средна стойност	$1/\pi = 0.318$
максимална стойност на първия хармоник	0.500
максимална стойност на втория хармоник	$2/(3 \cdot \pi) = 0.212$
максимална стойност на четвъртия хармоник	$(2/15 \cdot \pi) = 0.042$

Междинният трансформатор МТТ има три пъти повече първични навивки от трансформатора ТС при еднакви вторични навивки, така че спирачното въздействие от втория хармоник се усилва три пъти. При това положение състоянието на схемата в разглеждания случай се определя от относителните величини:

$$I_p = 0.318 < I_{\text{сп}} = 0.318 + 3 \cdot 0.212,$$

което гарантира блокирането на защитата.

3. Вътрешно к.с. при силно изразена аperiодична компонента в т. к. с.

Защитата трябва да заработи и това се гарантира от съотношението на величините в установен режим на к. с.. В преходния режим обаче, поради изместването на т. к. с. от едната страна на абсцисната ос, се получава значителна компонента с честота 100 Hz, която до затихването си може да блокира действието на защитата и да забави изключването. За да се избегне този дефект във веригата след трансформатора МТТ са поставени насрещно включените ценер-диоди ZD_1 и ZD_2 , които при токове над $8 \cdot I_{\text{н}}$, характерни за вътрешни к. с., ограничават влиянието на втория хармоник в спирачната система.

Табл. 2

Някои технически данни за защитата R30	
Номинален ток I_n	5 A
Настройка на диференциалното реле	от 20 до 100% I_n
Хоризонтална част на спирачната характеристика	до $I_{сп} = 2 \cdot I_n$
Наклон на спирачната характеристика при ток над $1.5 \cdot I_n$	$I_{раб} / I_{сп} = 0.4$
Консумация в токовите вериги:	
- в спирачната част:	0.075 VA за фаза
- в работната част (само при к.с.):	0.3 VA
Допустимо трайно претоварване на спирачните вериги	$2.4 \cdot I_n$
Термично претоварване на токовите вериги	$50 \cdot I_n$ за 1 s
Динамично претоварване на токовите вериги	$100 \cdot \sqrt{2} \cdot I_n$
Време на заработване на защитата при $4 \cdot I_n$ (включително и времето на изходното реле)	40 ms

4. Приложения

Приложение 1. Извадки от Наредба № 3 (ПУЕУ)

НАРЕДБА № 3 от 9. 06. 2004 г.

за устройството на електрическите уредби и електропроводните линии

Издадена от министъра на енергетиката и енергийните ресурси, обн., ДВ, бр. 90 от 13.10.2004 г. и бр. 91 от 14.10.2004 г., в сила от 15.01.2005 г.

ЧАСТ ЧЕТВЪРТА ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Глава двадесета РЕЛЕЙНА ЗАЩИТА

Чл. 851. (1) **Чувствителността** на основните типове релейни защиты се оценява с помощта на коефициент на чувствителност като отношение на:

1. изчислителните величини (ток или напрежение) при метално к.с. в границите на защитаваната зона към стойностите на заработване - за защиты, които реагират на нарастващи при повреда величини;

2. стойностите на заработване към изчислителните величини (напрежение или съпротивление) при метално к.с. в границите на защитаваната зона - за защиты, които реагират на намаляващи при повреда величини.

(2) Изчислителните величини се приемат при най-неблагоприятните видове повреди за реално възможни режими на работа на енергийната система.

Чл. 852. Коефициентът на чувствителност на основните защиты има стойност не по-малка от:

1. за максималнотокови защиты със и без пускане от минимално напрежение и филтрови защиты на обратна последователност - 1,5;

2. за токови посочни защиты със и без пускане от минимално напрежение:

а) за пусковия орган - 1,5;

б) за посочния орган на обратна или нулева последователност - 2,0;

в) за посочния орган, включен на пълен ток и напрежение - не се нормира;

3. за дистанционни защиты:

а) за пусковия орган независимо от типа - 1,5;

б) за дистанционния орган на втората зона, предназначена да действа при к. с. в края на защитавания участък до шините на подстанцията - 1,2; за този орган чувствителността по ток е 1,5 (по отношение на тока на точна работа) при повреда в същата точка;

4. за стъпални токови или токови и напреженови защиты, посочни и непосочни, включени на пълен ток и напрежение или на съставящи на нулевата последователност:

а) за токовия и напреженовия орган за стъпалото на защитата, предназначено да действа при к.с. в края на защитавания участък без вземане предвид резервното действие - 1,5; при наличие на сигурно избирателно действие на резервно стъпало се допуска намаление на коефициента на чувствителност на токовия орган до 1,3;

б) за посочния орган на обратна и нулева последователност - 2;

в) за стъпалото на защита на нулевата последователност, предназначено да действа при к.с. в края на защитавания участък и ако шинната система на противоположния край на линията има защита на шините, се допуска коефициент на чувствителност 1,5 - осигурен в режим на каскадно изключване;

5. за надлъжни диференциални защиты на генератори, трансформатори, линии и други елементи, а също така и пълна диференциална защита на шини - 2,0;

6. за непълна диференциална защита на шини с генераторно напрежение, изпълнена като дистанционна защита, за токовия пусков орган - 1,5; за непълна диференциална защита на шини, изпълнена като токова отсечка - 1,5 (при к.с. на шините);

7. за диференциална защита на генератори, трансформатори и електродвигатели чувствителността се проверява по тока на к.с. на изводите им; за генератори с директно охлаждане на намотките на статора независимо от стойността на коефициента на чувствителност се приема ток на заработване на защитата, по-малък от номиналния ток на генератора;

8. при включване на трансформатори под напрежение, а също и при кратковременни режими на работа на тринамотъчни трансформатори при изключена една от неговите страни (намотки) се допуска намаляване на коефициента на чувствителност за диференциална защита на трансформатора или блока генератор-трансформатор до 1,5;

9. при включване на един от захранващите елементи на повредени шини се допуска намаляване на коефициента на чувствителност за диференциална защита на шини до 1,5;

10. напречни диференциални посочни защиты на паралелни електропроводи и кабелни линии:

а) за пусковия орган на комплекта на защитата от междуфазни къси и земни съединения - 1,5;

б) за посочния орган на нулева последователност - 2,5;

в) за посочния орган, включен на пълен ток и напрежение - не се нормира;

11. посочни защиты с високочестотна блокировка (в изключвателните вериги):

а) за пусковия посочен орган или посочния орган - 3,0;

б) за пусковите токови и напреженови органи - 2,0;

в) за дистанционния пусков орган - 1,5;

12. токови отсечки без закъснение на генератори (с мощност до 1 MW), трансформатори и електродвигатели при к.с. в мястото, където е поставена защитата - 2;

13. защиты за земни съединения в мрежи с малък ток на земно съединение - 1,25 за действащите на сигнал и 1,5 за действащите на изключване.

Чл. 853. (1) За генератори, работещи самостоятелно или в блок генератор-трансформатор, чувствителността на защитата от земни съединения в статорите на генераторите, действаща на изключване, се определя от минималния ток на заработване на защитата, ненадвишаващ 5 А. По изключение се допуска увеличение на тока на заработване над посочената стойност, но не повече от 10 %.

(2) За генератори, работещи на общи шини генераторно напрежение за реализиране на селективна защита от земни съединения в статорите на генераторите, се допуска ток при земно съединение на клемите на генератора до 20 А. Времето за изключване на генератора при наличие на земно съединение в статора в тези случаи не надвишава 1 s.

Чл. 854. Минималният коефициент на чувствителност за резервните защиты при к.с. в края на съседния елемент или в края на най-отдалечения от няколко последователно свързани елемента, включени в зоната на резервиране, се приема най-малко 1,2.

Чл. 855. За токови отсечки без закъснение, поставяни на електропроводите и кабелните линии като допълнителни защиты, минималният коефициент на чувствителност е 1,2 (при к.с. в защитаващата зона с дължина най-малко 15 – 20% от дължината на защитавания участък).

Раздел IV

Защита на трансформатори, автотрансформатори и шунтиращи реактори

Чл. 885. (1) Изискванията в този раздел се отнасят за защитата на трансформатори и автотрансформатори с напрежение на високата страна 2 kV и по-високо и за шунтиращи реактори с напрежение 400 kV.

Чл. 886. (1) За трансформаторите/автотрансформаторите се осигуряват релейни защиты, които да действат при:

1. междуфазни к. с. в намотките и техните изводи;
2. къси съединения между навивките на една фаза;
3. еднофазни земни съединения в мрежи с голям ток на земно съединение;
4. външни к. с. (извън намотките на трансформатора);
5. претоварване (ако то е възможно);
6. понижение на нивото на маслото;
7. еднофазни земни съединения в мрежи с напрежение 6 – 35 kV с малък ток на земно съединение, за които изключването на еднофазните земни съединения е необходимо и целесъобразно.

(2) За автотрансформатори с напрежение над 110 kV и номинална мощност над 180 MVA задължително се предвижда защита, действаща на изключване при земни съединения в електрическата уредба, която се охранява от намотка ниско напрежение (ако се използва) на автотрансформатора.

(3) Релейните защиты по ал. 1 и 2 действат на изключване, сигнал или автоматично разтоварване в съответствие с условията за работа на отделните типове защиты.

Чл. 887. За шунтиращи реактори с напрежение 400 kV се предвиждат релейни защиты, които действат при:

1. междуфазни к. с. в намотките и изводите на реакторите;
2. къси съединения между навивките на една фаза;
3. еднофазни и двуфазни земни съединения в намотките и изводите на реакторите;
4. понижение на нивото на маслото.

Чл. 888. (1) За трансформаторите с мощност 400 kVA и по-голяма в уредби с постоянен оперативен персонал се предвижда газова защита за повреди в казана, съпроводени с отделяне на газ и понижаване на нивото на маслото.

(2) За трансформаторите с мощност 1 MVA и по-голяма защитата по ал. 1 е с две степени - първата действа на сигнал при слабо газообразуване и понижаване на нивото на маслото, а втората - на изключване при интензивно газообразуване и по-нататъшно понижаване на нивото на маслото. За трансформатори с мощност под 1 MVA защитата се изпълнява с една степен и действа на изключване (при наличие на прекъсвач).

(3) За защита на превключвателя на намотките под товар (янсенов превключвател), разположен в отделен казан, се предвижда самостоятелна газова защита, действаща на изключване на трансформатора.

(4) За шунтиращи реактори с напрежение 400 kV задължително се предвиждат защиты, действащи при вътрешни повреди, съпроводени с отделяне на газ.

(5) Допуска се действие на газовата защита на сигнал при интензивно газообразуване за:

1. трансформатори без прекъсвачи или късосъединители;
2. вътрешноцехови понизителни трансформатори с мощност 1 MVA и по-малка, които имат защита от к. с., поставена на захранващата страна, и електроснабдяват непрекъсваеми процеси.

(6) В случаите по ал. 5 се изпълнява отделна сигнализация за степените на газовото реле (отличаваща се по характера на сигнала).

(7) Препоръчва се поставянето на едностепенна газова защита и за трансформатори с мощност под 400 kVA.

Чл. 889. (1) За защита от повреди на изводите на трансформаторите и при вътрешни повреди се осигурява:

1. надлъжна диференциална защита без закъснение - за трансформатори с мощност 6,3 MVA и по-голяма (изключения по чл. 891); допуска се поставянето на диференциална защита и на паралелно работещи трансформатори с по-малки мощности - до 4 MVA за избиращо изключване на повредения трансформатор, а също и на трансформаторите за собствени нужди с мощност 1 MVA и по-голяма, в случай че токовата отсечка не осигурява изискванията за чувствителност, а максималнотокова защита е със закъснение, по-голямо от 0,5 s;

2. токова отсечка без закъснение - на страната на захранването и обхващащата част от намотките на трансформатора във всички случаи, когато не се предвижда диференциална защита (изключенията по чл. 891).

(2) Защитите по ал. 1 изключват всички прекъсвачи на трансформатора.

(3) За шунтиращи реактори 400 kV задължително се предвижда подходяща надлъжна диференциална защита, действаща на изключване без закъснение при междуфазни к. с. в намотките и изводите на реакторите.

Чл. 890. (1) Надлъжната диференциална защита се изпълнява:

1. с токови релета, отстроени от магнетизиращия ток при включване на трансформатора под напрежение и от небалансиращия ток при външно к. с. (диференциална отсечка), в случаите, когато защитата отговаря на изискванията за чувствителност;

2. с токови релета, включени чрез междинни насищащи се трансформатори, когато изпълнението на защитата по т. 1 не отговаря на изискванията за чувствителност;

3. с токови релета със спирачна характеристика, когато изпълнението на защитата по т. 2 не отговаря на изискванията за чувствителност;

4. с токови релета със спирачна характеристика, включени чрез междинни насищащи се токови трансформатори, когато изпълнението на защитата по т. 2 или т. 3 не отговаря на изискванията за чувствителност;

5. с токови релета със спирачна характеристика и блокировка от хармоници (например от втори хармоник) за отстройване от магнетизиращия ток при включване на трансформатора под напрежение, когато изпълнението на защитата по т. 1, 2, 3 не отговаря на изискванията за чувствителност.

(2) Надлъжната диференциална защита се изпълнява със зона на действие, включваща връзките на трансформатора със събирателните шини (с изключение на случаите, когато се използват токови

трансформатори, вградени в изводите на трансформатора).

(3) За трансформатори с мощност 500 MVA и по-голяма за изпълнение на принципа на "пълно близко резервиране" се предвижда и втора диференциална защита, свързана към отделни ядра на ТТ, запазена от втора акумулаторна батерия и действаща на втория комплект изключвателни бобини на прекъсвачите.

Чл. 891. (1) При блокове електропроводна линия-трансформатор или присъединяване на трансформатор към отклонение от линията без прекъсвач от страната на линията се осигуряват:

1. късосъединител за предизвикване на изкуствено к. с. на една от фазите на страната високо напрежение на трансформатора - за мрежи с голям ток на земно съединение или между две или три фази за мрежи с малък ток на земно съединение; при необходимост се поставя и отделител за автоматично изключване на трансформатора в безтоковата пауза при АПВ на линията;

2. предпазители с подходяща характеристика на страната високо напрежение при понижаващи трансформатори;

3. предаване на изключващ импулс на прекъсвача (или прекъсвачите) на електропровода.

(2) Предвидените по ал. 1 средства не се прилагат за блокове електропроводна линия-трансформатор, ако при двустранно захранване трансформаторът е защитен от общата защита на блока (високочестотна или специална надлъжна диференциална) или при едностранно захранване на трансформатора защитата на линията осигурява също и защитата на трансформатора (бързодействащата защита на линията - частично, а резервната с приемливо време и запас на чувствителността обхваща целия трансформатор).

(3) В посочените случаи по ал. 2 газовата защита на трансформатора действа само на сигнал.

(4) При трансформатори с напрежение 110 kV и по-високо с вградени токови трансформатори действието на късосъединителя или предаването на изключващия импулс се осъществява от защитите, предвидени по чл. 888, 889, 890. Допуска се при липса на вградени токови трансформатори защитата на трансформатора да се осъществява само с газова защита, действаща на късосъединителя или на прекъсвача на захранващия електропровод.

(5) Допуска се в случаите по ал. 4 в зависимост от мощността на трансформатора, чувствителността на защитата на електропровода, изискванията за времето за изключване на повредите по отклоненията и вероятността за появата на к. с. на страната ниско напрежение на трансформатора (на изводите ниско напрежение и по шинопровода, от трансформатора до прекъсвача) поставянето на допълнителни защити:

1. отсечка и максималнотокова защита със закъснение - присъединени към токови трансформатори, които се поставят на изводите високо напрежение на трансформатора;

2. корпусна защита - токова защита, изпълнена с реле, присъединено към токов трансформатор, свързан между казана на трансформатора и заземяването; допуска се корпусна защита и при наличие на диференциална защита.

(6) Допуска се при отказ на прекъсвача на страната ниско напрежение действие на защитата върху късосъединителя/прекъсвача на захранващия електропровод, с увеличено време (II степен).

Чл. 892. (1) За защита на трансформаторите с мощност 1 MVA и по-голяма при външни к. с. се осигуряват действащи на изключване защити:

1. максималнотокова защита със закъснение;

2. максималнотокова защита със закъснение с пускане от минимално напрежение - в случай че защитата по т. 1 не отговаря на изискванията за чувствителност;

3. максималнотокова филтрова защита на обратна последователност със закъснение и с приставка за действие при симетрични къси съединения - в случай, че защитите по т. 1 и 2 не отговарят на изискванията за чувствителност.

(2) За определяне на тока на зароботване на максималнотоковата защита се вземат предвид възможният ток на претоварване при изключване на паралелно работещите трансформатори и токът на самопускане на електродвигателите, захранвани от трансформаторите.

(3) За трансформаторите, свързващи мрежа с напрежение 110 kV и мрежа с по-високо напрежение, за защита при външни к. с. се предвиждат дистанционни защиты на всяка от страните на трансформатора с напрежение 110 kV и по-високо. Допуска се в тези случаи МТЗ да бъде вградена функцията на дистанционната защита.

Чл. 893. (1) За защита при външни к. с. на повишаващи и понижаващи трансформатори с мощност, по-малка от 1 MVA, се поставя максималнотокова защита, действаща на изключване.

(2) Допуска се за трансформатори с мощност до 1,6 MVA и напрежение на страна високо напрежение до 35 kV при изпълнение на защитата по ал. 1, със закъснение 1 s и по-малко да не се предвижда токова отсечка.

Чл. 894. (1) При външни междуфазни къси съединения защиты се поставят на:

1. двунамотъчни трансформатори - от двете страни на трансформатора; допуска се поставянето на защита само от страната на основното захранване, действаща на изключване на двата прекъсвача на трансформатора;

2. многонамотъчни трансформатори, присъединени с три и повече прекъсвача - от всички страни на трансформатора; допуска се една от страните да е без защита, ако защитата на страната на основното захранване е изпълнена с две закъснения и с по-малкото закъснение изключва прекъсвача на страната, където липсва защита;

3. понижаващи двунамотъчни трансформатори, захранващи отделно работещи секции - както от страна на захранването, така и от страната на всяка секция.

(2) Допуска се понижаващи тринмотъчни трансформатори да са без защиты на страна 6 - 20 kV, действащи при външни къси съединения, ако на шините е изпълнена непълна диференциална защита, която по чувствителност резервира защитите на присъединенията.

(3) Допуска се защитата от външни к. с. да резервира само защитите на съседни елементи и да не действа при отказ на основните защиты на трансформатора, ако изпълнението на последното изискване води към значително усложняване на защитата.

Чл. 895. На трансформатори със захранване от няколко страни, когато това се изисква от условията за селективност, защитата при външни к. с. се изпълнява посочна.

Чл. 896. Допуска се, когато защитата на повишаващите трансформатори не осигурява необходимата чувствителност при външни к. с., трансформаторите да се защитават от максималнотоковата защита на генераторите.

Чл. 897. (1) На трансформатори с мощност 400 kVA и по-голяма в зависимост от вероятността и големината на възможното претоварване се предвижда максималнотокова защита при претоварване, включена на тока на една фаза с действие на сигнал.

(2) За подстанции с периодичен надзор (без постоянен дежурен персонал, телеконтрол и повикваща сигнализация) се допуска тази защита да действа на автоматично разтоварване или изключване (когато е невъзможно да се ликвидира претоварването с други средства).

(3) На понижаващите трансформатори с напрежение 6 – 20 kV на страната ниско напрежение, когато се захранват консуматори, защитени с предпазители, се поставя главен предпазител или автомат, избран по номиналния ток на трансформатора.

Чл. 898. На повишаващи трансформатори с мощност 1 MVA и по-голяма, а също и на понижаващи със заземена неутрала, при необходимост от резервиране на защитата от земни съединения на съседните елементи от страната на намотката, захранваща мрежа с голям ток на земно съединение се предвижда максималнотокова защита на нулева последователност срещу външни земни съединения.

Чл. 899. За трансформатор с отделен волтодобавъчен трансформатор за регулиране на напрежението под товар освен избраните по чл. 886 се предвиждат:

1. газова защита на волтодобавъчния трансформатор;
2. максималнотокова защита със спиращо действие при външни к. с., когато първичната намотка на волтодобавъчния трансформатор не е включена в зоната на действие на диференциалната защита на основния трансформатор /автотрансформатор;
3. диференциална защита, обхващаща вторичната намотка на волтодобавъчния трансформатор.

Раздел V

Защита на блок генератор-трансформатор

Чл. 900. Указанията за изпълнението на защитите на генератори и трансформатори при самостоятелната им работа се отнасят и за случаите, когато те са обединени в блок генератор-трансформатор, с изключение на измененията по чл. 901, 902, 903, 904.

Чл. 901. При липса на прекъсвач между генератора и трансформатора се предвижда само обща диференциална защита на блока. Отделна диференциална защита на генератора (освен общата диференциална защита на блока) се предвижда на:

1. турбогенератори с мощност 100 MW и по-голяма;
2. турбогенератори с мощност под 100 MW при ток на заработване на общата диференциална защита, по-голям от 1,5 In;
3. хидрогенератори при обща защита с ток на заработване, по-малък от номиналния, а също и за пускане на устройството за автоматично гасене на пожар.

Чл. 902. Отделна диференциална защита (освен общата диференциална защита на блока) се предвижда за трансформатори с мощност 500 MVA и по-голяма.

Чл. 903. На страната генераторно напрежение на блока генератор-трансформатор във всички случаи се предвижда допълнително защита, действаща на сигнал при земни съединения на шините между генератора и блочния трансформатор.

Чл. 904. При осигуряване защитата на блока генератор-трансформатор от външни къси съединения се спазва следното:

1. не се поставя защита на страната ниско напрежение на трансформатора, а се използва защитата на генератора;
2. поставя се отделна защита на отклонението за собствени нужди или защитата на генератора се изпълнява с две закъснения, така че при външни к. с. не се прекъсва захранването на собствените нужди;
3. при необходимост се дублират напреженовите релета на приставката към токовата защита на обратна последователност за действие при трифазни к. с. и пускането от минимално напрежение на максималнотоковата защита, като се свързват към страната на генераторното напрежение и на страната високо напрежение.

Приложение 2. Небалансиран ток

В реални условия при еднакви първични токове двата ТТ нямат еднакви вторични токове, особено при к.с. Трансформаторите, макар и еднакви, грешат различно поради различното насищане на магнитопроводите им от тока на к.с. и поради това, че защитата е без закъснение и реагира преди апериодичната съставка на тока на к.с. да е затихнала. Токът през релето, който се получава при еднакви първични токове на ТТ се нарича небалансиран ток $I_{нб.}$. Определя се по емпирични формули и зависи от големината на тока на външно к.с. При вътрешно к.с. токовете през релето са достатъчно големи и посочената разлика в ТТ не оказва влияние.

Токът на заработване на надлъжната диференциална защита трябва да бъде по-голям от най-големия очакван небалансиран ток $I_{нб. макс}$

$$I_{зр} = k_c \cdot I_{нб. макс}$$

където k_c е по-голям от единица;

$I_{нб. макс}$ - максималният небалансиран ток.

$$I_{нб. макс} = k_{зр} \cdot k_{еднаквост} \cdot k_{ап} \cdot I_{вкс макс}^{(3)}$$

където: $k_{зр} = 0.1$ е коефициентът на грешката на ТТ,

$k_{еднаквост}$ – коефициент на еднаквост на ТТ,

$k_{ап}$ – коефициент на апериодичната съставка.

Небалансираният ток в най-тежките случаи представлява 20% от максималния ток на външното к.с.

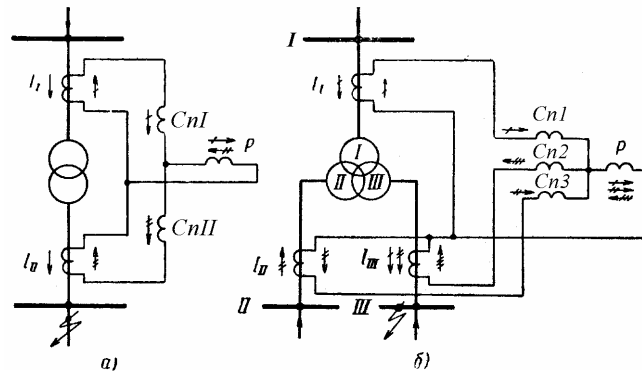
Чувствителността на защитата се проверява при най-малките двуфазни токове на вътрешно к.с.

$$k_u = \frac{I_{к.с. мин}^{(2)}}{I_{зр}} > 1.$$

Пресмятането на тока на заработване безусловно по най-големия ток на к.с. пречи на чувствителността на защитата. За постигане на адекватност между големината на тока на заработване и големината на тока на к.с се прилагат т. нар. релета със спирачни характеристики.

Приложение 3. Диференциални релета със спирачни характеристики

На фиг. П2-1 са показани схеми на надлъжни диференциални защиты на трансформатори с работни (P) и спирачни (Cn) намотки. Токовете на отделните токови трансформатори се използват за спирачно въздействие и преминават през спирачни намотки. Диференциалният ток има работно въздействие и преминава през работната намотка. Токовете на всяка от страните на схемата (две страни за двунамотъчния и три страни за тринамотъчния трансформатор) минава през съответна спирачна намотка. Работният (диференциалният) ток е само един и минава през работна (диференциална) намотка.



Фиг. П3-1. Принципи схеми на диференциална защита със спирачни характеристики.
а) двунамотъчен трансформатор; б) тринамотъчен трансформатор

Разглеждат се четири режима според мястото на захранването (едностранно или двустранно) и според мястото на късото съединение (вътрешно к.с. или външно к.с., което според посоката на токовете съответства на нормален режим).

А. Едностранно захранване (страна I) и вътрешно к. с.

$$I_{\text{раб}} = I_{\text{I}} = I_{\text{к.с.}}$$

$$I_{\text{спI}} = I_{\text{I}} = I_{\text{к.с.}} = I_{\text{раб.}}; \quad I_{\text{спII}} = 0.$$

Защитата заработва, въпреки еднаквите токове, защото навивките на работната намотка са приблизително два пъти повече от спирачните.

В. Едностранно захранване (страна I) и външно к. с.

$$I_{\text{раб}} = I_{\text{неб.}};$$

$$I_{\text{спI}} = I_{\text{I}} = I_{\text{к.с.}}; \quad I_{\text{спII}} = I_{\text{II}} = I_{\text{к.с.}}; \quad I_{\text{I}} = I_{\text{II}} = I_{\text{к.с.}}$$

Защитата няма да заработи, защото небалансираният ток е най-много 20% от тока на к. с.

С. Двустранно захранване и вътрешно к. с.

$$I_{\text{раб}} = I_{\text{I}} + I_{\text{II}}$$

$$I_{\text{спI}} = I_{\text{I}}; \quad I_{\text{спII}} = I_{\text{II.}}$$

Защитата заработва, дори и при сумиране на спирачните въздействия, защото навивките на работната намотка са приблизително два пъти повече от спирачните.

Д. Двустранно захранване и външно к. с.

Аналогично на едностранното захранване и външно к.с.

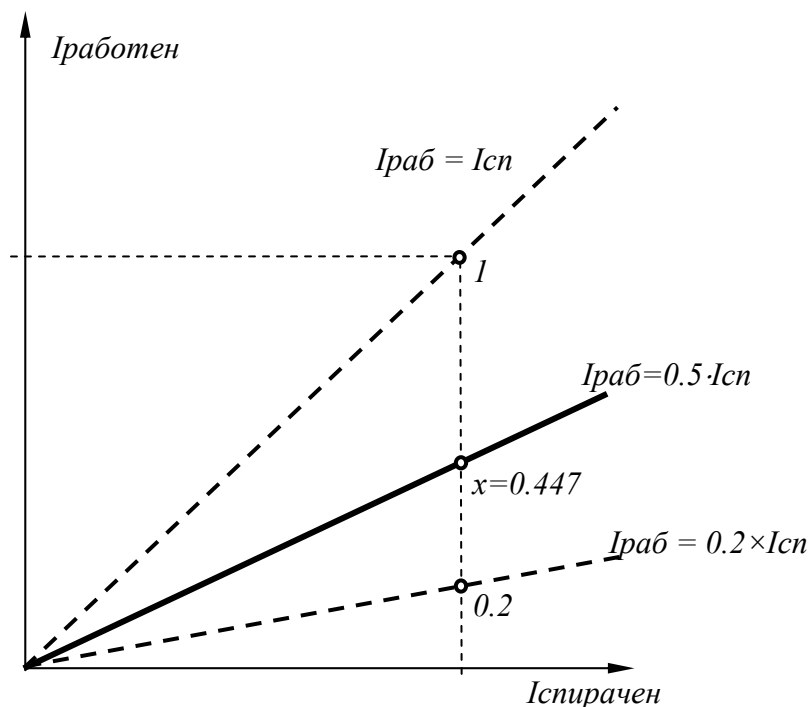
$$I_{\text{раб}} = I_{\text{неб.}} ;$$

$$I_{\text{спI}} = I_{\text{I}} = I_{\text{к.с.}} ; I_{\text{спII}} = I_{\text{II}} = I_{\text{к.с.}} ; I_{\text{I}} = I_{\text{II}} = I_{\text{к.с.}} ;$$

Защитата няма да заработи, защото небалансираният ток е най-много 20% от тока на к. с.

Приложение 4. Избор на наклона на спирачната характеристика

Най-неблагоприятните условия, когато защитата трябва да заработи поради вътрешното к.с. е условието $I_{\text{раб}} = I_{\text{сп}}$. Съответната права (фиг. П4-1) трябва да лежи в областта на заработване.



Фиг. П4-1. Съотношение на работни и спирачни токове, определящи наклона на спирачната характеристика

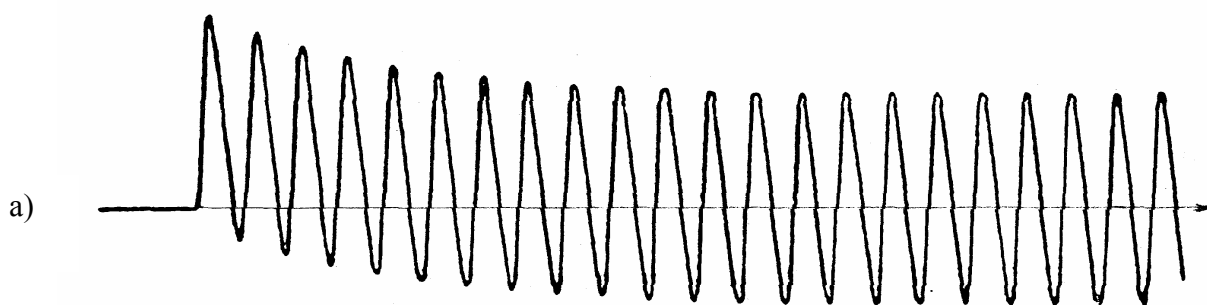
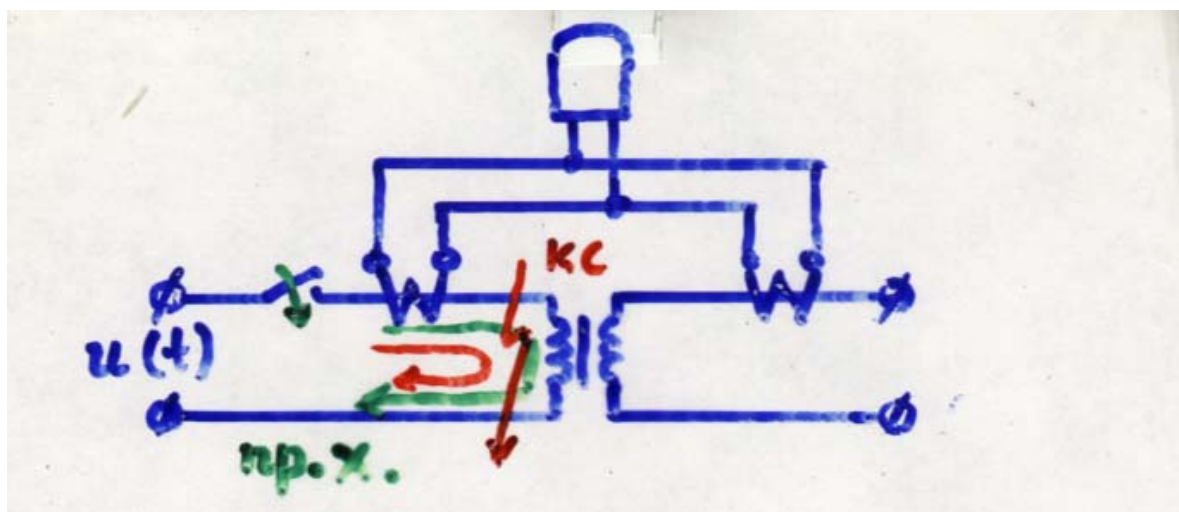
Най-големият небалансиран ток, при който защитата не трябва да заработва е 20% от тока на к. с. или правата $I_{\text{раб}} = 0.2 \cdot I_{\text{сп}}$ (фиг. П4-1). Спирачната характеристика $I_{\text{раб}}(I_{\text{сп}})$ трябва да лежи между правите $I_{\text{раб}} = I_{\text{сп}}$ и $I_{\text{раб}} = 0.2 \cdot I_{\text{сп}}$ (фиг. П4-1). Колкото избраната спирачна характеристика лежи по-ниско под правата $I_{\text{раб}} = I_{\text{сп}}$, толкова защитата е по-чувствителна. Колкото избраната спирачна характеристика лежи по-високо над правата $I_{\text{раб}} = 0.2 \cdot I_{\text{сп}}$, толкова защитата е по-сигурна. За да бъде защитата колкото чувствителна, толкова и сигурна, трябва да се спази съотношението

$$\frac{1}{x} = \frac{x}{0.2} \text{ или } x^2 = 0.2; x = 0.447.$$

Точката $x = 0.447$ и началото на координатната система определят мястото на търсената спирачна характеристика.

Бележка. Направените разсъждения са валидни за линейна среда. Нелинейността на магнитните характеристики на токовете трансформатори и необходимостта от зона на нечувствителност около нулата правят така, че характеристиката да има вида на тази от фиг. 3 и дори да бъде с няколко чупки.

14В. Работа на диференциална защита на силов трансформатор при включването му на празен ход

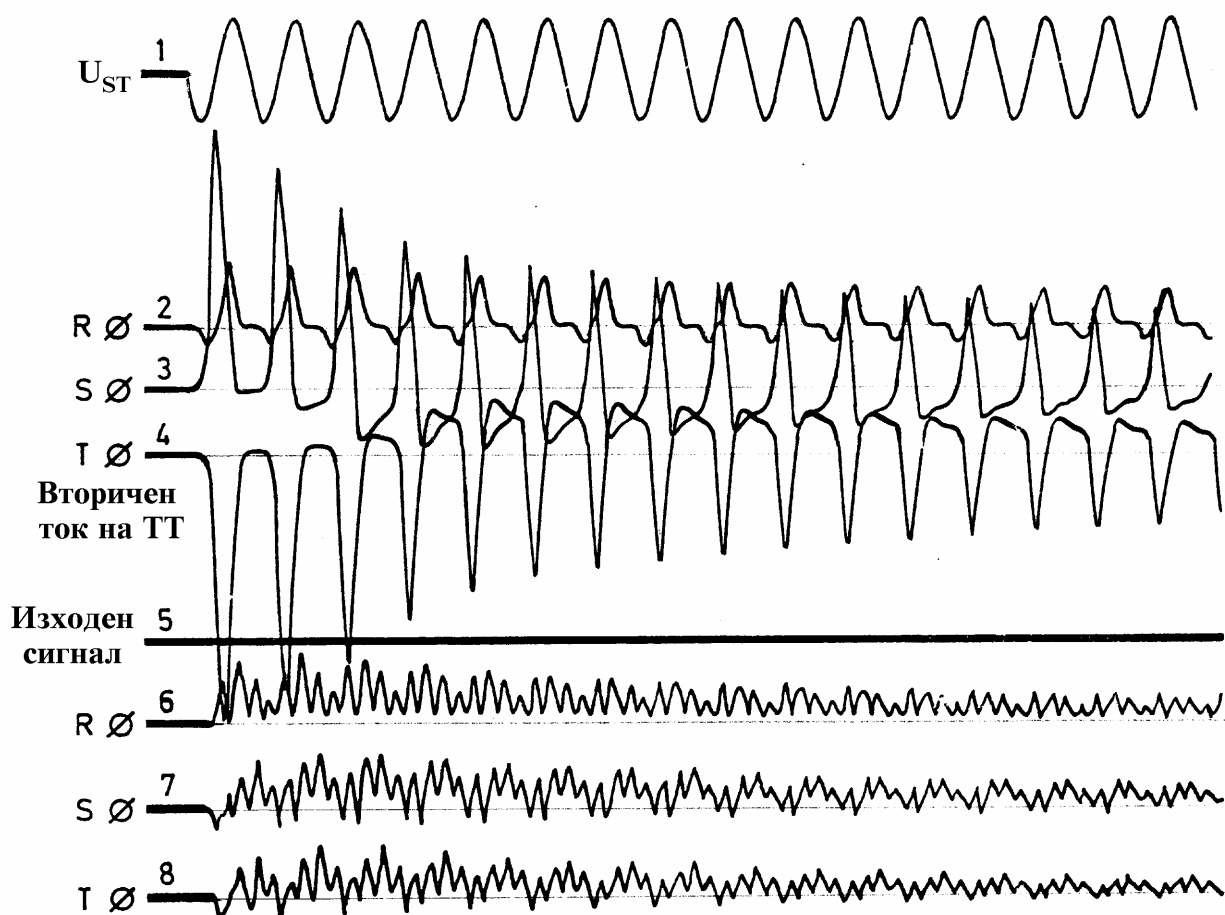


Типична форма на ток на к.с. с аperiodична компонента



Типична форма на преходен ток на включване на трансформатор на празен ход

Фиг. 1. Включването на силов трансформатор на празен ход създава условия за излишно зареботване на диференциалната защита

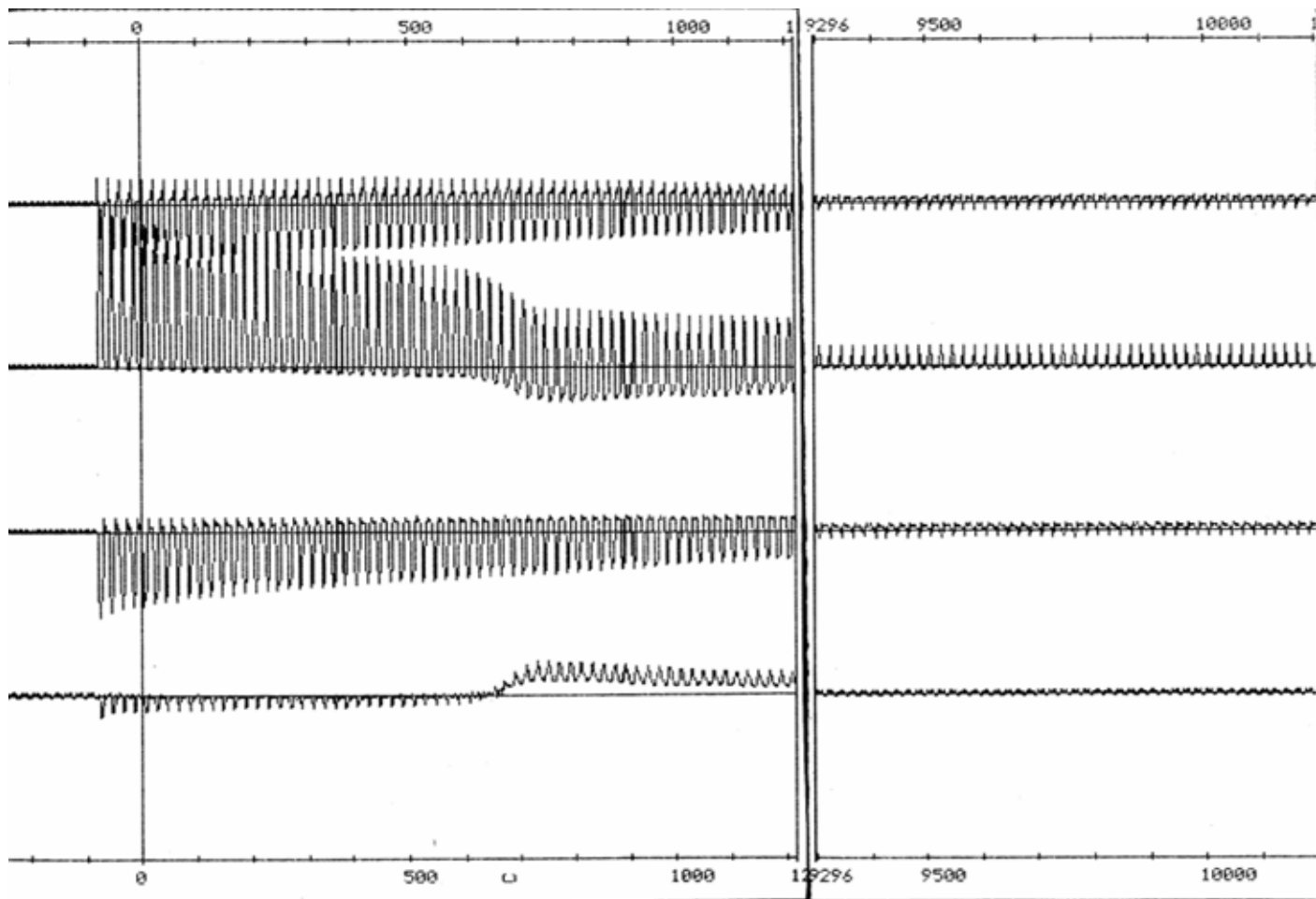


Спирачно напрежение => от фазен ток и висши хармоници (2 и 5)

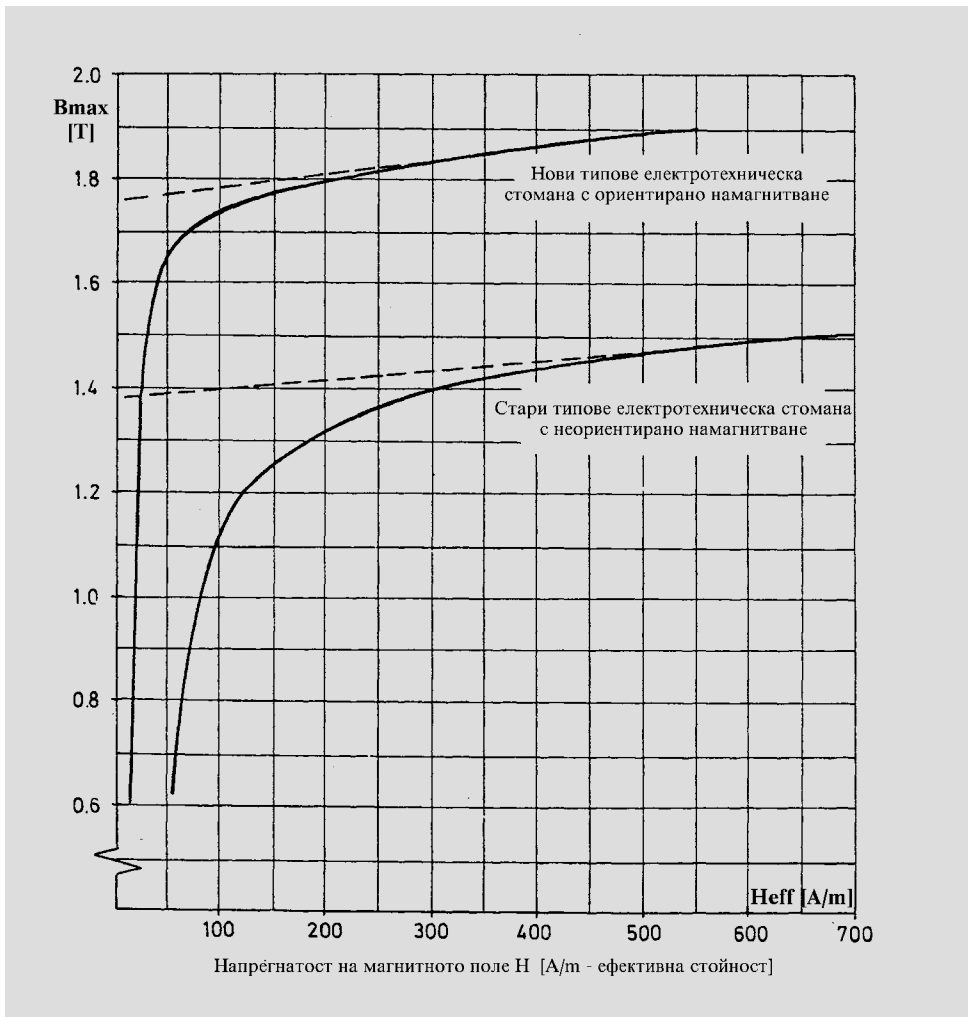
Фиг. 2. Ток на включване на празен ход в трите фази на силов трансформатор.

1. Линеино напрежение U_{ST}
- 2, 3 и 4. Вторичен ток на ТТ
5. Изходен сигнал на диференциалната защита. Няма заработване.
- 6, 7 и 8. Небалансиран ток в трите фази

За спирачно въздействие се използва целият фазен ток и висшите му хармоници №2 и №5.

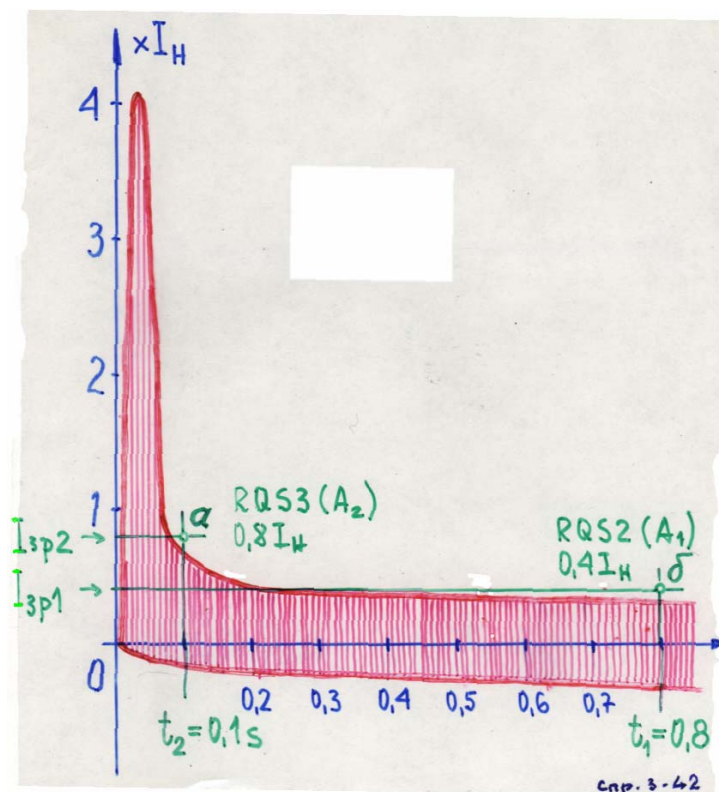


Фиг. 3. Ток на включване на трите фази и резултантен ток $3I_0$ на блочен трансформатор на GQ9 (1000MW) в АЕЦ "Козлодуй". Продължителността на процеса е около 10s.



Фиг. 4. Намагнитващи криви на трансформаторна електротехническа стомана – по-нови и по-стари типове електротехническа стомана

Диференциална защита на трансформатор, съставена от релета RQS2, RQS3 и реле за време тип RZf (Германия)



Фиг. 5. Статистическа оценка за големината и затихването на токовете на включване на трансформатор на япразен ход

3.2. ДИФЕРЕНЦИАЛНИ ЗАЩИТИ НА ТРАНСФОРМАТОРИ

3.2.1. ДИФЕРЕНЦИАЛНА ЗАЩИТА ТИП RQS2+RQS3 (EAW — ГДР)

Диференциалната защита, изпълнена с релейните комплекти RQS 2 и RQS 3, се използва за защита на двунамотъчни и тринмотъчни трансформатори със и без регулиране на коефициента на трансформация под товар.

Описание на защитата

При защита на двунамотъчни трансформатори и тринмотъчни трансформатори с едностранно захранване диференциалната защита обхваща един релеен комплект тип RQS 2, един релеен комплект тип RQS 3 и едно реле за време тип RZf. При защита на тринмотъчни трансформатори със захранване от две или три страни защитата се състои от два комплекта тип RQS 2, един релеен комплект тип RQS 3 и едно реле за време RZi.

Диференциалните релейни комплекти RQS 2 и RQS 3 са изпълнени трифазно. Измервателният орган на всеки от комплектите се състои от две независими електромагнитни системи, свързани с обща ос. Всяко от системите се състои от триполюсен статор и триполюсен ротор. Върху всеки от полюсите на статорите е поставена по една намотка, през която протича токът на съответната фаза. Роторите на системите са така разместени, че създаваните въртящи моменти да бъдат противоположно насочени.

През намотките на работната система A_p протича разликата на токовете, които се получават от токовете трансформатори от двете страни на трансформатора и действуват на затваряне на контакта на релето. През намотките на спирач-

ната система A_c протичат само токовете на една от страните на защищавания трансформатор и действуват на отваряне на контакта на релето.

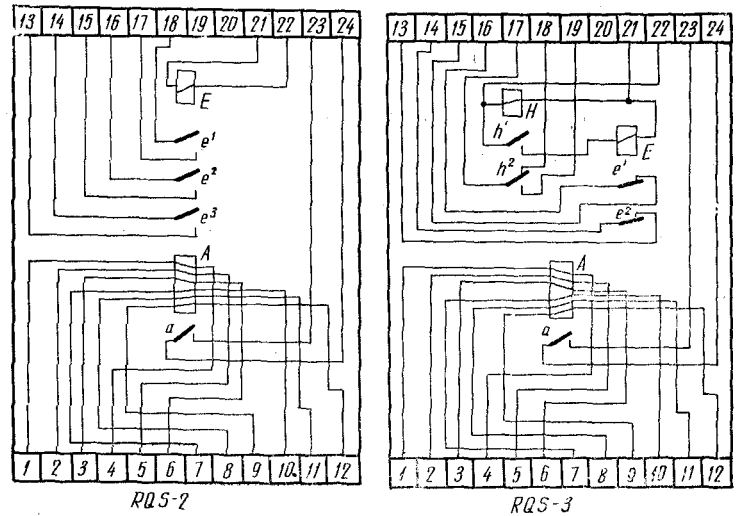
В комплекта RQS2 е вградено и едно мощно реле E , а в комплекта RQS3 са вградени две помощни релета E и H . Освен това диференциалното реле в комплекта RQS3 е по-грубо от това в RQS2. Схемата на релейните комплекти RQS2 и RQS3 е показана на фиг. 3-45.

Големината на тока през спирачната намотка определя големината на тока през работната намотка, при която релето заработва. Тази зависимост (спирачна характеристика) за различни видове к. с. и за граничните стойности на настройка е показана на фиг. 3-46. Токът на заработване при спирачен ток нула и изместването на цялата характеристика се определя от натягането на противодействащата пружина. Създаденият от пружината момент е насочен противоположно на момента, създаван от работната намотка. Скалата, по която се отчита натягането на пружината, е градуирана в амperi, отговарящи на трифазен ток на заработване, протичащ през работната намотка при липса на спирачен ток. При захранване само на едната или на двете фази релето заработва при ток, по-голям от този на трифазно захранване, а именно: 1,23 пъти по-голям при двуфазно захранване и 2,12 пъти по-голям при еднофазно захранване.

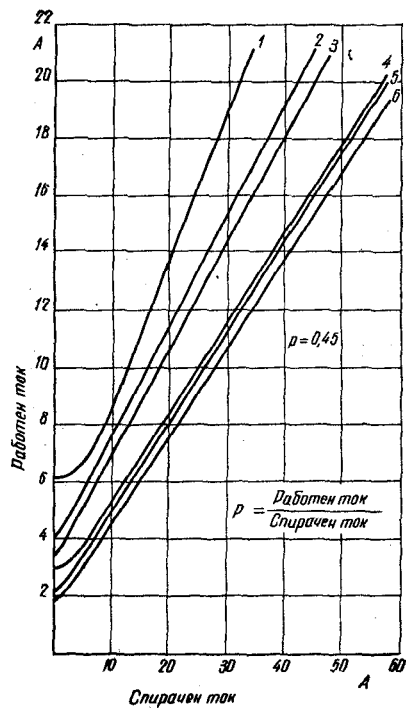
В схемата на защитата участвуват още и изравнителните трансформатори ИТ (фиг. 3-47, 3-49 и 3-50). Задача на изравнителните трансформатори е да уеднаквят вторичните токове както по големина, така и по фаза. Преводният им коефициент трябва да отговаря на отношението на вторичните токове, получавани от токовете трансформатори при номинален товар

на силовия трансформатор. При тринамотъчни трансформатори преводното отношение се определя за натоварване на всяка от страните на

свързване Yy или Yd се определя от съответната схема на свързване на силовия трансформатор.



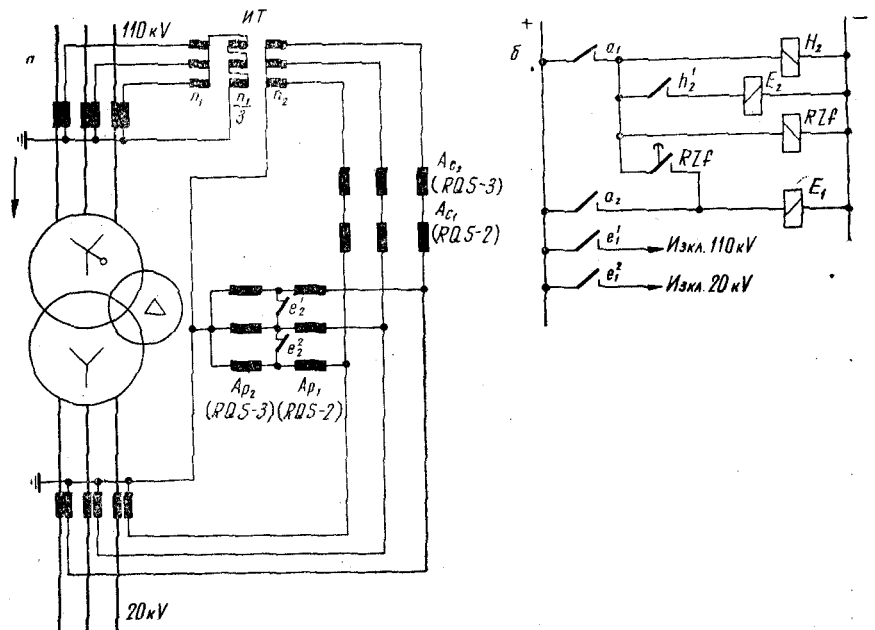
Фиг. 3-45. Вътрешна схема на свързване на релейни комплекти тип RQS2 и RQS3



Фиг. 3-46. Спирачни характеристики на релейен комплект тип RQS2:

1 и 4 — при еднофазно захранване; 2 и 5 — при двуфазно захранване; 3 и 6 — при трифазно захранване; 1, 2 и 3 — при настройка 3 А; 4, 5 и 6 — при настройка 1,5 А

трансформатора с номиналната му мощност независимо от това, че някоя от страните може да не е оразмерена за такъв товар. Схемата на



Фиг. 3-47. Схема на диференциална защита на двунмотъчен трансформатор, изпълнена с комплекти RQS2 и RQS3

Изравнителните трансформатори се поставят от страната, от която трансформаторът е с директно заземен звезден център или се очаква в

процеса на експлоатацията да бъде заземен. По този начин при схема на свързване на изравнителните трансформатори Yd през защитата няма да протичат токовете с нулева последователност.

За да се постигне същият ефект, при свързване Yy се поставя допълнителна третична намотка с брой на намотките $\frac{1}{3}$ от тези на първичната намотка. Третичната намотка се свързва в отворен триъгълник последователно в нулевата токова верига на токовите трансформатори (фиг. 3-47).

Начин на действие

а) Диференциална защита на двунамотъчни трансформатори

За да се изясни действието на диференциалната защита, е разгледана подробно защитата на двунамотъчните трансформатори. Принципната схема на такава защита е показана на фиг. 3-47.

Външно к. с. При външно к. с. през работните намотки на A_{p1} и A_{p2} на релетата протича само небалансираният ток, получен от разликата на вторичните токове на токовите трансформатори. През спирачните намотки A_{c1} и A_{c2} протича пълният вторичен ток на токовите трансформатори от едната страна на силовия трансформатор. Отношението между работния и спирачния ток е

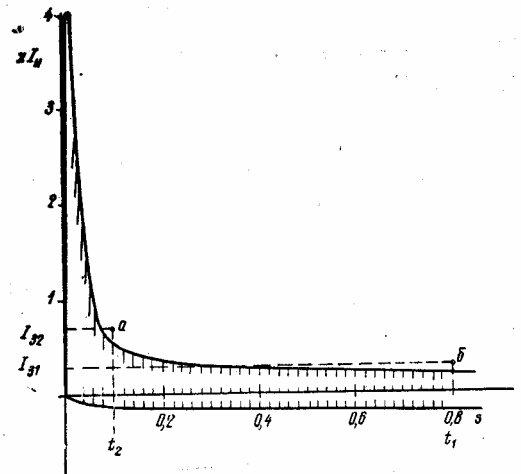
$$p = \frac{I}{I_c} \leq \frac{k_a \cdot k_e I_2}{I_2} = k_a k_e = 2 \cdot 0,1 = 0,2,$$

където $k_a=2$ — коефициент на аperiodичност; $k_e=0,1$ — коефициент на еднотипност. То е по-малко от 0,45 — граничното отношение, при което защитата заработва (фиг. 3-46). Следователно моментът, създаван от спирачната намотка, е по-голям от този на работната намотка и защитата няма да действа.

Вътрешно к. с. При вътрешно к. с. през работните намотки A_{p1} и A_{p2} протича сумата от токовете от двете страни на трансформатора. През спирачните намотки протича само токът на едната от страните. Отношението между работния и спирачния ток ще бъде 1 при едностранно захранване (работният ток е равен на спирачния) или по-голямо от единица при двустранно захранване. Тъй като равенството на моментите, създавани от работните и спирачните намотки, се получава при $p=0,45$, моментът, създаван от работната намотка, във всички случаи ще бъде по-голям от този, създаван от

спирачната намотка. Защитата ще заработи и ще изключи трансформатора.

Включване на трансформатора под напрежение. При включване на трансформатора под напрежение първоначалният удар на магнитизи-



Фиг. 3-48. Изменение на магнетизиращия ток при включване на трансформатор под напрежение

рация ток може да достигне до 6—8 пъти номиналния ток на трансформатора, но той бързо затихва и след 0,5 до 1 s обикновено не превишава 0,25 — 0,5 I_n . Характерът на изменението на магнетизиращия ток е показан на фиг. 3-48. Несъмнено, ако не се вземат допълнителни мерки, този ток ще задейства диференциалната защита.

При описаната диференциална защита изключването на трансформатора се избягва по два начина: чрез загрубване на защитата в началния момент и чрез забавяне на действието на диференциалното реле с по-ниска настройка.

В първия момент след включването на трансформатора заработва само диференциалното реле A_1 в комплекта RQS2. Релето A_2 в комплекта RQS3 не заработва, тъй като работната му намотка е шунтирана от контактите e_2^1 и e_2^2 на помощното реле E_2 . Релето A_1 от RQS2 затваря контакта си a_1 и подава напрежение на помощното реле H_2 , което от своя страна с контакта h_2^2 задейства релето E_2 . Чрез последователното заработване на релетата H_2 и E_2 се постига забавяне на дешунтирането на работната намотка на RQS3 с около 0,1 s. През това време магнетизиращият ток е затихнал под стойността на тока на заработване на диференциалното реле A_2 на RQS3 (0,4—0,8 I_n , точка «а» на фиг. 3-48) и то не заработва. Едновременно със затварянето на контакта a_1 се задейства и релето за време RZf. То се настройва на закъснение 0,8 s. През това време

магнитизиращият ток затихва и под стойността на възвръщане на релето A_1 ($0,3-0,4I_n$, точка «б»), което отваря контакта си a_1 и всички релета се възвръщат.

Ако заработването на защитата е било предизвикано от вътрешно к. с., токът не затихва под стойността на заработване на релетата A_1 и A_2 . Веднага след отварянето на контактите e_2^1 и e_2^2 релето A_2 заработва и затваря контакта си a_2 . След затваряне на контакта a_2 заработва релето E_1 и подава импулс за изключването на прекъсвачите. Ако A_2 не заработи (малък ток на к. с.), след изтичане на закъснението на релето за време RZf се затваря веригата, за да заработи E_1 и да се изключат прекъсвачите.

14С. ЗАЩИТА НА ТРАНСФОРМАТОРИТЕ ОТ ПРЕТОВАРВАНЕ

По време на експлоатацията товарите, както и климатичните условия при които работят трансформаторите са променливи и се различават от номиналните. При това тези промени в общия случай са независими една от друга и могат да влошат работата на трансформатора, т.е. товарният график да бъде по-тежък от номиналния и температурата на околната среда да бъде над номиналната 20°C . При наличието на едно или при съчетание на двете условия настъпва режим на претоварване. Такъв режим настъпва при аварийни режими, през зимата, през празници и др.

В по-голяма част от периода на експлоатация трансформаторите работят непълно натоварени и могат да понесат претоварването. В този случай трябва да има РЗ, която да сигнализира за настъпилия ненормален режим или да изключи трансформатора. РЗ на трансформатора трябва да позволява продължаване на работата му и сигнализиране при допустимите систематични претоварвания; да сигнализира или изключва трансформатора от мрежата, ако е необходимо, при аварийните претоварвания.

Причините за претоварването на трансформатора са различни: внезапно включване на мощни потребители, самопускане на електрически двигатели, аварийно изключване на паралелно работещи трансформатори, автоматично включване на допълнителен товар при заработване на АВР и др.

Трансформаторите са конструирани, така че да понесат продължително време претоварването. Например при аварийните режими те могат да издържат 30% претоварване в продължение на 2 часа и 100% - в продължение на 600 s, независимо от натоварването и загряването до аварията. Това време е достатъчно дежурният персонал да вземе необходимите мерки за разтоварване на трансформатора.

Допустимо претоварване и термично износване на изолацията на трансформаторите

ОПРЕДЕЛЕНИЯ [1]

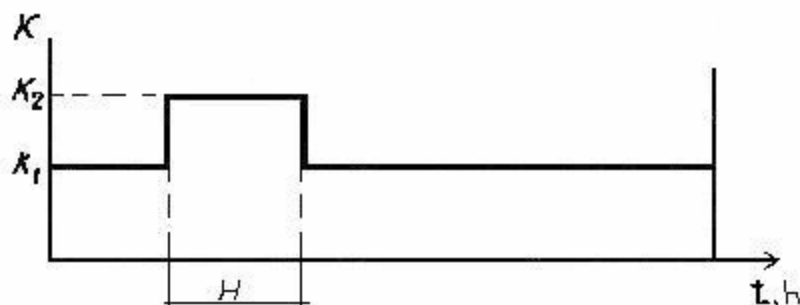
Допустимото натоварване на трансформатора се нарича продължителното натоварване, при което изчисленото износване на изолацията на намотките от нагряването не превишава износването, съответстващо на номиналния режим на работа. Това е така нареченото номинално износване.

Претоварване на трансформатора – това е натоварване, при което изчисленото износване на изолацията на намотките, съответстващо на установеното превишаване на температурата, превишава износването, съответстващо на номиналния режим на работа.

Претоварванията могат да бъдат **систематични и аварийни**.

При **допустимите систематични претоварвания** изчисленото износване на изолацията за определено време (обикновено за едно денонощие) не трябва да превишава номиналното износване за същото време.

За **допустимите аварийни претоварвания** износването на изолацията може да бъде по-голямо от номиналното. Нормата за способността за натоварване на трансформатора за типов денонощен товарен график е показана на фиг. 1. (K_1 и K_2 – на стр. 5)



ПАРАМЕТРИ, ПО КОИТО СЕ ОПРЕДЕЛЯ НАСТЪПВАНЕ НА ПРЕТОВАРВАНЕ

▪ Температура на маслото

Приема се опростена схема за разпределение на температурата в трансформатора в съответствие с фиг. 2, определена при следните допускания;

- 1) Температурата на маслото се изменя линейно по височината на намотката, но се приема постоянна в горните слоеве на казана;
- 2) Прегряването на маслото в горните слоеве на казана $\Delta\Theta_b$ не зависи от изменението на температурата на охлаждащата среда от -10°C до $+40^\circ\text{C}$;
- 3) При изменение на натоварването температурата на маслото се установява за време, равно на $4\cdot\tau$.
- 4) При стъпално изменение на натоварването температурите на маслото $\Delta\Theta_b$ се изменят по експоненциален закон.

▪ Уравнение при нарастване на температурата на маслото

$$\text{a) } \Delta\Theta_b = \Delta\Theta_{bn} \cdot \left(\frac{1 + dK^2}{1 + d} \right)^x$$

$$\text{b) } \Delta\Theta'_{bh} = \Delta\Theta_{bK1} + (\Delta\Theta_{bK2} - \Delta\Theta_{bK1}) \cdot \left(1 - e^{-\frac{H}{\tau}} \right)$$

където: $x = 0.9$ за охлаждане ONAN и ONAF;

$x = 1.0$ за охлаждане OFAF и OFWF;

K - стойностите на K_1 и K_2 според фиг. 1

d - отношение на загубите на късо съединение към загубите на празен ход при номинално натоварване на трансформатора

b (индекс) – маслото в горните слоеве на казана

n (индекс) – номинални значения на величините

τ - топлинна времеконстанта на трансформатора, часа

τ_c – топлинна времеконстанта на намотките на трансформатора, часа

h (индекс) – стойност на величината в края в края на претоварването

▪ Уравнение при намаляване на температурата на маслото

$$\text{c) } \Delta\Theta''_{bt} = \Delta\Theta_{bK1} + (\Delta\Theta'_{bh} - \Delta\Theta_{bK1}) \cdot e^{-\frac{t}{\tau}}$$

▪ Топлинни параметри, характеризиращи номиналния режим на натоварване:

- 1) прегряване на маслото в горните слоевете на казана
 $\Delta\Theta_{bn} = 55^\circ\text{C}$ за охлаждане ONAN и ONAF;
 $\Delta\Theta_{bn} = 40^\circ\text{C}$ за охлаждане OFAF и OFWF.
- 2) средното прегряване на намотката над температурата на охлаждащата среда е $\Delta\Theta_{\omega} = 65^\circ\text{C}$;
- 3) прегряването на най-нагрятата точка в намотката над температурата на охлаждащата среда е $\Delta\Theta_{cn} = 78^\circ\text{C}$;

- 4) температурата на най-нагрятата точка в намотката, при която се осигурява нормален термичен живот на трансформатора е $\Delta\Theta_{bg} = 98^{\circ}\text{C}$;
- 5) отношение на загубите на късо съединение към загубите на празен ход при номинално натоварване е $d = 5:1$;
- 6) топлинна константа на трансформатора:
3 часа за охлаждане ONAN и ONAF;
2 часа за охлаждане OFAF и OFWF.

▪ **Допускания за намотката при определяне на прегряването на маслото:**

- 1) При продължителност на претоварването, по-голяма от 0.5 часа, не се отчита преходния процес, а се приема, че температурата на намотките се изменя аналогично с температурата на маслото;
- 2) При стъпално изменение на натоварването температурите на намотката се изменят по експоненциален закон.

▪ **Параметри за топлинното състояние на трансформатора в режим на аварийни претоварвания:**

- 1) максималната температура на най-нагрятата точка на намотката $\Theta_{c \text{ max}}$ не трябва да надвишава 140°C ;
- 2) максимална допустима температура на маслото в горните слоеве на казана не трябва да надвишава 115°C ;
- 3) прието е за единица относителното денонощно термично износване на изолацията на намотките, изчислено при $\Delta\Theta_v = 6^{\circ}\text{C}$ и температури от 60 до 140°C .

Температура на най-нагрятата точка на намотката при установен режим ($H > 4\tau$) е:

$$(1) \quad \Theta_c = \Theta_a + \Delta\Theta_{cb} + \Delta\Theta_b$$

където: $\Delta\Theta_{cb}$ - прегряване на най-нагрятата точка на намотките над температурата на маслото в горните слоеве на казана, $^{\circ}\text{C}$;

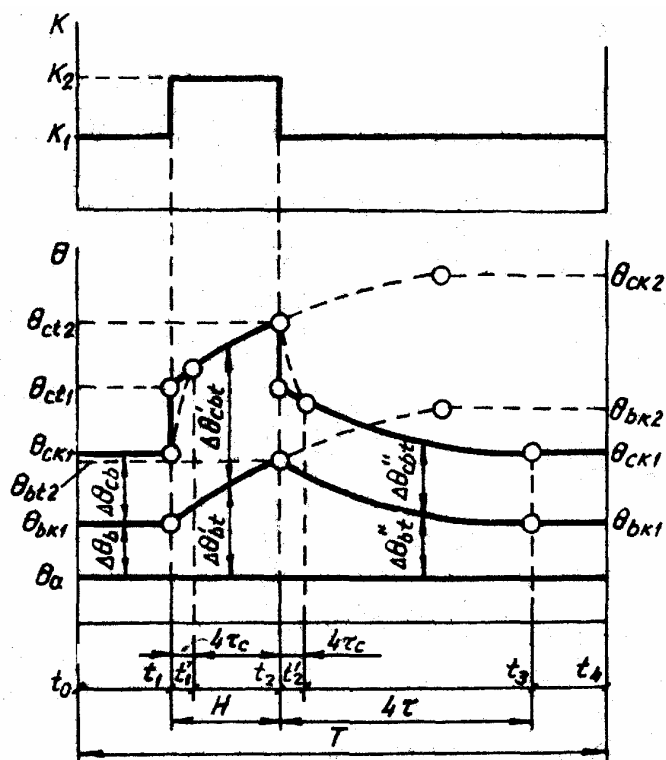
Θ_a - температурата на охлаждащата среда,

$\Delta\Theta_b$ - прегряване на най-нагретия слой на маслото в горния край на казана

$$(2) \quad \Delta\Theta_{cb} = \Delta\Theta_{cbn} \cdot K^y$$

където: $y = 1.6$ за охлаждане ONAN и ONAF;

$y = 1.8$ за охлаждане OFAF и OFWF;



Фиг. 2

ПАРАМЕТРИ, ОТ КОИТО ЗАВИСИ ПРЕТОВАРВАНЕТО НА ТРАНСФОРМАТОРА

- Техническото състояние на трансформатора (състоянието на маслото и на намотките)
- Първоначалното натоварване
- Продължителност на претоварването
- Типът на системата на охлаждане на трансформатора
- Температурата на охлаждащата среда
- Повишаване на стойностите на тока. При претоварване токът на трансформатора се повишава над номиналния. Това загаря намотките и ускорява износването на изолацията. За това продължителността на претоварването се ограничава. Не се допуска превишаване на тока над удвоената му номинална стойност.

Забележка: Означения на охладителните системи [2]:

Охлаждаща материя

O – (Oil) Минерално масло или еквивалентна синтетична течност с точка на горене $\leq 300^{\circ}\text{C}$

K – Други синтетични течности

L – Негоряща синтетична изолационна течност

G – (Gas) Газ с точка на запалване $> 300^{\circ}\text{C}$

A – (Air) При сухи трансформатори

W – (Water) Вода

Циркулация на охлаждащата материя:

N – [Natural circulation] Естествена циркулация

F – [Forced circulation (non-directed)] Принудителна с ненасочен поток на охлаждащата течност

D – [Forced circulation (directed)] Принудителна с насочен поток на охлаждащата течност

СИСТЕМАТИЧНИ ПРЕТОВАРВАНИЯ

Под **коэффициент на начално претоварване** K_1 се разбира отношението на еквивалентното начално натоварване към номиналното, а под **коэффициент на превишено натоварване** K_2 се разбира еквивалентния максимум на натоварване към номиналното.

Според БДС 10521-85 **допустимите систематични претоварвания** K_2 и продължителността им H се определят по таблици в зависимост от охладителната система, началното натоварване K_1 и температурата на охлаждащата среда Θ_a .

При непълно натоварване на трансформатора износването на неговата изолация е незначително и за това се допуска в отделни периоди претоварване, което не съкращава нормалния срок на годност (животът на трансформатора е 20-30 год.). Продължителни експлоатационни претоварвания за всички видове трансформатори в зависимост от коефициента на натоварване се допуска в стойности показани в таблицата (табл.1.1)

Таблица 1.1

Коефициента на натоварване K_1	Допустимо претоварване % при различна продължителност, часа					
	2 часа	4 часа	6 часа	8 часа	12 часа	24 часа
0.50	28 %	24	20	16	12	7
0.60	23 %	20	17	14	10	6
0.70	17.3 %	15	12.5	10	7.5	5
0.75	14%	12	10	8	6	4
0.80	11.5 %	10	8.5	7	5.5	3
0.90	8 %	7	6	4.5	3	2

На практика допустимото претоварване на трансформатора се определя от следните условия:

- 1) $S > S_{ном, тр}$
- 2) $\Theta > \Theta_{ном} = 20^\circ C$
- 3) $U > U_{ном, тр}$

АВАРИЙНИ ПРЕТОВАРВАНИЯ

При **аварийните режими** трансформаторът е подложен на ускорено ненормално износване на изолацията и отгук съкращаване на живота. Но тъй като тези режими не са често срещани явления, то икономически е оправдано да се поеме рискът, а и да не се нарушава електроснабдяването на потребителите.

При аварийни режими на преден план се поставя въпросът за обезпечаване на непрекъснатото електроснабдяване на потребителите. За това критериите за допустимите аварийни претоварвания са различни от систематичните.

Износването на изолацията се допуска значително над номиналната и претоварването се ограничава само от температурата на най-нагрятата точка на намотките, която трябва да бъде и още безопасна за по-нататъшната работа на трансформатора.

Препоръчва се аварийните претоварвания да са със същите положения и условия, както са за систематичните претоварвания, освен степента на износване на изолацията:

- 1) допустимите претоварвания се ограничават от температурата на най-нагрятата точка на намотките, която както и систематичните претоварвания не се допуска повече от $140^\circ C$;
- 2) тока на натоварване не се допуска повече от удвоената му номинална стойност.

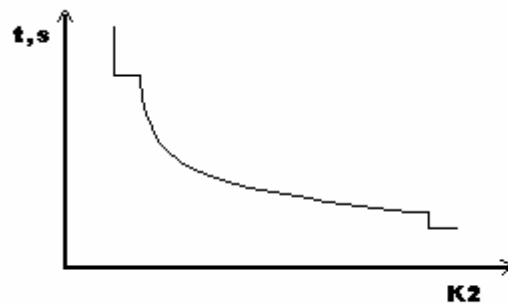
Допустимите коефициенти на аварийното претоварване K_2 в зависимост от коефициента на началното натоварване K_1 и температурата на охлаждащата среда Θ_a и съответстващото им относително из-

носване на изолацията, изразени за едно “нормално денонощие” са приведени във вид на таблици за времето на претоварване H и температура на охлаждащата среда $\Theta_a = 20^\circ\text{C}$.

ИЗБОР НА НАСТРОЙКИ

За защитата на трансформатора от претоварване се използва тристъпална токова защита, образувана от максималнотокова защита (МТЗ) и токови отсечки (ТО).

Първото стъпало е токова защита с независимо от тока забавяне, тя обхваща малките допустимите претоварвания ($K_{2\text{доп}} = 1.2$) на трансформатора. Второто стъпало е осъществено от МТЗ със зависими закъснения, чийто диапазон на заработване са кратковременните претоварвания и претоварвания предизвикани от токове на к.с. Третото стъпало е отново токова отсечка. Това стъпало обхваща зоната на претоварване в резултат на много големи токовете на к.с. Тук претоварванията са 15-20 пъти над номиналната стойност.



Фиг. 3. Защитна тристъпална характеристика на трансформатор от претоварване

1. ПРИМЕРИ ЗА СИСТЕМАТИЧНИ ПРЕТОВАРВАНИЯ

1.1. ПРИМЕР 1

Трансформатор със система на охлаждане ONAN работи с начално натоварване $K_1 = 0.8$ при температура на охлаждане $\Theta_a = 15^\circ\text{C}$. Необходимо е да се определи допустимо ли е претоварване от 25% над номиналната мощност в продължение на 5 часа ($H = 5$ часа).

От табл. 3 (по-долу) за $\Theta_a = 10^\circ\text{C}$, като се прави интерполация за $H = 5$ часа, получаваме претоварване $K_2 = 1.29$, а от табл. 4 ($\Theta_a = 20^\circ\text{C}$) за същата стойност на H , като се интерполира се получава претоварване $K_2 = 1.2$.

За температурата на охлаждащата среда $\Theta_a = 15^\circ\text{C}$ стойността на претоварването е равна на средната стойност, която е близка до изисканата стойност 25% (1.25).

$$\frac{1.29 + 1.2}{2} = 1.245,$$

Следователно претоварването от 25% в продължение на 5 часа е допустимо.

1.2. ПРИМЕР 2

Трансформатор със система за охлаждане ONAN работи при $\Theta_a = 20^\circ\text{C}$ с коефициент на начално натоварване $K_1 = 0.8$. Да се определи допустимо ли е претоварване с 30% над номиналната мощност в течение на 3 часа, т.е. $H = 3$ часа.

От табл. 4 ($\Theta_a = 20^\circ\text{C}$), за $H = 2$ часа, получаваме претоварване $K_2 = 1.41$, а от табл. 4 ($\Theta_a = 20^\circ\text{C}$) за $H = 4$ часа се получава претоварване $K_2 = 1.24$.

За температурата на охлаждащата среда $\Theta_a = 15^\circ\text{C}$ стойността на претоварването е равна на средната стойност, която е близка до изисканата стойност 30% (1.30).

$$\frac{1.41+1.24}{2} = 1.325,$$

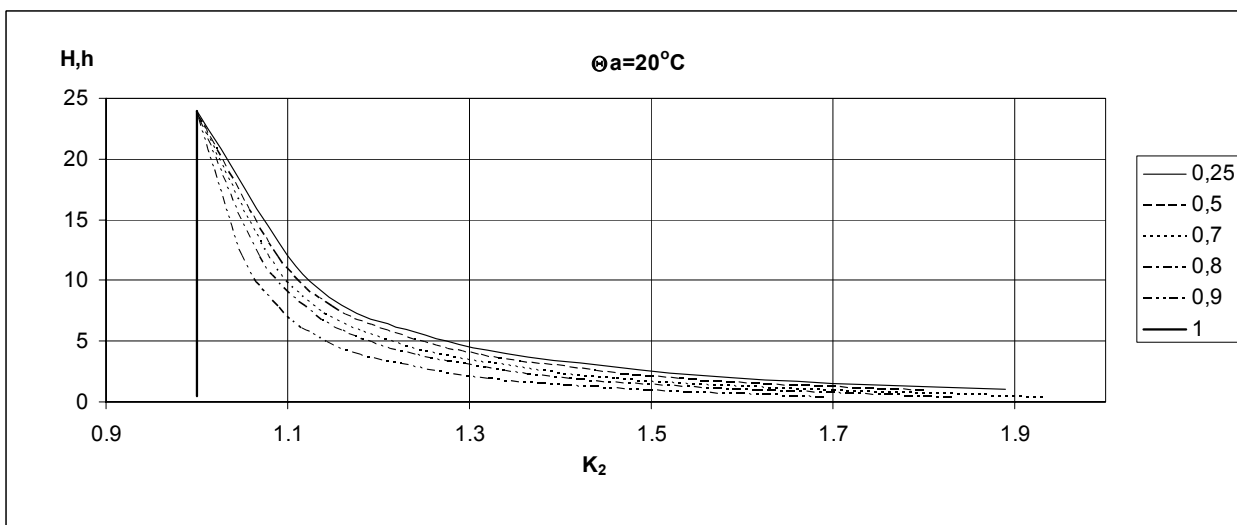
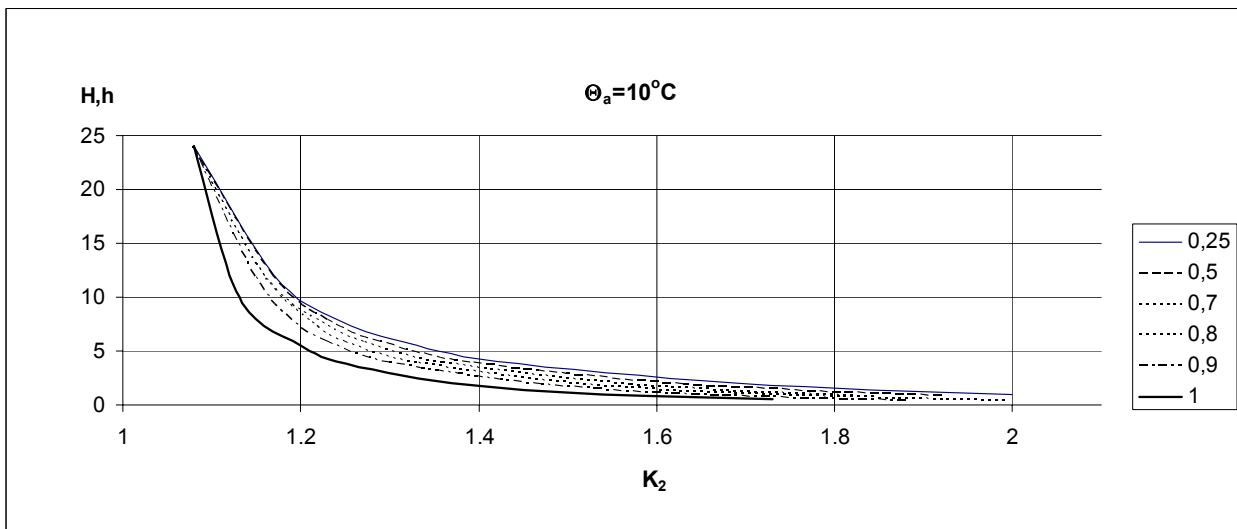
Следователно претоварването от 30% в продължение на 3 часа е допустимо.

Табл. 3. Допустими систематични претоварвания K_2 и продължителността им H ; $\Theta_a = 10^\circ\text{C}$

H часа	ONAN, ONAF						OFAF, OFWF					
	K_1						K_1					
	0.25	0.50	0.70	0.80	0.90	1.00	0.25	0.50	0.70	0.80	0.90	1.00
0.5	+	+	+	<u>1.99</u>	<u>1.88</u>	<u>1.73</u>	<u>1.70</u>	<u>1.65</u>	<u>1.60</u>	<u>1.56</u>	<u>1.52</u>	1.45
1.0	<u>2.00</u>	<u>1.92</u>	<u>1.82</u>	<u>1.76</u>	<u>1.67</u>	<u>1.54</u>	<u>1.57</u>	<u>1.53</u>	1.48	1.45	1.42	1.35
2.0	<u>1.69</u>	<u>1.63</u>	<u>1.57</u>	<u>1.52</u>	1.47	1.37	1.41	1.38	1.36	1.34	1.31	1.26
4.0	1.42	1.39	1.36	1.33	1.30	1.24	1.27	1.26	1.24	1.23	1.22	1.19
6.0	1.31	1.29	1.27	1.25	1.23	1.19	1.21	1.20	1.19	1.19	1.18	1.15
8.0	1.24	1.23	1.22	1.21	1.19	1.15	1.17	1.17	1.16	1.15	1.15	1.13
12.0	1.17	1.17	1.16	1.16	1.15	1.12	1.13	1.13	1.12	1.12	1.12	1.10
24.0	1.08	1.08	1.08	1.08	1.08	1.08	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07

Табл. 4. Допустими систематични претоварвания K_2 и продължителността им H ; $\Theta_a = 20^\circ\text{C}$

H часа	ONAN, ONAF						OFAF, OFWF					
	K_1						K_1					
	0.25	0.50	0.70	0.80	0.90	1.00	0.25	0.50	0.70	0.80	0.90	1.00
0.5	+	+	<u>1.93</u>	<u>1.83</u>	<u>1.69</u>	1.00	<u>1.61</u>	<u>1.57</u>	<u>1.51</u>	1.46	1.41	1.00
1.0	<u>1.89</u>	<u>1.80</u>	<u>1.70</u>	<u>1.62</u>	1.50	1.00	1.48	1.44	1.39	1.36	1.31	1.00
2.0	<u>1.59</u>	<u>1.53</u>	1.46	1.41	1.32	1.00	1.33	1.30	1.27	1.25	1.21	1.00
4.0	1.34	1.31	1.27	1.24	1.18	1.00	1.19	1.18	1.16	1.15	1.13	1.00
6.0	1.23	1.21	1.18	1.16	1.12	1.00	1.13	1.12	1.11	1.10	1.09	1.00
8.0	1.16	1.15	1.13	1.12	1.09	1.00	1.10	1.09	1.08	1.08	1.06	1.00
12.0	1.10	1.09	1.08	1.07	1.05	1.00	1.06	1.05	1.05	1.05	1.04	1.00
24.0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00



2. ПРИМЕРИ ЗА АВАРИЙНИ ПРЕТОВАРВАНИЯ

2.1. ПРИМЕР 1.

Два трансформатора (ONAN) работят в паралел със 70% от номиналния си товар. Поради това, че единият от тях е повреден и е излязъл от строя, другият трансформатор трябва да работи в продължение на 6 часа през деня със 140% от номиналната си мощност временно, докато паралелно работещият трансформатор не бъде заменен.

Необходимо е да се провери едновременно стойността на Θ_a при която е възможно да се реализира такъв режим ($H=6$ часа; $K_1=0.7$; $K_2=1.4$) и с колко ще се съкрати животът на трансформатора. Това за $H=6$ часа става по табл. 12.

От табл. 12 ($H=6$ часа) за $K_1=0.7$ и $K_2=1.4$ възможният избор е

съкращаването на живота в “нормални” дни“ = 17.4·С,

като $C = 0.32$ (табл. 7), а възможната температура на охлаждащата среда е $\Theta_a = 10^\circ\text{C}$ отново по табл. 7.

Животът на трансформатора ще се съкрати с $17.4 \cdot C = 5.57$ “нормални” дни при $\Theta_a = 10^\circ\text{C}$.

Табл. 12. Относително термично износване на изолацията в “нормални” дни при температура $\Theta_a = 20^\circ\text{C}$

$H = 6.0$ часа; ONAN, ONAF

K_2	K_1									
	0.25	0.50	0.70	0.80	0.90	1.00	1.10	1.20	1.30	1.40
0.7	0.004	0.008	0.026							
0.8	0.008	0.014	0.037	0.079						
0.9	0.020	0.030	0.062	0.115	0.266					
1.0	0.055	0.077	0.133	0.210	0.404	1.00				
1.1	0.175	0.232	0.355	0.494	0.792	1.59	4.18			
1.2	0.618	0.798	1.14	1.46	2.05·A	3.34·A	6.90·A	19.3·A		
1.3	2.42·A	3.07·A	4.19·B	5.17·B	6.72·B	9.53·B	15.7·B	33.3·B	99·B	
1.4	10.5·C	13.1·C	17.4·C	20.9·C	26.1·C	34.4·C	49.1·C	81.6·C	178·D	558·D
1.5	49.5·D	61.2·D	80.0·D	94.9·D	108·E	129·E	162·E	236·E	406·E	941·E

Табл. 7. Износване при температура, различна от 20°C

Температура на охлаждащата среда, $^\circ\text{C}$	40	30	20	10	0	-10
Означения, определящи недопустимостта на претоварването, ако Θ_a превишава определена стойност	-	A	B	C	D	E
Стойност на коефициента за преизчисляване на относителното денонощно термично износване на изолацията	10.0	3.2	1.0	0.32	0.1	0.032

2.2. ПРИМЕР 2.

Трансформатор с охлаждаща система ONAN работи с начално натоварване $K_1=0.8$. Трябва да се натовари в продължение на 2 часа с 1.8 от номиналната си мощност. Да се провери за какви стойности на Θ_a е възможно претоварването и с колко ще се съкрати животът на трансформатора.

От табл. 10 ($H=2$ часа) за $K_1=0.8$ и $K_2=1.8$ възможният избор е

съкращаването на живота в “нормални” дни“ = 58.5·E,

като $E = 0.032$ (табл. 7), а възможната температура на охлаждащата среда е $\Theta_a = -10^\circ\text{C}$ отново по табл. 7.

Животът на трансформатора ще се съкрати с $58.5 \cdot E = 1.9$ “нормални” дни при $\Theta_a = -10^\circ\text{C}$.

Табл. 10. Относително термично износване на изолацията в “нормални” дни при температура $\Theta_a = 20^\circ\text{C}$

H = 2.0 часа; ONAN, ONAF

K ₂	K ₁									
	0.25	0.50	0.70	0.80	0.90	1.00	1.10	1.20	1.30	1.40
0.7	0.001	0.005	0.026							
0.8	0.002	0.006	0.029	0.079						
0.9	0.003	0.008	0.034	0.089	0.266					
1.0	0.005	0.012	0.044	0.107	0.303	1.00				
1.1	0.009	0.020	0.064	0.142	0.373	1.16	4.18			
1.2	0.019	0.039	0.108	0.218	0.516	1.45	4.89	19.3·A		
1.3	0.045	0.088	0.218	0.400	0.842	2.10·B	6.30·A	22.9·B	99·B	
1.4	0.116	0.221	0.505·A	0.868·A	1.66·A	3.63·B	9.48·B	30.3·C	119·C	558·D
1.5	0.327·A	0.608·A	1.33·B	2.18·B	3.88·B	7.69·C	17.5·C	47.6·D	161·D	658·E
1.6	0.988·B	1.81·B	3.83·C	6.12·C	10.5·C	19.4·D	39.8·D	93.2·E	264·E	+
1.7	3.18·C	5.75·C	12.0·D	18.8·D	30.7·E	56.0·E	107·E	+	+	+
1.8	10.9·D	19.5·D	43.0·E	58.5·E	+	+	+	+	+	+
1.9	34.5·E	+	+	+	+	+	+	+	+	+

2.3. ПРИМЕР 3.

Трансформатор, който работи с 80% от номиналната си мощност, трябва да се натовари с 130% от номиналната си мощност по 2 часа дневно в продължение на 100 дни. Средната температура е 30°C .

Да се определи допълнителното износване на изолацията на трансформатора.

От табл. 10 (H=2 часа) за $K_1=0.8$ и $K_2=1.3$ възможният избор е

съкращаването на живота в “нормални” дни“ = 0.400, при $\Theta_a = 20^\circ\text{C}$

Тъй като охлаждащата среда е с по-висока температура $\Theta_a = 30^\circ\text{C}$, то от табл. 7 се използва за преизчисляване коефициентът за $\Theta_a = 30^\circ\text{C}$, който е $A=3.2$. Износването се увеличава с всеки работен ден, така, че реалното съкращаване на живота в “нормални” дни“ за 100 дни и по-високата температура $\Theta_a = 30^\circ\text{C}$ е

$$0.400 \cdot 3.2 \cdot 100 = 128 \text{ “нормални” дни.}$$

Може да се направи и оценка на конкретното износване, предизвикано от аварийното претоварване. И без него при $K_1 = K_2 = 0.8$, но при охлаждаща среда с температура $\Theta_a = 30^\circ\text{C}$ ще има съкращаване на живота. От табл. 10 (2 часа на ден) за $K_1 = K_2 = 0.8$ е отчита коефициент **0.079**. От табл. 7 за $\Theta_a = 30^\circ\text{C}$ се отчита $A=3.2$ и при 100 работни дни съкращаването на живота става

$$0.079 \cdot 3.2 \cdot 100 = 25.28 \text{ “нормални” дни.}$$

Само от претоварването съкращаването на живота ще бъде

$$128 - 25 = 103 \text{ “нормални” дни.}$$

2.4. ПРИМЕР 4.

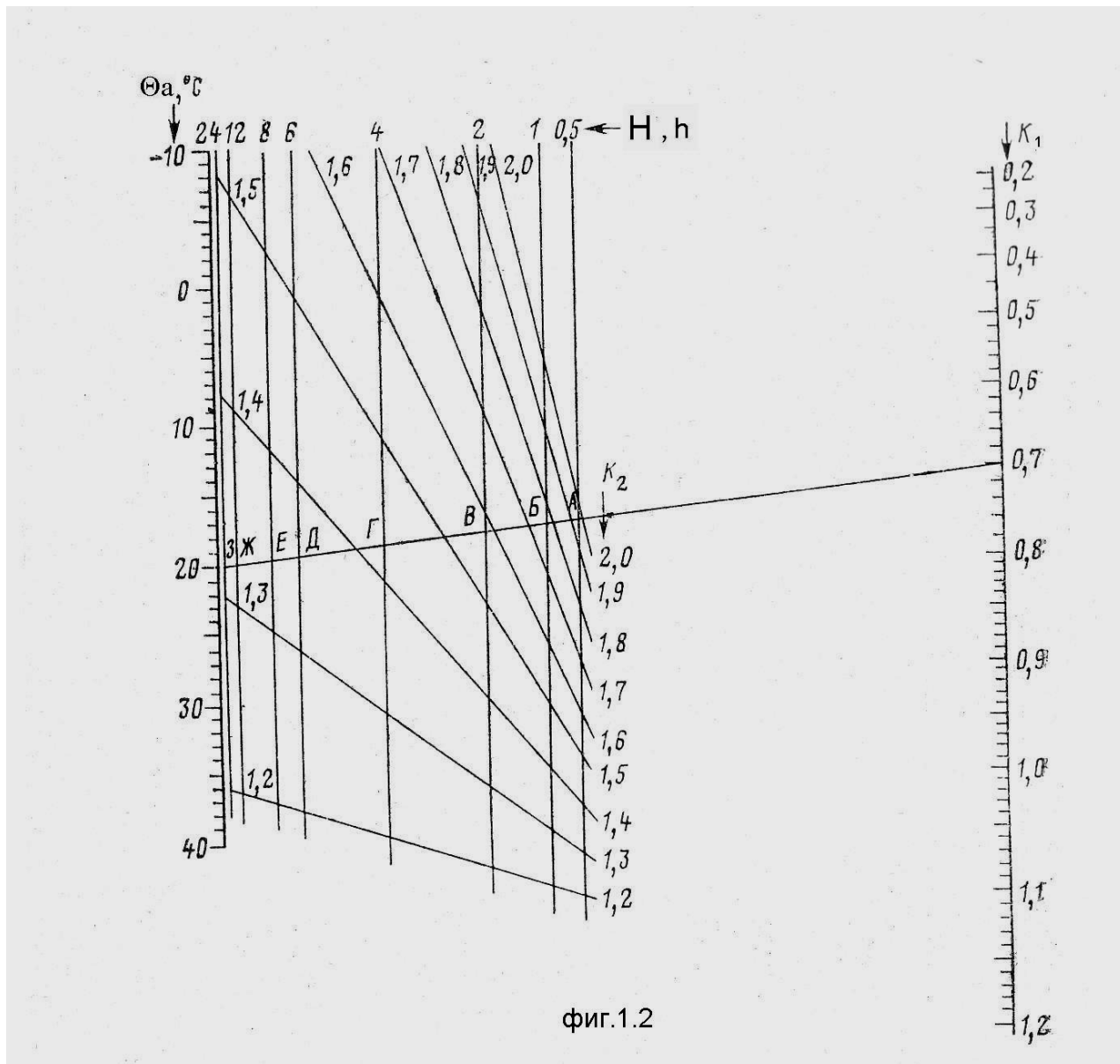
Определяне на претоварване по номограми [2]

Номограмите дават връзка между Θ_a , K_1 , H и K_2 .

Трансформатор със система на охлаждане ONAN работи с натоварване 70% от номиналната си мощност, температурата на охлаждащата среда е $\Theta_a = 20^\circ\text{C}$. Какво е допустимото претоварване в продължение на 0.5; 1; 2; 4; 6; 8; 12 и 24 часа ?

Прекарва се права през точки $K_1 = 0.7$ и $\Theta_a = 20^\circ\text{C}$. В точките на пресичането ѝ с правата на съответната продължителност на натоварване H се търси чрез интерполиране стойността на K_2 . Точките на пресичането са : А, В, С, D, E, F, G и H.

Точки	A	B	C	D	E	F	G	H
K_2	1.95	1.77	1.58	1.43	1.36	1.34	1.33	1.32
H	0.5	1	2	4	6	8	12	24



фиг.1.2

Литература:

- 1) БДС 10521-85. Трансформатори и автотрансформатори еднофазни и трифазни, двунамотъчни и тринмотъчни маслени с номинална мощност до 100MVA с общо предназначение. Допустими претоварвания. 1985 г.
- 2) БДС 3067/2-90. Трансформатори с общо предназначение. означение на охлаждането и допустими прегрявания и и натоварвания. 1990 г.

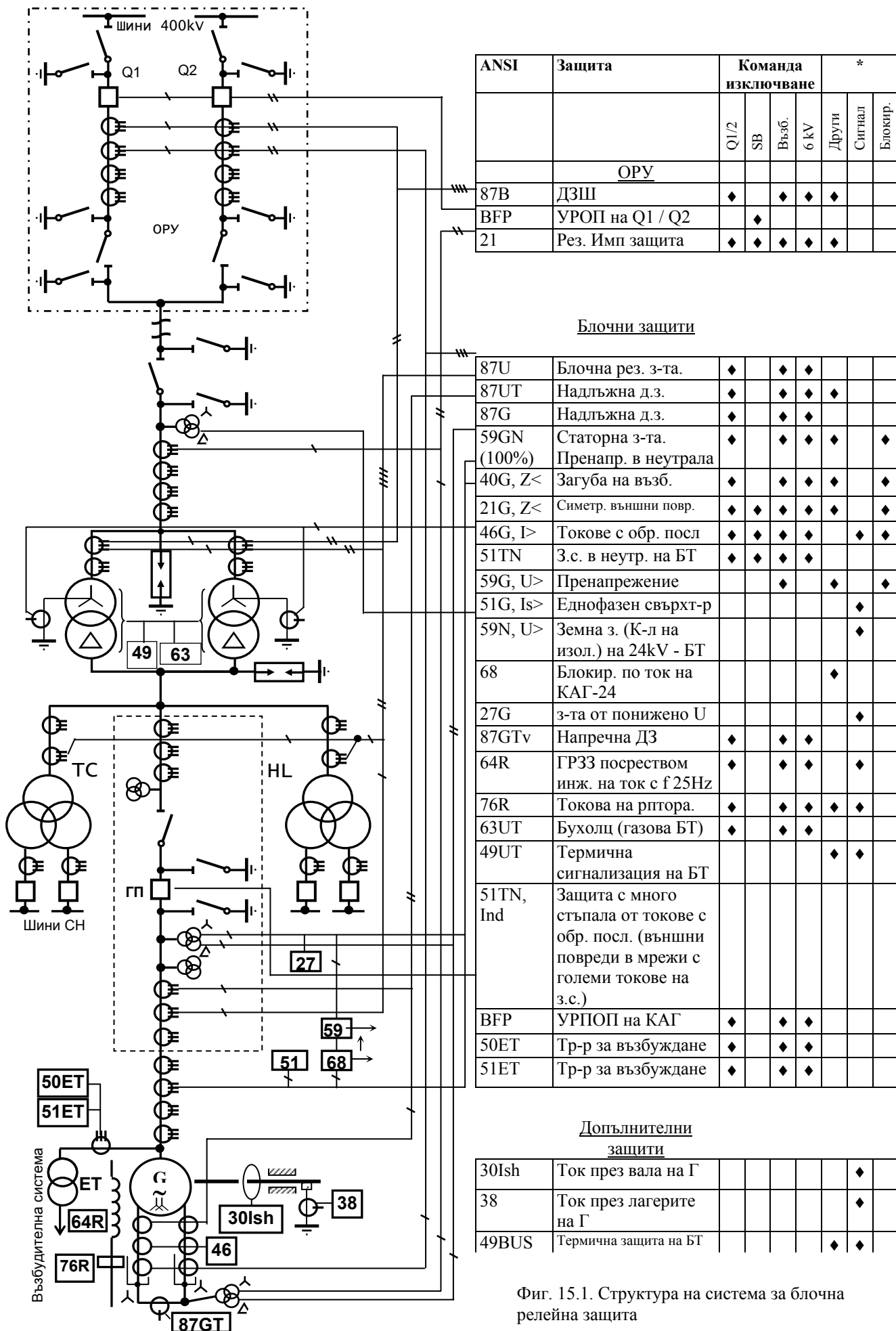
15. Структура на релейни защиты на голям синхронен генератор

15.1. Структура на релейни защиты на голям синхронен генератор

Вид и място на повреда	Вид на защитата
1. Междофазни къси съединения в статорната намотка на генератора и на изводите му	1 Надлъжна диференциална защита със спирачни характеристики за генератора (87G)
2. Къси съединения между навивките на една фаза от статорната намотка на генератора	2. Едносистемна напречна диференциална токова защита (87, Ind)
3. Земни съединения в статорната намотка на генератора	3. Напреженова защита на първи и трети хармоник, която няма зона на нечувствителност 59GN (100%)
4. Асинхронен режим при загуба на възбуждане на генератора	4. Импедансна защита (40)
5. Всички видове къси съединения в намотките на блочния трансформатор и на неговите изводи	5. Диференциална токова защита със спирачни характеристики за трансформатора (87T)
6. Всички видове къси съединения от страната на изводите на намотките за ВН на трансформатора и на шините 400kV	6. Диференциална защита на шинната система (87B)
7. Къси съединения в казана на трансформатора, съпроводени с отделяне на газ или понижаване на нивото на маслото	7. Газова защита (80MT)
8. Всички видове къси съединения на шините ВН, в намотките на трансформаторите и на изводите им и за резервиране на основните защиты на блока	8. Резервна диференциална защита на блока (87U)
9. Външни симетрични къси съединения	9. Дистанционна защита (21, Z<)
10. Външни несиметрични къси съединения и несиметрично натоварване	10. Защита на токове с обратна последователност (46, I₂>)
11. Повишаване на напрежението на турбогенератора и трансформаторите при работа на блока генератор-трансформатор на празен ход	11. Защита от повишаване на напрежението (59, U>)
12. Външни къси съединения към земя в мрежи с голям ток на 1 ф.к.с.	12. Многостъпална токова защита на тока с нулева последователност (51TN, Idn)
13. Земни съединения на страната НН на блочните трансформатори	13. Контрол на изолацията (59N, U>)
14. Симетрично претоварване	14. МТЗ за тока на една от фазите, изпълнена с реле с висок коефициент на връщане (51S, Is>)
15. Претоварване на роторната намотка на турбогенератора от възбудителен ток	15. Токова защита със зависима характеристика (51R)
16. Земно съединение в една точка от роторната намотка на турбогенератора	16. Защита с инжектиране на променливо напрежение с честота 25 Hz (64R)
17. Пожар в блочния трансформатор. Като датчици за задействане на устройството за гасене на пожар в трансформаторите се използват:	17. - Газова защита, - Диференциалната защита на трансформаторите и - Диференциалната защита на шините 400 kV (в определени случаи)

15.2. Релейна защита на работен трансформатор за собствени нужди
Тринамотъчен трансформатор 24/6,3/6,3 kV

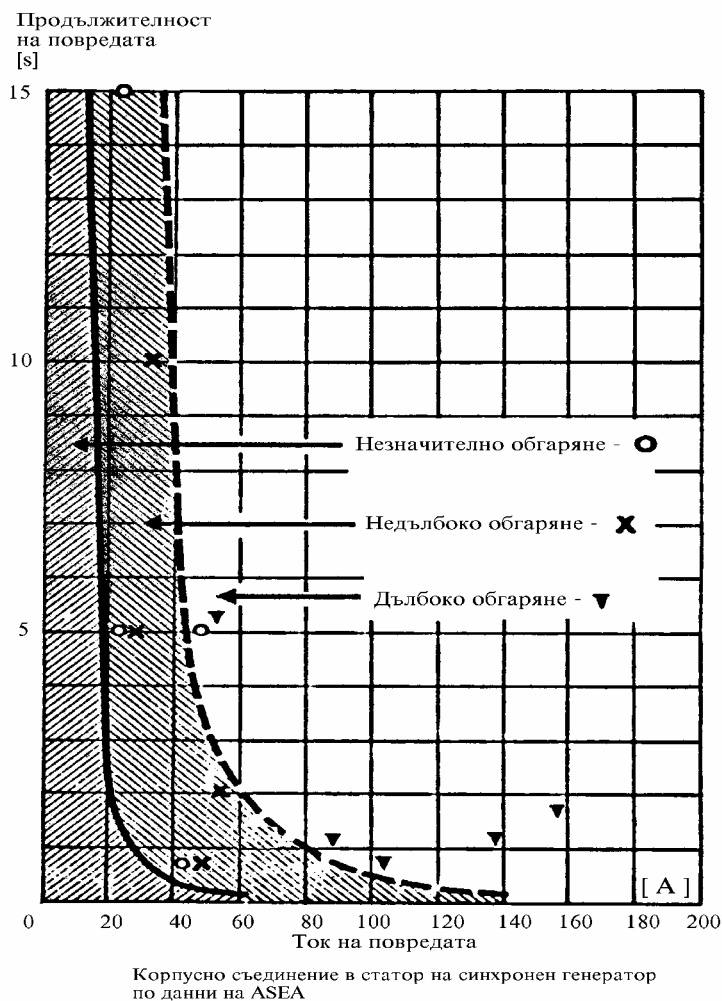
Вид и място на повредата	Вид на защитата
1. Всички видове къси съединения в намотките на трансформатора и на изводите му	1. Диференциална токова защита на трансформатора (87T, Id>)
Блокиране на регулирането под товар	1a. Мигновена токова отсечка за блокиране на регулирането под товар (50TC, I>>)
Контрол за увеличен ток на страна 24 kV	1b. Мигновена токова отсечка (51TC, I>>)
2. Повреди вътре в казана на трансформатора, съпроводени с отделяне на газ и понижаване на нивото на маслото	2. Газова защита на трансформатора (80MT; 80TC)
3. Външни къси съединения, а също и за резервиране на основните защиты на трансформатора	3. МТЗ на тока на страна ВН с комбинирано пускане по напрежение за страна ВН (51+27)
	3a. Дистанционна защита за страна НН на трансформатора (2I, 3Z<)
	3a. Дистанционна защита за страна ВН на трансформатора (2I, 3Z<)
4. Симетрично претоварване	4. МТЗ на страна НН, използваща тока на една от фазите (5I)
5. Дъгова защита	5. Arc



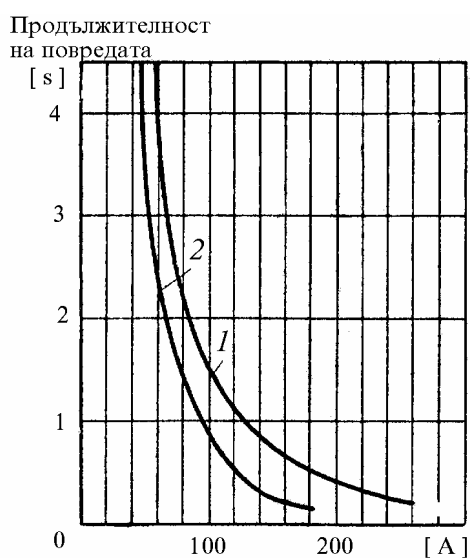
Фиг. 15.1. Структура на система за блочна релейна защита

16. 100%-ни земни статорни защиты на синхронни генератори

1. Вреди от земната статорна повреда



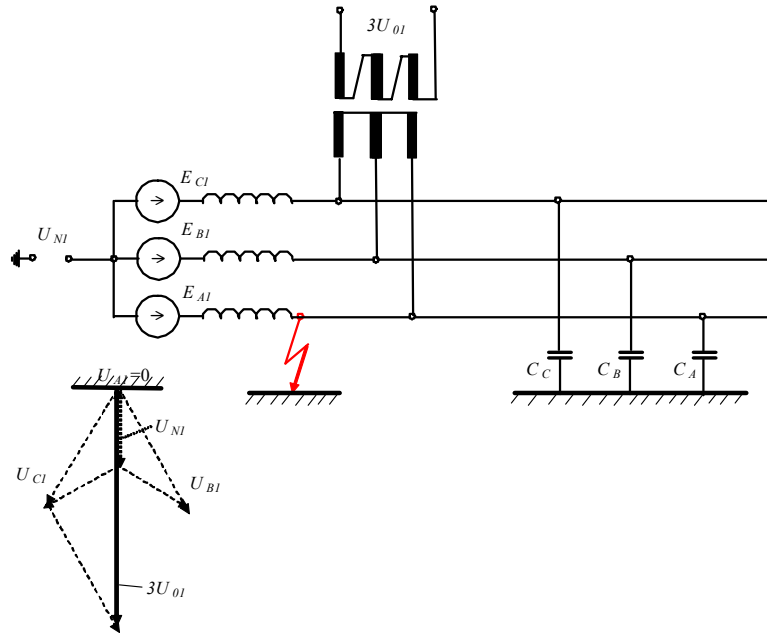
Фиг. 1. Поражения от тока при земно съединение в статора



Ток на повреда: 1 - данни на лаборатория "Смуров"; 2 - данни на завод "Електросила"

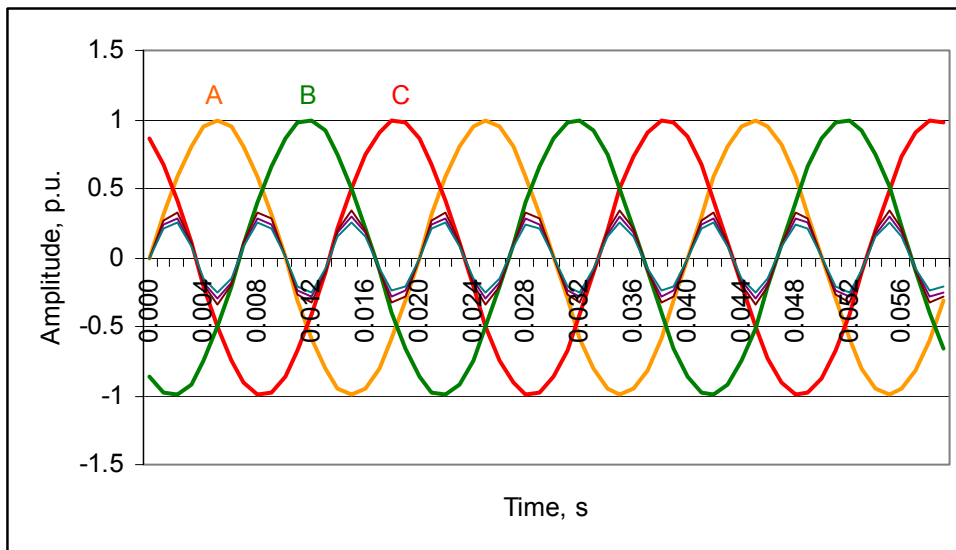
Фиг. 2. Допустим ток при з.с. в статора

2. Зависимост на големината на първия хармоник (U_{N1} и $3U_{01}$) от мястото на з.с. в статора на генератора



Фиг. 3. Зависимост на големината на първия хармоник от мястото на з.с. в статора

3. Първи и трети хармоник в напрежението на една трифазна система



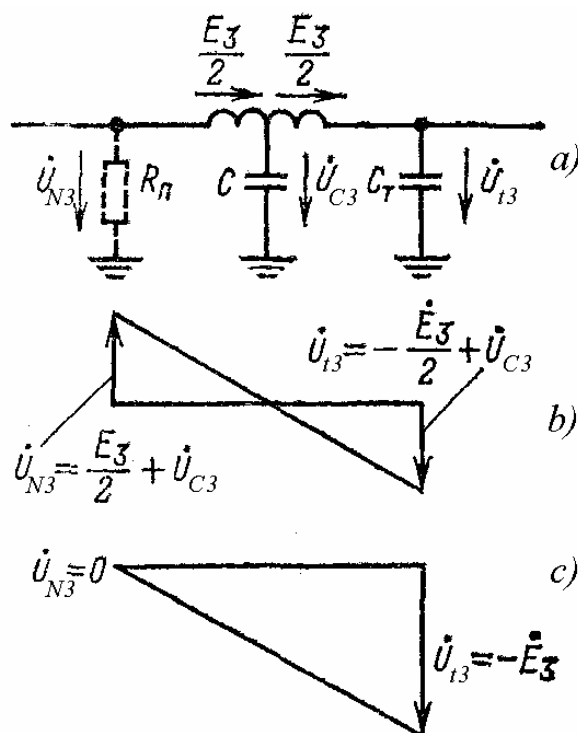
Фиг. 3

$$u_{A1\max} = 1; \quad u_{B1\max} = 1; \quad u_{C1\max} = 1;$$

$$u_{A3\max} = 0.32; \quad u_{B3\max} = 0.30; \quad u_{C3\max} = 0.26.$$

Забележка: Амплитудата на третия хармоник на фиг. 3 е приета в трите фази с малка разлика, за да се отличава на графиката.

4. Трети хармоник в напрежението на неутралата (U_{N3}) и в напрежението с нулева последователност на изводите на генератора ($3U_{03}$)



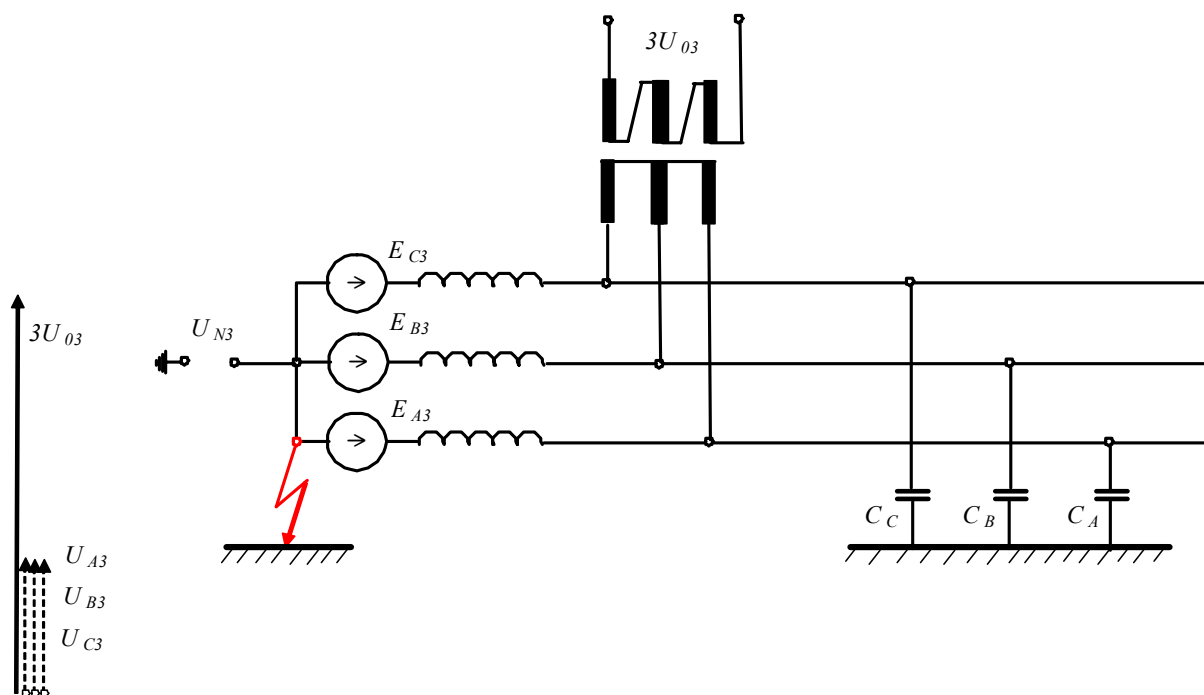
Напрежение на третия хармоник
в намотките на статора

Фиг. 4

Електродвижещото напрежение (е.д.н.) на синхронните генератори винаги съдържа трети хармоник и той има достатъчна големина за функционирането на земната статорна защита [1]. Е.д.н. на третия хармоник на трите фази са еднакви и съвпадат по фаза (фиг. 4 и 5). На фиг. 5 на базата на фиг. 3 е пояснена причината за съвпадането.

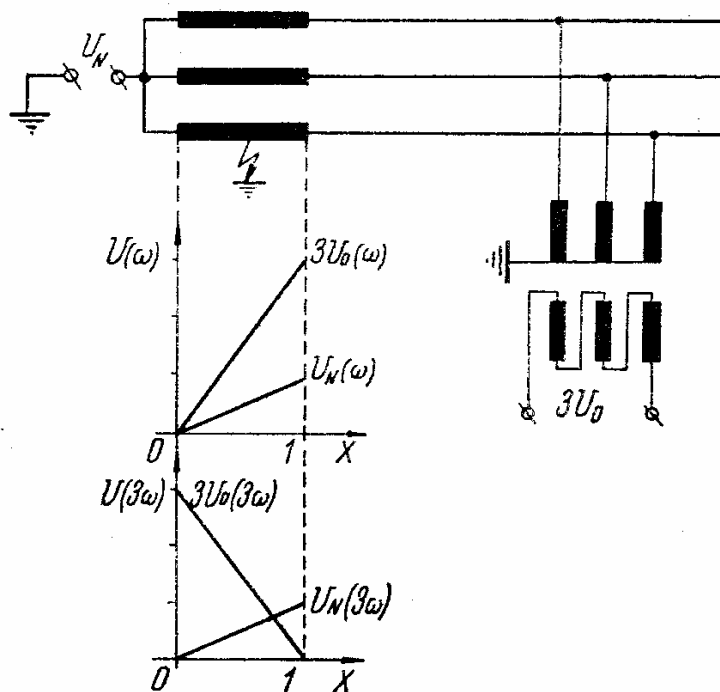
От еквивалентната схема за една фаза на генератора (фиг. 4а) и векторната диаграма на напрежението на третия хармоник на фазата спрямо земя (фиг. 4б) се вижда, че напреженията на третия хармоник в нормален режим от страната на неутралата (U_{N3}) и от страната на изводите са еднакви и равни на около половината на E_3 , а $U_{C3} \cong 0$.

При з.с. в неутралата на генератора (фиг. 4с) се получават съотношенията $U_{N3} = 0$ и $U_{I3} = -E_3$.



Фиг. 5. Зависимост на големината на третия хармоник от мястото на з.с. в статора

5. Условия за избор на входни величини за земната статорна защита



Фиг. 6.

На фиг.6 е показано изменението на напрежението с основна честота и с честота 150 Hz както в неутралата, така и на намотката отворен триъгълник на НТ, когато мястото на з.с. се измества от единия до другия край на намотката.

6. Особенности на третия хармоник на напрежението в неутралата U_{N3} и в "отворения триъгълник" $3U_{03}$ при генераторите в АЕЦ "Козлодуй" – ЕП2, 24 юли 1996 г.

Пусково-надлъжни работи за въвеждане от АBB на нова 100%-на земна статорна защита тип RAGEA на турбогенератор G6

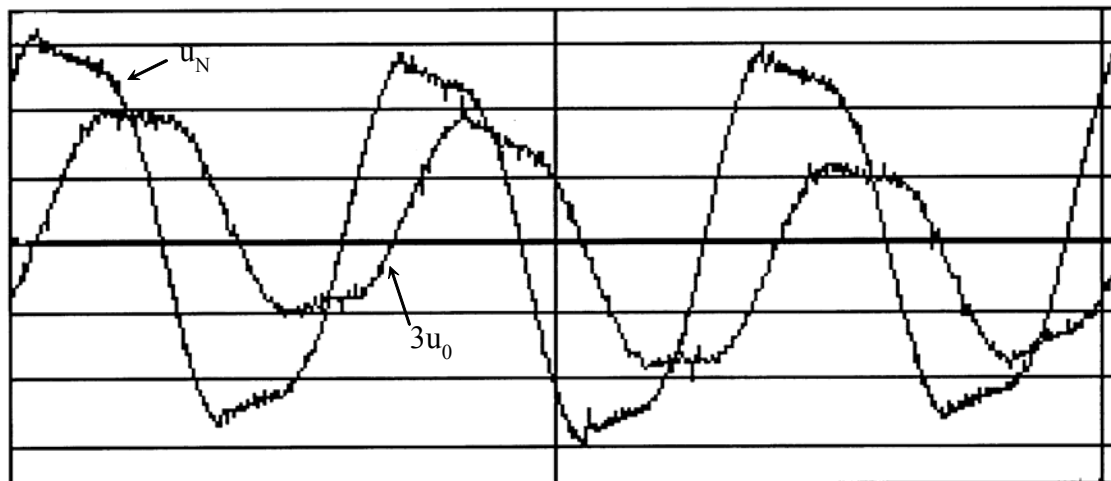
- U_N - напрежение във вторичната страна на напрежителния трансформатор в неутралата на генератора
- U_0 - напрежение на отворения триъгълник на напрежителния трансформатор на изводите на генератора
- последни цифри - пореден номер на файла

Проби под товар

Захранването от чужд парогенератор дава малки възможности за натоварване и то за не много продължително време. Пробите под товар са проведени при товар 10MW и 0MVAг.

Запис №24 е при напрежение на изводите на генератора много близко до номиналното.

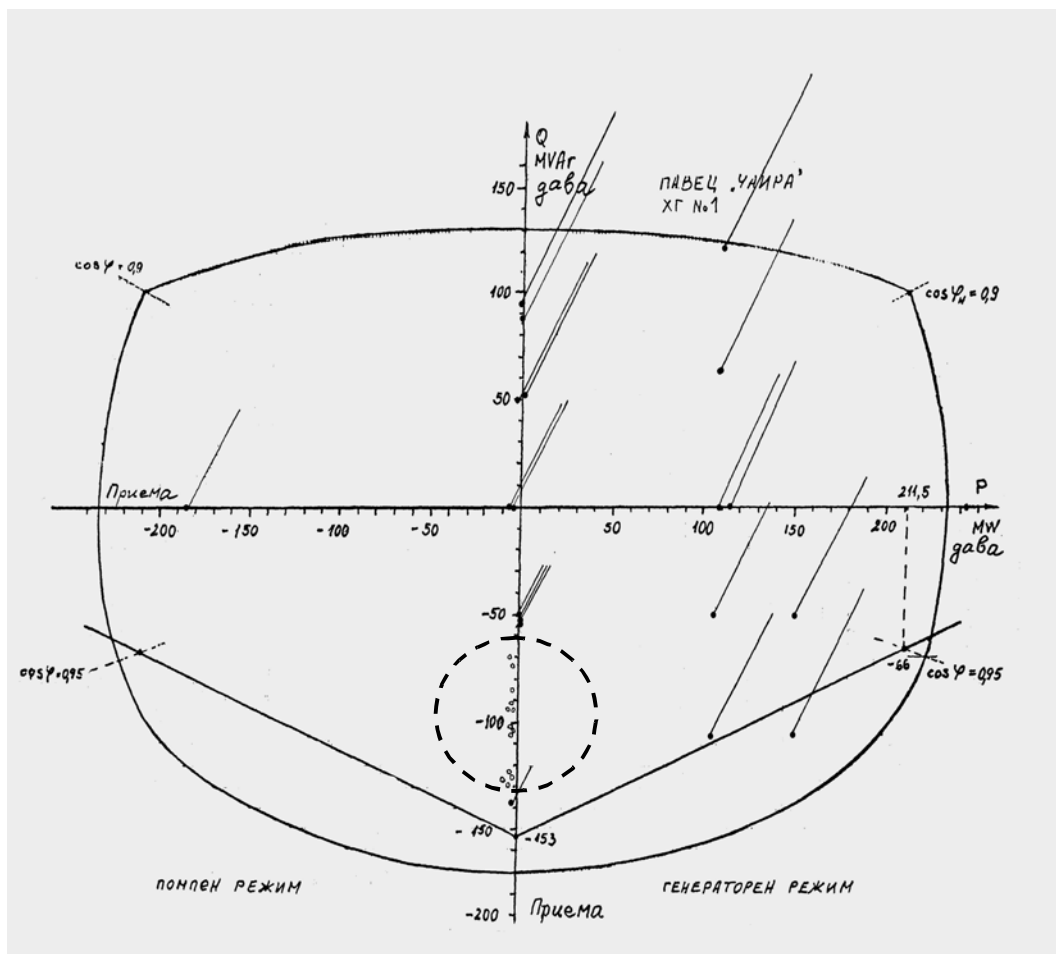
Измерено $3U_0$, V Запис №23	Измерено U_N , V Запис №24
$U_{\text{eff}}=0,6123$	$U_{\text{eff}}=2,0650$
$U_{\text{eff}}^{(1)}=0,1854$	$U_{\text{eff}}^{(1)}=0,0140$
$U_{\text{eff}}^{(3)}=0,5796$	$U_{\text{eff}}^{(3)}=2,0424$
$U_{\text{eff}}^{(9)}=0,0632$	$U_{\text{eff}}^{(9)}=0,2511$
$U_{\text{eff}}^{(15)}=0,0080$	$U_{\text{eff}}^{(15)}=0,0148$



Проби под товар. Съвместен запис №23 и №24. Интервал 20ms;
 $U_{N \text{ eff}}=2,0650\text{V}$; $3U_{0 \text{ eff}}=0,6123$; преобладаващо участие на трети хармоник.

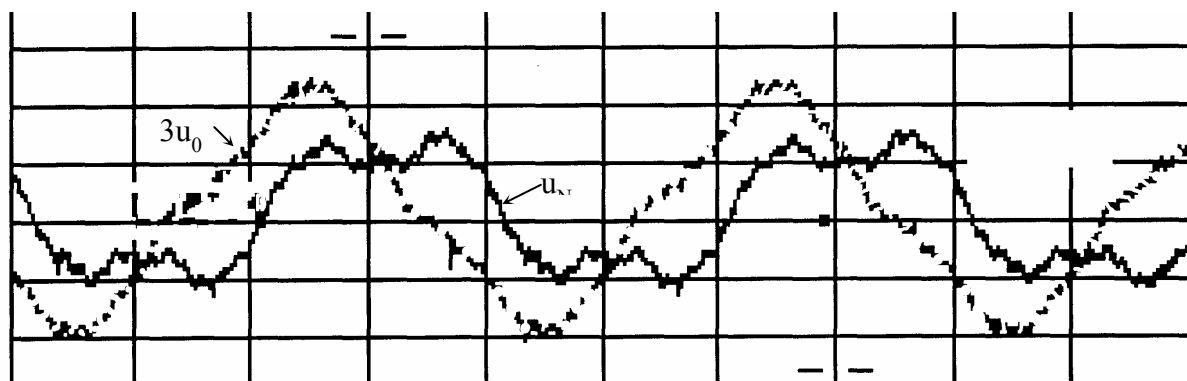
Фиг. 7. Примери за U_N и $3U_0$ в АЕЦ – ЕП-2

7. Особенности на третия хармоник на напрежението в неутралата U_{N3} и в "отворения триъгълник" $3U_{03}$ при генераторите в ПАВЕЦ "Чаира"



Фиг. 8 ПАВЕЦ "Чаира". Място на изследваните точки в товарна диаграма на ХА №1. В пунктирния кръг са точките с напрежение на трети хармоник в неутралата под настройката на защитата 0,7V.

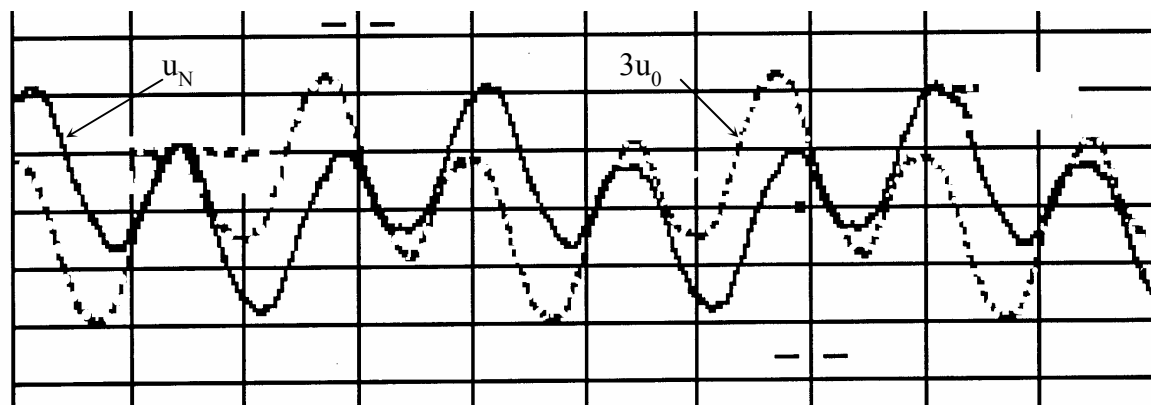
При експлоатацията на хидроагрегатите № 1 и № 2 в ПАВЕЦ "Чаира" се констатира, че сигнали-



Фиг. 9. Хидроагрегат №1. Опит № 10. $P=-4\text{MW}$; $Q=-95\text{MVA}$; ; $t=50\text{ms}$ или 2.5 периода на 50Hz

зацията за земно съединение в близост до неутралата задейства излишно при изправни агрегати, когато генераторите не са възбудени и при някои от работните режими. Сигнализацията има като входна величина нивото на третия хармоник в напрежението на неутралата на генератора (реагира при понижаване) и затова се проведе измерване и регистриране на това напрежение, както и на другите входни величини (фазов ток, фазово напрежение и напрежение на нулевата последователност

на изводите на генератора) на земната статорна защита при работа на хидроагрегатите в четирите възможни режима - генератор и помпа, при отдаване и при приемане на реактивна енергия.



Фиг. 10. Хидроагрегат №1. Опит № 8. $P=-4\text{MW}$; $Q=+120\text{MVA}$; $t=50\text{ms}$ или 2.5 периода на 50Hz

Измерването установи ниски стойности на нивото на третия хармоник (под 0,7 V) в ограничена зона на товарната диаграма ($+10\text{MW}$, -10MW ; -85MVA , -130MVA).

Измерването установи ниски стойности на нивото на третия хармоник (под 0,7 V) в ограничена зона на товарната диаграма ($+10\text{MW}$, -10MW ; -85MVA , -130MVA).

На **фиг. 8** се посочва мястото на изследваните точки в товарната диаграма на ХА №1. Точките с ниско ниво на третия хармоник в неутралата $U_N^{(3)}$ са групирани в отрицателната област на реактивната компонента на товара, при ниски стойности на активната мощност. Измерените точки са в интервала от $-85,7\text{MVA}$ до $-129,3\text{MVA}$. На **фиг. 10.3.3.1** тази област е заградена ориентировъчно с пунктирна линия в кръг.

За ХА №2 резултатите са аналогични. Прагът на заработване 0,7V и по-ниските стойности на $U_N^{(3)}$ оформят също област, която се намира при малки активни товари и реактивни товари от $-90,5\text{MVA}$ до -130MVA .

На **фиг. 9** и **10** са показани като примери формите на регистрираните напрежения с нулева последователност $3u_0$ и на неутралата u_N за два характерни режима. Точката с координати ($P=-4\text{MW}$; $Q=+120\text{MVA}$) е от областта на гарантирана сигурност (**фиг. 10.3.3.2**). Точката с координати ($P=-4\text{MW}$; $Q=-95\text{MVA}$) е от областта, където има опасност от излишно сигнализиране (**фиг. 10**).

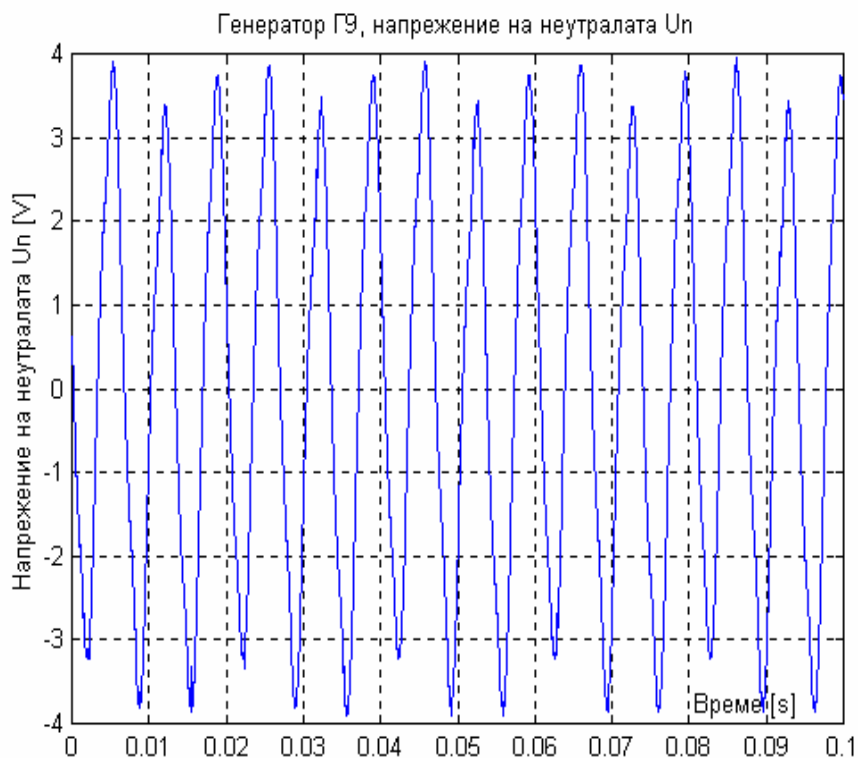
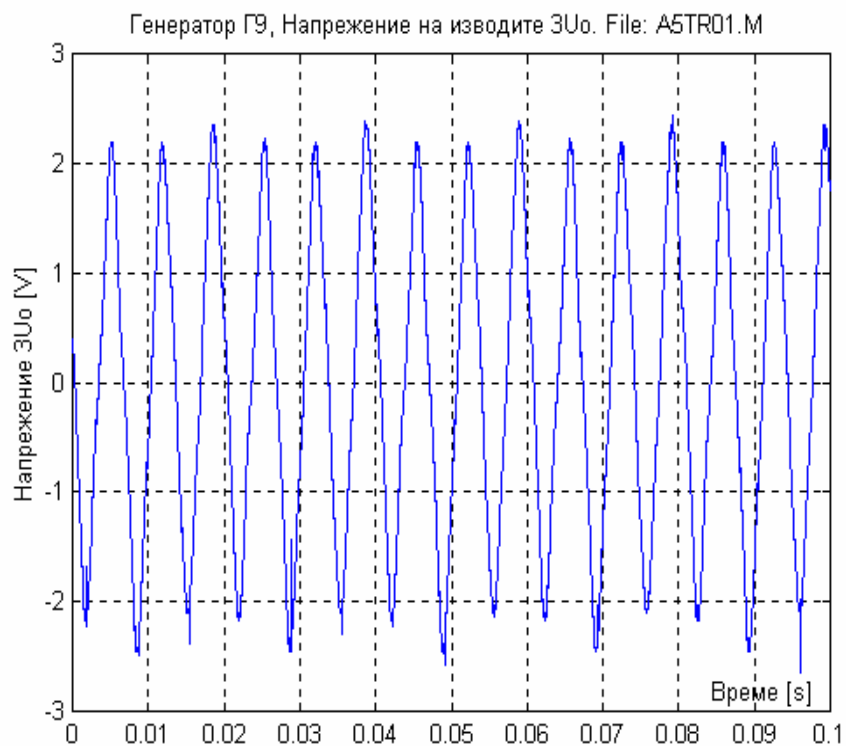
На **фиг. 9** показаните напрежения имат следните стойности:

- напрежение на неутралата u_N – ефективна стойност 4,908V; първи хармоник 3,100V; трети хармоник 3,790V;
- напрежение на нулевата последователност на изводите на генератора $3u_0$ – ефективна стойност 5.436V; **първи хармоник 3,172V; трети хармоник 4,400V**. Този случай отговаря на **сигурна работа на 100%-ната** земна статорна защита, която заработва при спадане на третия хармоник в u_N под 0,7V.

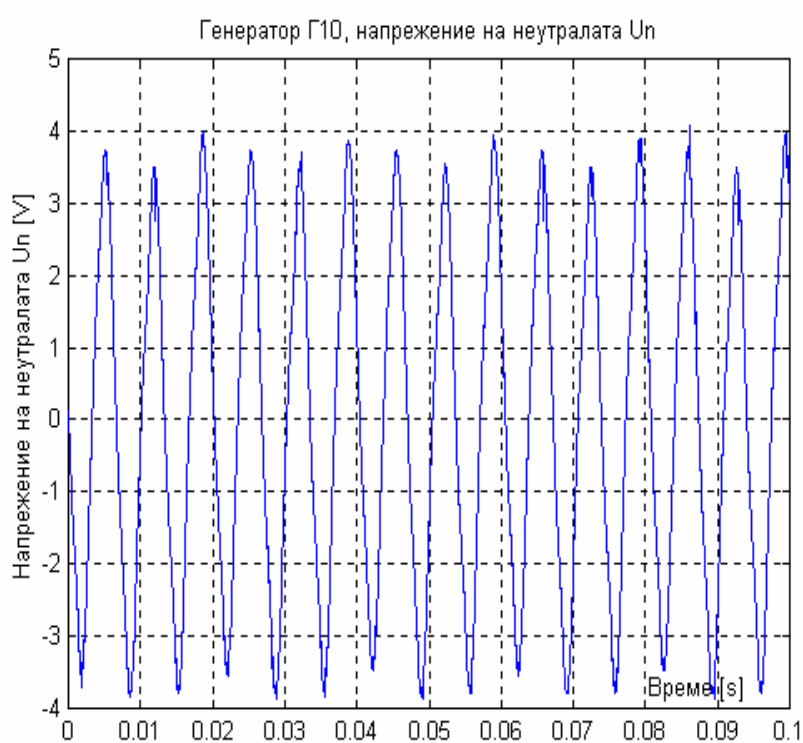
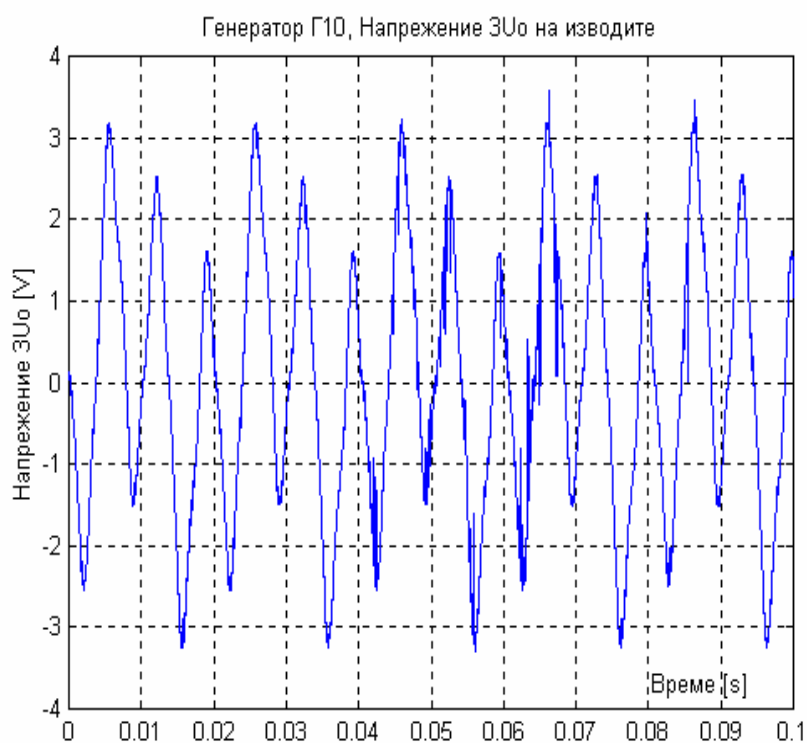
На **фиг. 10** показаните напрежения имат следните стойности:

- напрежение на неутралата u_N – ефективна стойност 0,869V; първи хармоник 0,834V; трети хармоник 0,305;
- напрежение на нулевата последователност на изводите на генератора $3u_0$ – ефективна стойност 2,690V; **първи хармоник 2,560V; трети хармоник 0,382V**. Този случай отговаря на **несигурна работа на 100%-ната** земна статорна защита, която в този случай ще даде излишно сигнал за земна статорна повреда.

8. Особенности на третия хармоник на напрежението в неутралата U_{N3} и в “отворения триъгълник” $3U_{03}$ при генераторите GQ9 и GQ10 в АЕЦ “Козлодуй”



Фиг. 11 и фиг. 12



Фиг. 13 и фиг. 14

9. Земна статорна защита с инжектиране на напрежение в нустралата (20Hz при Siemens)

Литература:

1. Вавин В. Н. Релейная защита блоков турбогенератор-трансформатор. М., Энергоатомиздат, 1982

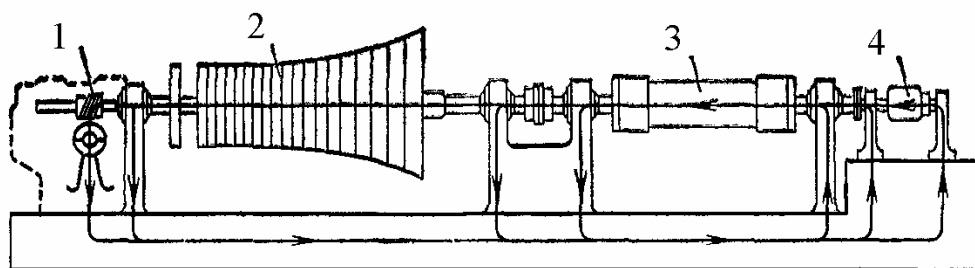
17. Защита при ток през вала на генератора

Във валове на генераторите по различни причини може да се получи електродвижешо напрежение. То обуславя протичането на токове през лагерите, наречени паразитни токове. Тези токове влошават качествата на маслото в лагерите, повреждат плъзгащите се повърхности на шийката на вала и на втулките на лагерите, работните повърхности на червячните двойки, лагерите на турбината, различни уплътнения и др. От проведените изследвания е установено, че ако плътността на тока през лагерите е по-голяма от 0.2 A/cm^2 , тези вредни явления са силно изразени. Колкото генераторите са по-големи, толкова е по-голяма вероятността да се получат значителни токове. Това налага при генераторите с голяма мощност да се предприемат специални мерки за намаляване на индуктираните електродвижешо напрежения във валове и да не се допуска протичането на токове през лагерите.

Основни причини за появата на паразитни токове през валове и през лагерите на генераторите са:

- несиметричният магнитен поток,
- униполярният ефект;
- електростатичното електричество, получено от обтичането с пара на ротора на турбината.

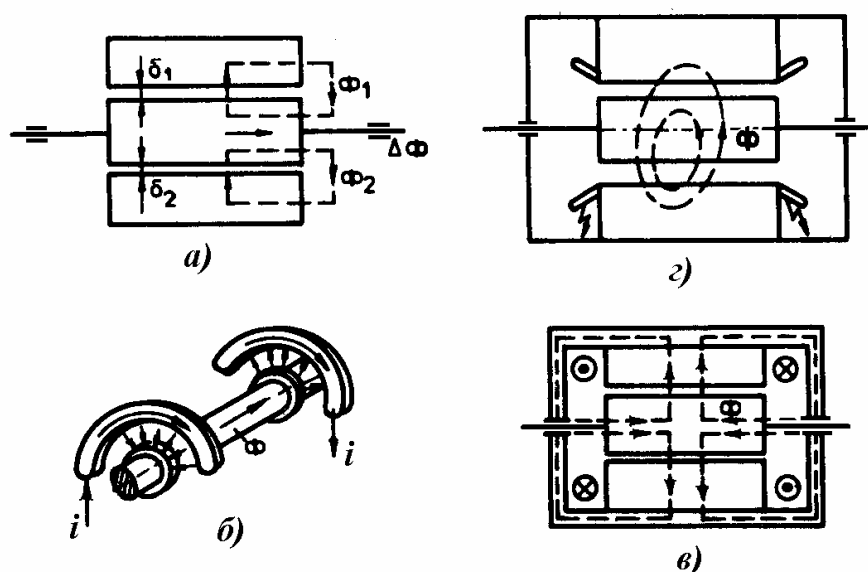
На фиг. 1 са показани възможните пътища, по които се затварят токовете през лагерите на генератора [2].



Фиг. 1. Възможни пътища, по които се затварят токовете през лагерите на генератора

- 1 – червячна предавка;
- 2 – ротор на турбината;
- 3 – ротор на генератора;
- 4 – ротор на възбудителката.

Несиметричен магнитен поток в генераторите може да се получи при различно съпротивление по пътя на магнитния поток, неравномерност на въздушното пространство между ротора и статора и др.



Фиг. 2. Примери за намагнитване на вала на генератора

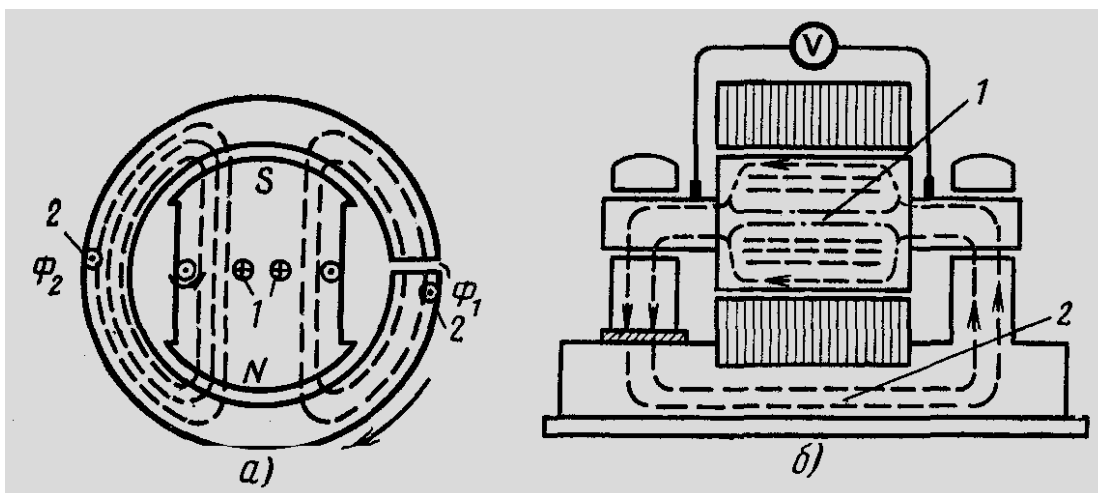
На фиг. 2 а (фиг. 8.1, [1]) е показан случай на различни съпротивления по пътя на магнитния поток. При въртенето на ротора на генератора периодично се променя съпротивлението на магнитната верига, през която преминават създадените в статора потоци Φ_1 и Φ_2 . Това причинява периодично изменение на тяхната големина, при което във вала се индуцира е.д.н. и се създава възможност за протичане на токове. Тези токове са пропорционални на разликата на двата потока $\Delta\Phi = \Phi_1 - \Phi_2$.

Намагнитване на вала може да се получи и при неправилно съединяване на възбудителната верига на генератора. Създават се кръгови контури от постоянен ток, които обхващат вала (фиг. 2 б).

При вътрешни къси съединения в статорната намотка могат да се получат изменения на посоката на тока в някои части на намотката, които са противоположни на посоката на тока при нормално натоварване. В резултат на това е възможно да се получат токови контури, които обхващат вала (фиг. 2 в).

Особено благоприятни условия за индуциране на е.д.н. в ротора се създават, ако статорната намотка е затворена на две различни места през корпуса на генератора по неговата дължина (фиг. 2 г).

Несиметрията на магнитния поток, или по-точно разликата между двете му половини Φ_1 и Φ_2 , възниква заради наличието на допълнително магнитно съпротивление в някое място на магнитопровода, например заради увеличената междина на пластините на листовата стомана в мястото на стиковане или както е по-често – поради неравномерната междина на статора и ротора (фиг. 3), (рис. 6-15, [4]). На фигурата локалното съпротивление е показано пресилено като въздушна междина. При завъртане на ротора на 90° съпротивленията по пътя на магнитните потоци Φ_1 и Φ_2 се изравняват, а при по-нататъшното въртене на ротора съпротивлението за потока Φ_1 става по-малко от това за Φ_2 , после се изравняват отново, а след това съпротивлението стана по-малко за и Φ_2 т. н. Това води до изменение на големината на магнитните потоци Φ_1 и Φ_2 и предизвиква появата на токове в тялото на ротора, които ако не се вземат мерки ще протичат не по пътя *1* с голямо индуктивно съпротивление, а по пътя *2* (през лагерите и поставките), които имат значително по-малко индуктивно съпротивление. Заради малкото съпротивление, даже при незначителна големина на индуцираното ЕДН, токовете по вала и лагерите може да достигне няколко хиляди ампера.



Фиг. 3. Схема на протичането на токовете, предизвикани от несиметрията на магнитната система: а — напречен разрез; б — надлъжен разрез; *1* — път за тока с по-голямо индуктивно съпротивление; *2* — път за тока с по-малко индуктивно съпротивление

Възможност за индуциране на паразитни токове се създава и при несиметрични къси съединения. Навивките от намотката, през които преминава токът на късо съединение, създават по-голямо съпротивление за общия магнитен поток в сравнение с тези, през които не преминава ток на късо съединение. Това е равносилно на магнитна несиметрия на статора.

Измерванията на турбогенераторите с мощност $50 \div 300$ MW показват, че индуцираните по тези причини е.д.н. могат да достигнат до $10 \div 15$ V [3]. Индуктивните съпротивления по пътя на тези токове са много малки и поради това индуцираните е.д.н., макар не особено големи, могат да

довеждат до токове от порядъка на хиляди амperi.

Магнитните потоци преминават един пълен период на изменение за един електрически оборот на ротора, затова честотата на паразитните токове е равна на честотата на основния ток на генератора – 50 Hz.

Паразитните токове, получени от несиметрията на магнитните потоци, са най-големи по стойност и представляват основната опасност за лагерите на генераторите.

Униполярен ефект се получава, когато от навивки около вала се създава магнитен поток по дължината на ротора (фиг. 2 б). Затова такава намагнитване се нарича още "осово". Възможно е образуването на половин навивка при подвеждането на постоянния ток към пръстените на възбудителната намотка. Таква навивка могат да се образуват и при изводите на статорната намотка, когато същите са разположени несиметрично. Тъй като в тези случаи през навивките протичат много големи токове, дори половин навивка може да създаде значително е.д.н.

Тези е.д.н. могат да се създадат от постоянен (най-често от възбудителния) и от променлив ток. В този случай във вала ще се индукират постоянни и променливи е.д.н., които ще се наслагват едно с друго и ще се получава резултантно е.д.н. Ако токовете са в едно направление, те могат да предизвикат известна корозия на повърхността на шийката на вала и на втулката на лагера. Ако токовете са променливи, тяхното въздействие е по-малко. Тези токове най-често оказват влияние върху повърхността на втулките към основата на лагера. Ако тези повърхности са шлайфани добре, такава въздействие не се забелязва.

Измерванията при турбогенераторите с мощност 200 MW показват, че е.д.н. от униполярния ефект при нормална работа не е по-голям от 0,035 V. Ако маслото в лагерите е в нормално състояние, то е достатъчно добър изолатор и токовете на униполярния ефект не довеждат до забележими повреди в лагерите.

Електростатичното електричество се получава от триенето на сухата пара в лопатките на турбината. Зарядът, получен от това, се разпространява по цялата дължина на вала на турбината и на генератора. Напрежението, което се получава на вала от този заряд е от порядъка на 1 V, но в някои случаи може да достигне и до 800 V. Независимо от големите стойности на напрежението мощността на неговия източник е много малка. Поради това токовете от тези заряди не са по-големи от 0,003 - 0,005 A. Те не могат да повредят работните повърхности на лагерите, но при продължително въздействие могат да повредят червячните предавки в турбината (фиг. 1), (фиг. 5.11. [2]). Освен това при наличие на статични заряди във вала при докосването му от персонала се получава неприятно усещане за действие на електрически ток. За да се отстранят тези статични заряди и тяхното действие върху хората, валове на турбините се заземяват със специална четка и съпротивление 100 Ω. Четката и валът образуват плъзгащ се контакт, чрез който през съпротивлението статичните заряди във вала се отвеждат към земята. Този контакт се поставя към крайния лагер на турбината. Той защитава и червячните предавки на турбината.

Основната част от индукираните е.д.н., които обуславят протичането на паразитни токове, са променливи. Независимо от това изследванията показват, че токовете, които протичат през лагерите, имат значителни постоянни съставящи. Те се получават от периодичното изменение на преходното съпротивление между шийките на валове и плъзгащата повърхност на втулките. То се променя с честотата на въртене на вала и с честотата на индукираното е.д.н. Това изменение на преходното съпротивление е еквивалентно на действието на механичен изправител, който се върти с честота, равна на синхронната. Ако изолацията на лагерите на турбината е повредена, постоянната съставяща на индукираните е.д.н. довежда до силно намагнитване на стоманените елементи на турбината. Това увеличава постоянния ток, който протича през четката. Ако предварително този ток е измерен при нормално състояние на лагерите, когато той се увеличи, значи изолацията на крайния лагер на турбината е повредена.

Борбата срещу паразитните токове се води, като се отстраняват причините, които ги създават, и освен това се ограничава тяхното разпространение.

За да се намали несиметрията на магнитните потоци, се вземат специални мерки при конструирането и монтажа на генераторите. В съвременните генератори е.д.н. от несиметрията на стоманата не е по-голяма от $2 \div 3$ V. При монтажа на генераторите не се допуска отклоненията на въздушното пространство между ротора и статора да са по-големи от $\pm 5\%$ от средната му стойност. За да се предотврати протичането на паразитните токове, при турбогенераторите и хоризонталните хидрогенератори се поставят изолационни подложки между стойката на лагерите на генератора и фундамента към страната на възбудителката. Изолират се и лагерите на възбудителките и

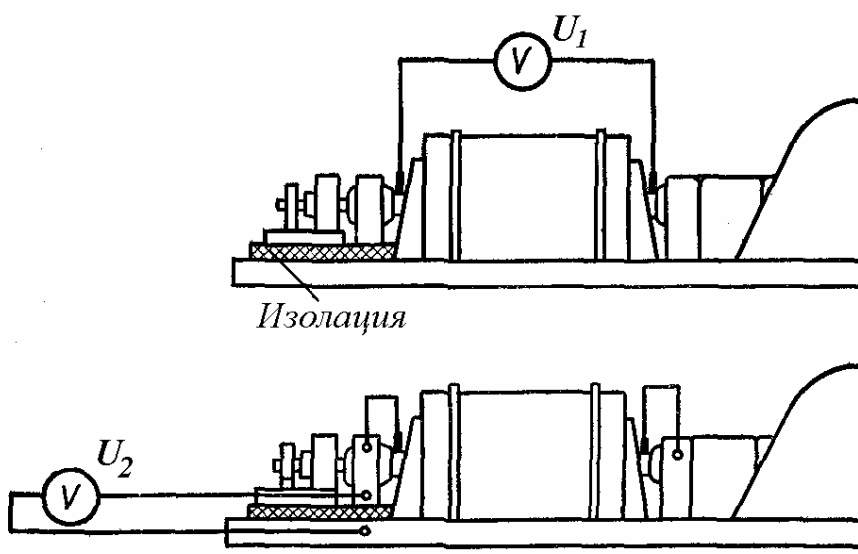
подвъзбудителките (ако има такива), както и маслопроводите към тези лагери. Ако генераторът има уплътняващи лагери, изолира се този, който е към възбудителката. Изолират се и болтовете с гайките, закрепващи основата на изолираните лагери към фундамента.

За да се предотврати протичането на токовете, трябва да се изолират всички лагери, които са към страната на възбудителката. При вертикалните хидрогенератори се изолират елементите, на които са монтирани лагерите на генератора и възбудителката.

Защити при ток през вала

1. Проверки по време на ремонт

Когато се провежда ремонт на изолираните лагери, е необходимо да се провери тяхната изолация към земята при монтирани и съответно изолирани маслопроводите. За тази цел валът на генератора се повдига с кран и се поставя изолационна подложка между втулката на лагера и шийката на вала. Валът се връща в първоначалното си положение, за да натовари лагера. С мегаометър се измерва изолацията на лагерите. Тя не трябва да бъде по-малка от 1 MΩ за турбогенераторите и 0,3 MΩ за хидрогенераторите. Наличието на стоманената плоча позволява да се проверява изолационното съпротивление, без да се повдига валът на генератора.



Фиг. 4. Схема за измерване на напрежението при проверка на изолацията на лагерите

2. Периодични проверки

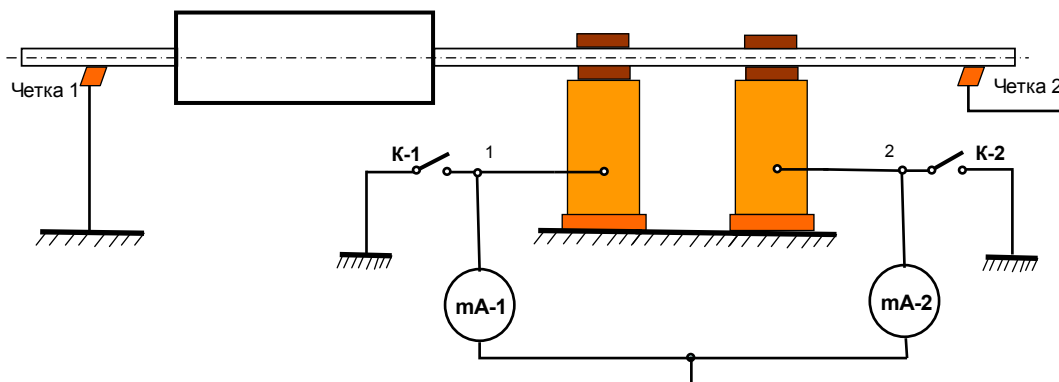
Когато генераторите работят, най-малко един път в месец трябва да се проверява изолацията на лагерите, както е показано в схемата на фиг. 4 (рис. 6-16, [4]). Измерва се напрежението между краищата на вала на генератора U_1 и между изолационната основа на лагера и фундамента U_2 . Масленият слой, който е между шийката на вала и втулката на лагера, има съпротивление 30 - 50 kΩ. За да се шунтира този слой, основата на лагера трябва да се свърже директно с вала с проводник. Тази връзка е показана на чертежа.

Ако изолацията е изправна, двете напрежения са равни помежду си. Ако напрежението U_2 е по-малко от U_1 , и разликата между тях е по-голяма от 10%, това показва, че изолацията е повредена. Ако U_2 е по-голямо от U_1 , това показва, че измерването е проведено неправилно. За да се сравняват получените резултати, е необходимо всички измервания да се правят при един и същи товар и възбудителен ток на генератора.

Съществен недостатък на този метод на измерване е неговата нечувствителност при слаба промяна на изолационното съпротивление. Тъй като съпротивлението на веригите, в които се индуктира е.д.н., е много малко, то двете напрежения остават равни при неколкостранно изменение на съпротивлението на изолацията. При този метод на измерване се открива със сигурност само пълното нарушение на изолацията. Освен това измерванията са трудоемки, сравнително сложни и изискват специална подготовка на персонала, тъй като се правят на работещ генератор. Предимство на този метод е, че за измерванията не се изисква специална апаратура.

Съществуват методи, които са много по-точни и по-удобни за работа, но при тях е необходимо да се използват специални схеми и специална апаратура [3].

3а. Непрекъснато контролиране на изолацията



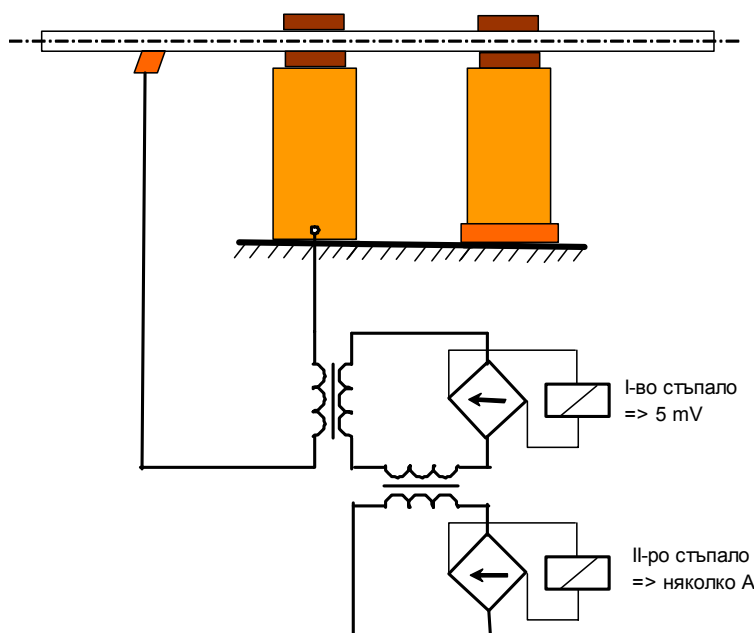
Фиг. 5. Схема за постоянен контрол на изолацията под лагерите на генератор

На фиг. 5. е дадена схемата за непрекъснат контрол на изолацията на лагера от генератор ТГВ, предложена от завод “Електротехмаш” - Русия. За включване схемата на лагерите има въведени ключове К-1 и К-2, четка 1, заземена в края на вала на генератора откъм страната на турбината, четка 2, поставена откъм страната на възбудителката, като се използва и за контролиране изолацията на веригата за възбуждане. Милиамперметърът mA-1 контролира изолацията на уплътняващия лагер, а mA-2 – изолацията на опорния лагер.

При изправна изолация през милиамперметъра протича ток на утечка, равен на няколко микроампера и уредът нищо не показва. При намаляване съпротивлението на изолацията до $150 \div 200 \Omega$ стрелката на уреда се отклонява и при съпротивление на изолацията по-малко от 50Ω Милиамперметърът ще показва около 50 mA. При намаляване съпротивлението на изолацията до нула стрелката на прибора се отклонява до края на скалата. Ключовете К-1 и К-2 служат за проверка на изправността на схемата.

3б. Непрекъснато контролиране на изолацията: ВВС – реле при ток през лагерите тип I22 [6]

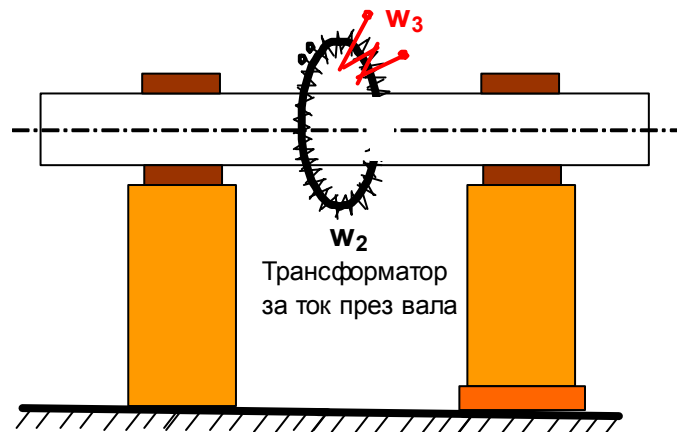
При мощни генератори с разделен на части статор във вала се индуцира напрежение на утечката от няколко волта.



Фиг. 6. ВВС реле за ток през лагерите тип I22

3с. Непрекъснато контролиране на изолацията: ВВС – реле при ток през лагерите тип RARIC [7]

Защитата RARIC се изпълнява в два варианта. Вариант 1 измерва основната променливотокова компонента на тока през вала. Ако се използва най-ниската настройка (малки смущения) релето може да открие първични токове през вала от 0.25 до 0.8 А. Вариант 2 се използва когато токовият трансформатор около вала е открил твърде голяма токова утечка през лагерите на машината. Вариант 2 измерва третия хармоник на тока през вала и може (това е ниската настройка от 0,5 mA) да открие първичен ток през вала от 0.25 до 0.8 А. Вариант 2 използва третия хармоник на тока.



Фиг. 7. Принцип на измерване на тока през вала с токов трансформатор.

Намотката w_2 е за токовата защита и обхваща равномерно целия магнитопровод (стотина навивки), а намотката w_3 е за изкуствено индуктиране на ток през вала, за да се изпита защитата (6 навивки). Трансформаторът (ILDD) е разглобяем, от две части и може да се постави на вече монтиран вал.

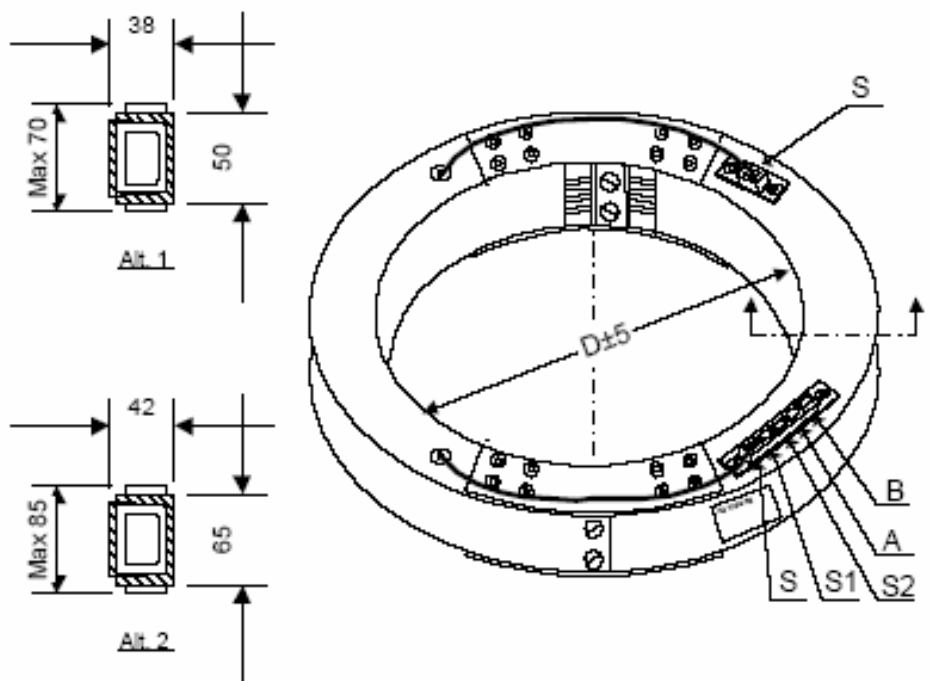


Fig. 4 Shaft current transformer ILDD dimensions in mm.

Фиг. 8. Конструкция на трансформатора за ток през вала тип ILDD

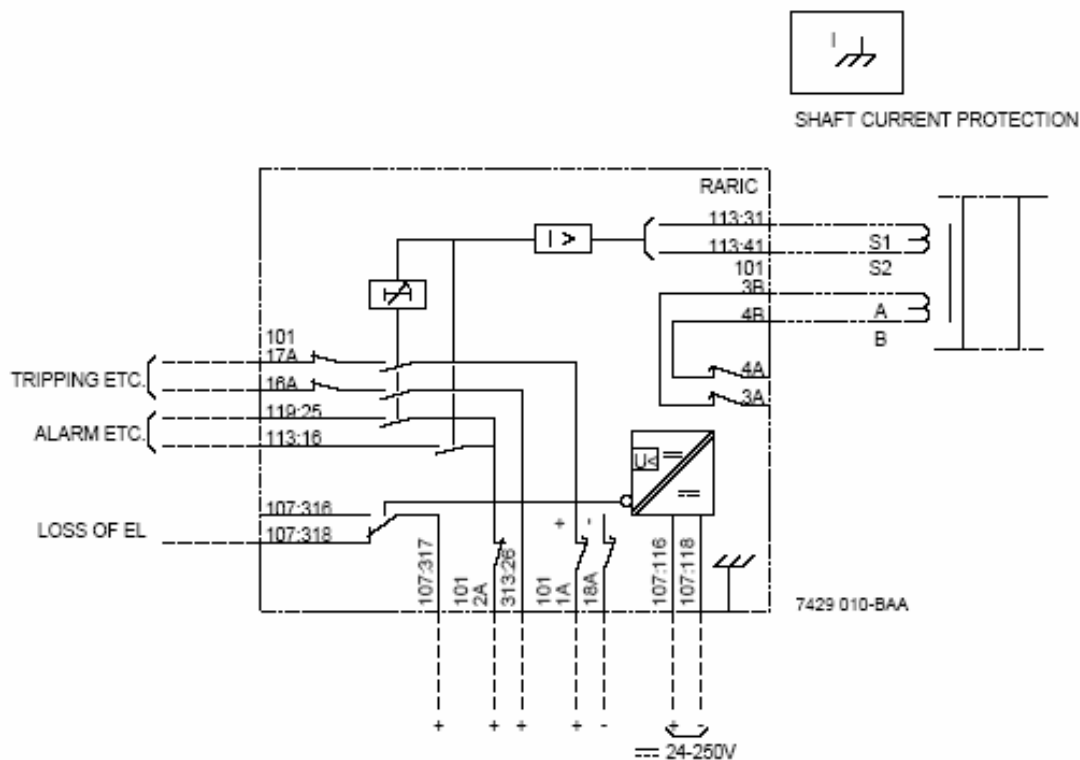


Fig. 2 Terminal diagram 7429 010-BAA for RARIC, RK 649 101-BA

Фиг. 9. Схема на свързване на защитата RARIC, вариант 1 (без честотен филтър)

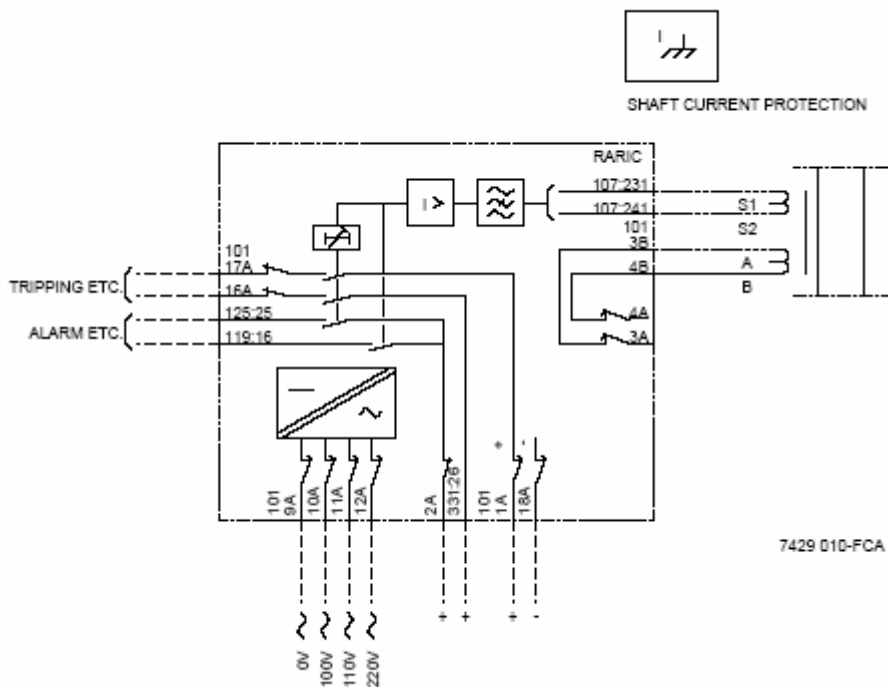
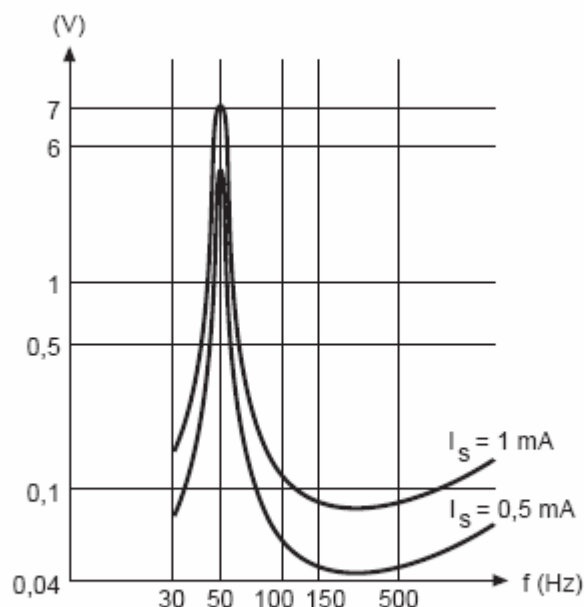


Fig. 3 Terminal diagram 7429 010-FCA for RARIC, RK 649 101-FC

Фиг. 10. Схема на свързване на защитата RARIC, вариант 2 (със честотен филтър, който спира основния хармоник в отношение 70:1)

The filter in Version 2 rejects the fundamental voltage by more than 70:1.



502001-2

Fig. 4 Operate voltage of RARIC, Version 2 as function of frequency.
Rated frequency = 50 Hz.

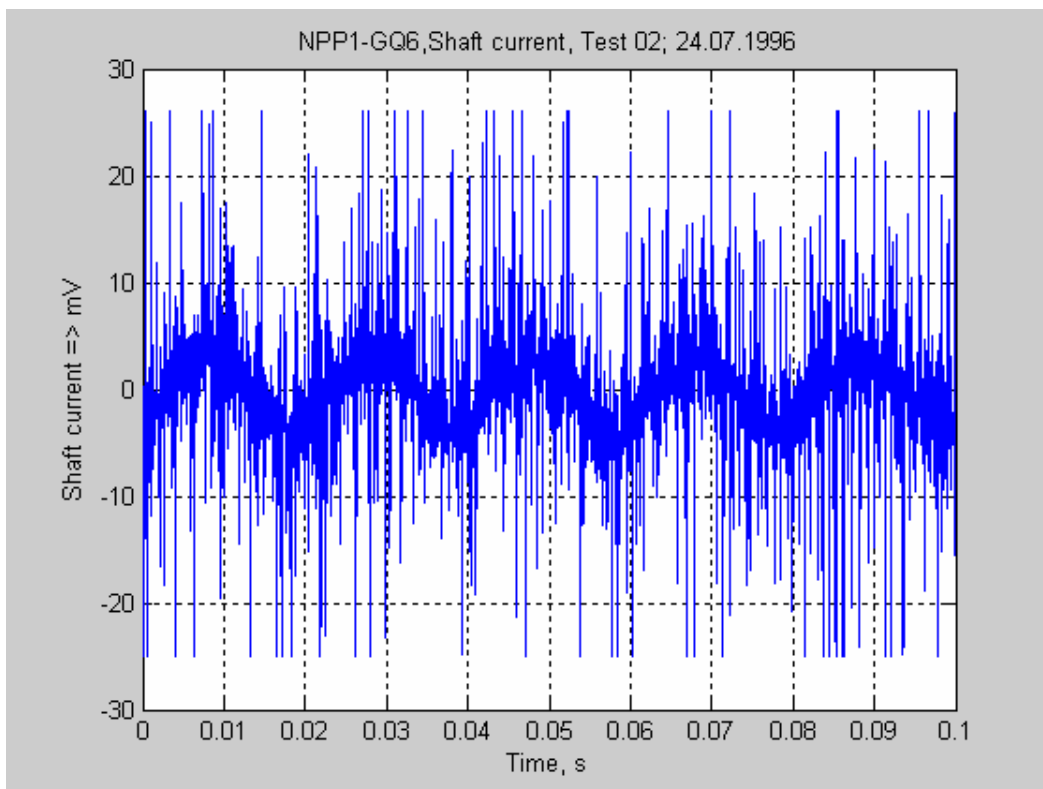
Фиг. 11. Напрежение на заработване на защитата RARIC, вариант 2 като функция на честотата. За основния хармоник напрежението на заработване е 70 пъти по-високо от това на третия.

Табл. 1.

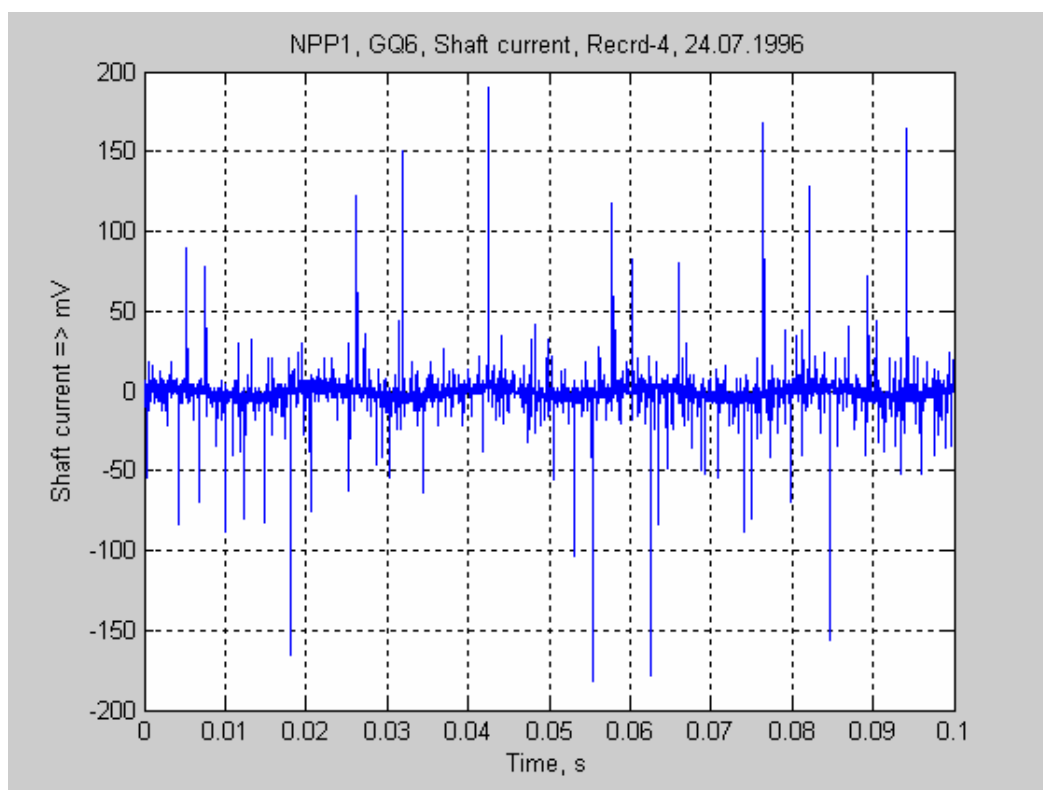
Обхват за настройване по ток (RXIK)	0,5-2 mA, 50-60 Hz
Ток на вала при заработване на релето с настройка 0,5 mA и диаметър на трансформатора D=160-3000 mm	Вариант 1: 0.4 ÷ 1.0 A, 50 ÷ 60 Hz; Вариант 2: 0.4 ÷ 1.0 A, 150 Hz
Коефициент на връщане	> 99%
Характеристика на филтъра, за вариант 2	Филтърът потиска основната честота 70:1 пъти
Входен импеданс	80 Ω, активен
Възможност за претоварване при зададен диаметър на вала: Диаметър на вала < 700 mm: Диаметър на вала 700-1600 mm: Диаметър на вала 1610-2500 mm: Диаметър на вала > 2500 mm:	50 A ток на вала трайно и 200 A за 1 s; 65 A ток на вала трайно и 250 A за 1 s; 75 A ток на вала трайно и 300 A за 1 s; 100 A ток на вала трайно и 400 A за 1 s.
Оперативно напрежение	100, 110 и 220 V, 50 ÷ 60 Hz или 24 ÷ 250 V DC
Консумирана мощност от оперативните вериги Захранване AC: Захранване DC:	Прибл. 2 VA преди и 8 VA след заработване; Прибл. 3 W преди и 7 W след заработване
Обхват на настройване на забавянето (RXKL)	30 ms ÷ 99 h
Разрешена околна температура	от -5 до +55 °C
Разрешено отклонение от номиналното оперативно напрежение	80 ÷ 110% от номиналното напрежение

4. Оригинални записи

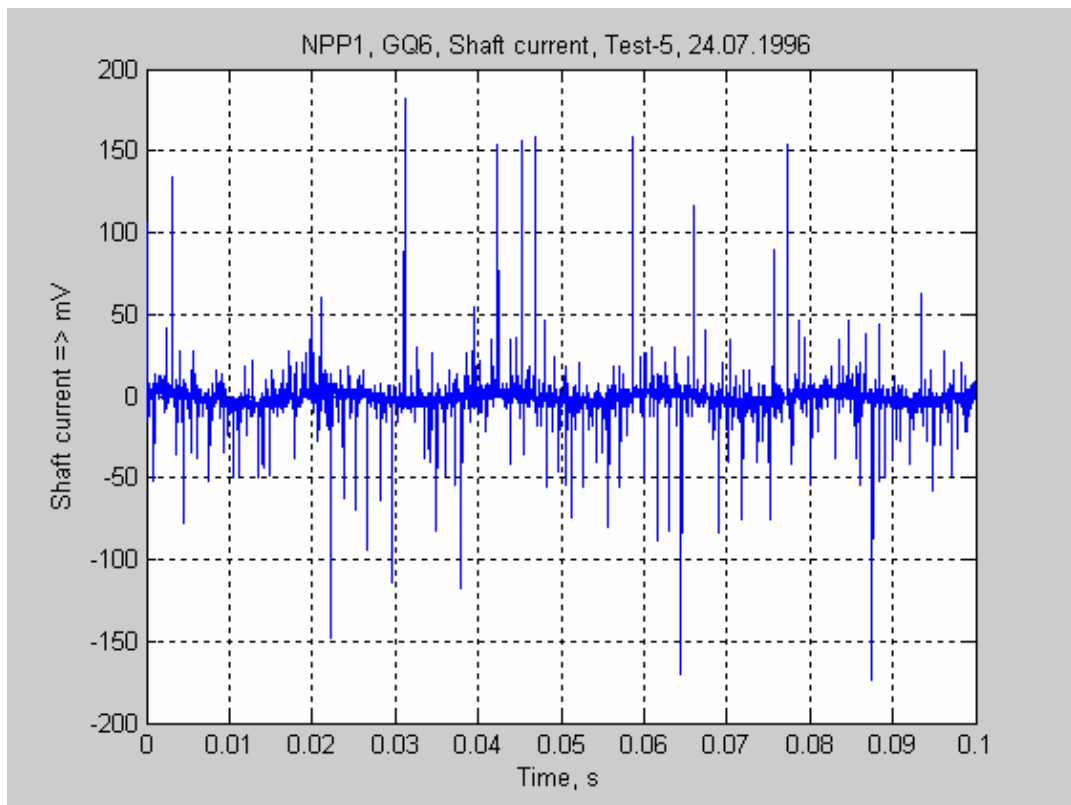
Ток през вала на Турбогенератор GQ6 на АЕЦ “Козлодуй”, ЕП-1
На долните фигури е показано напрежението, осцилографирано на изводите S1 и S2 на токовия трансформатор за ток през вала тип ILDD. Генераторът работи на празен ход по време на изпитания преди пускане след планов ремонт. Защитата не заработва от тези сигнали.



Фиг. 12. Запис № 2



Фиг. 13. Запис № 4



Фиг. 14. Запис № 5

Литература:

1. Врангов, Й. В. Режимы на основните електрически съоръжения в централите. София, Техника, 1990, с. 214-218
2. Жазан С. И. Турбогенераторы – повреждения и ремонт. Москва, Энергоатомиздат, 1983, с. 135-136
3. Голоднова О, Л. Линдорф, Л. Мамиконянц и др. Эксплуатация турбогенераторов с непосредственным охлаждением. Москва, Энергия, 1972
4. Грудинский П. Г., С. А. Мандрыкин, М. С. Улицкий. Техническая эксплуатация основного электрооборудования станций и подстанций. Москва, Энергия, 1974, с. 212-214
5. Sture Lindahl. Protection of synchronous generators. SYDKRAFT. Power System Analysis and Protection. PT-9401-xx, 1995-11-06
6. BBC. Shaft current protection I22. BBC Review, 1966, 11/12, p. 751
7. ABB. Shaft current protection RARIC

18. РЕЗЕРВИРАНЕ НА РЕЛЕЙНИ ЗАЩИТИ И ПРЕКЪСВАЧИ

18.1. Общи принципи

18.1.1. Необходимост

Релейната защита се намира в два режима на работа:

- *дежурство*, което отговаря на нормална работа на защитаваните обекти;
- *тревога*, когато в защитаваните обекти има повреда или ненормален режим на работа.

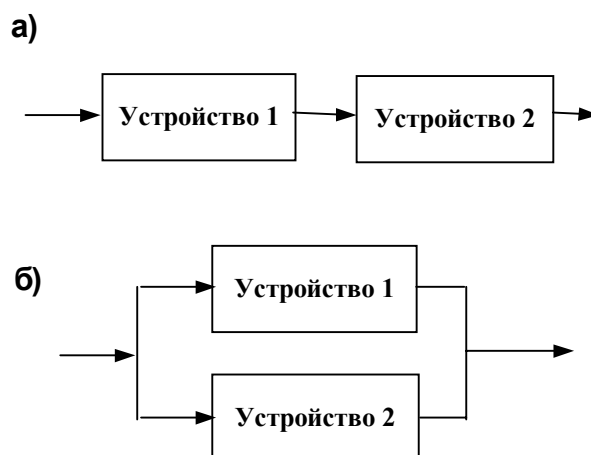
Случаите на правилно и неправилно действие на релейната защита при различните ѝ режими на работа са следните:

Вид и място на повредата	Правилно действие	Неправилно действие
К.с. в зоната на действие на защитата	Заработване	Отказ от заработване
К.с. извън зоната на действие на защитата	Незаработване	Излишно заработване
Липса на повреда	Незаработване	Лъжливо заработване

Основната задача на релейната защита е да различи нормалния от аварийния режим, да определи повредения елемент и да подаде команда за изключването му. Почти винаги повредата е късо съединение, което трябва да се изключи възможно най-бързо. В такъв смисъл отказ от заработване на защитата е най-опасното неправилно действие, което може да доведе до тежки последици. Излишно или лъжливо заработване е неприятно неправилно действие, защото води до ненужно смущаване на работата на повече потребители, но по принцип не е опасно за съоръженията на енергийната система. Ето защо, основните насоки за повишаване на сигурността на релейните защиты са насочени към намаляване на вероятността от отказ от заработване, включително и отказ на изключване на прекъсвача.

18.1.2. Принципи на резервиране

Наред с вземането на мерки за повишаване на надеждната работа на самите устройства (защити, прекъсвачи и т.н.), повишаването на сигурността на комплекса от защиты, обслужващи даден елемент от ЕЕС, се постига с дублиране на устройствата. Две дублиращи устройства могат да се свържат последователно и паралелно (фиг. 18.1). Кой от двата начина на свързване се прилага, зависи от характера и значението на отказа на дублиращите се устройства:



Фиг.18.1. Свързване на дублиращи се устройства. а) Последователно; б) Паралелно.

а) Устройството подава команда за по-нататъшно действие

При последователното свързване се постига повишаване на сигурността по отношение на лъжливите и излишни действия на комплекта, докато при паралелното свързване се осигурява отказа от действие на едното устройство. Тъй като за енергетиката опасен е отказът от действие на съоръженията, се прилага паралелното резервиране. За съжаление при паралелното резервиране се намалява

сигурността при лъжливи и ненужни заработвания, тъй като такова заработване на едното от устройствата води до лъжливо или ненужно заработване на целия комплект. Като се има предвид, че при повечето съоръжения (акумулаторни батерии, електрически вериги, измервателни трансформатори, изключвателни бобини, включване на прекъсвачи и др.) лъжливите и ненужни заработвания са невъзможни, това неудобство е приемливо.

В нашата ЕЕС резервиране чрез паралелно свързване на елементи е известен като “Пълно близко резервиране”.

б) Устройството прекъсва команда за по-нататъшно действие

При паралелно свързване на тези устройства се постига повишаване на сигурността по отношение на лъжливите и излишни действия на комплекта, докато последователното им свързване осигурява отказа от действие на едното устройство. В електроенергетиката такива устройства са прекъсвачите и цялото им управление на изключване (релейните защиты). Ако при късо съединение, съответният прекъсвач откаже да изключи, изключването на късото съединение трябва да се осигури от друг прекъсвач, участващ последователно във веригата (веригите) захранваща повредата.

Този начин на резервиране е известен като “далечно резервиране”.

18.2. Пълно близко резервиране

Пълното близко резервиране (фиг. 18.2) по принцип използва паралелното свързване на съоръженията и разделяне на веригите. Засега то се използва при защита на съоръженията на 400kV, но има тенденция да започне внедряването му и при защита на съоръженията на 220kV.

18.2.1. Резервиране на напреженовите вериги

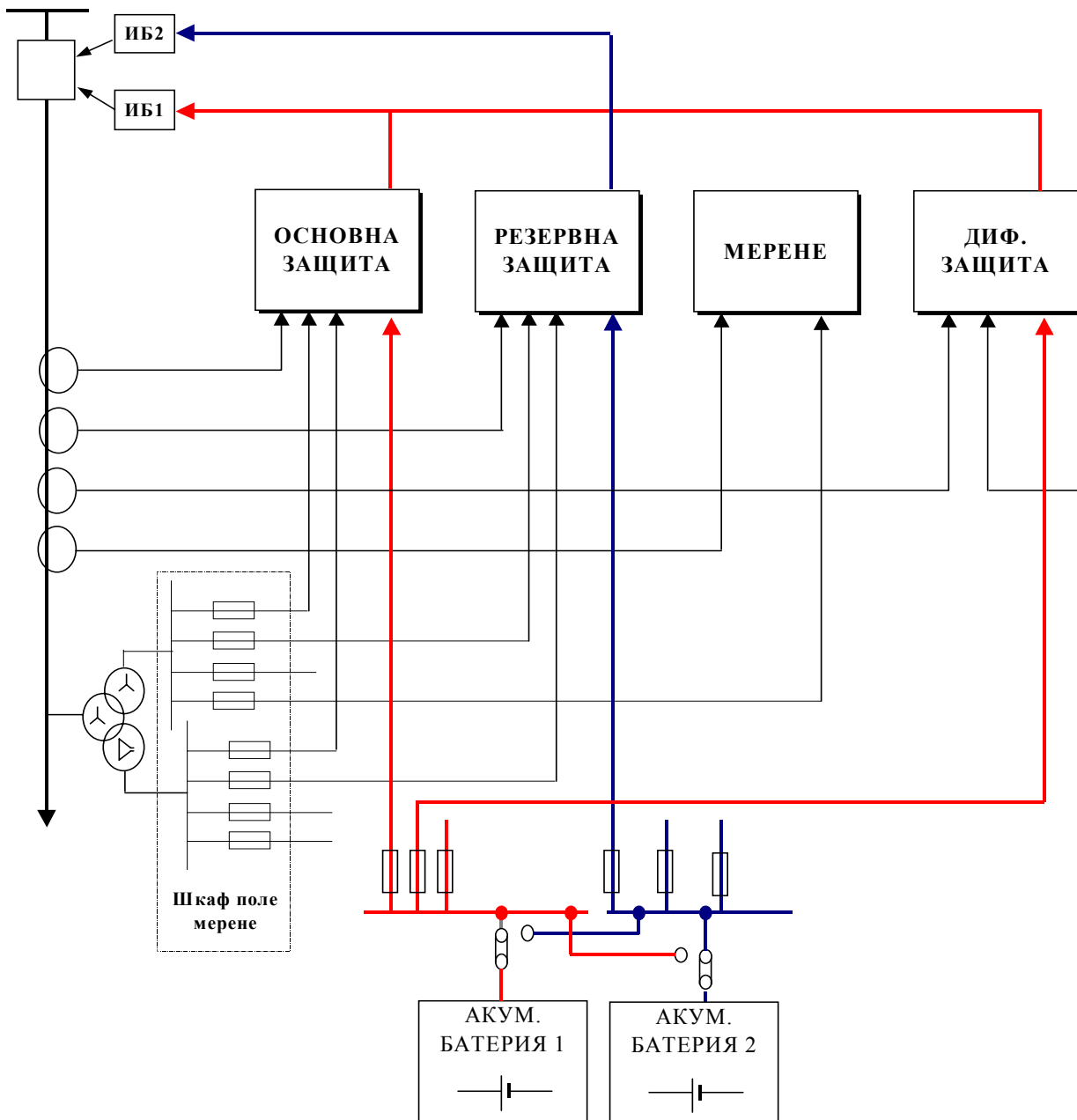
Най-често срещаната повреда в напреженовите вериги е изгаряне на предпазител (изключил автомат), предизвикано от късо съединение или от постепенното разпръскване на нишката на предпазителя. Повишаването на сигурността при тези повреди се постига чрез намаляване броя на устройствата и на общата дължина на веригата, свързана към един предпазител, т.е. чрез разделяне на напреженовите вериги. Поставянето на предпазители и разделяне на веригите се извършва в най-близкия до напреженовия трансформатор шкаф. От там се прокарват отделни напреженови вериги до съответната група устройства. Задължително трябва да са разделени веригите на меренето от веригите на защитите. Веригите на основната и резервната защита също се разделят. При съвременните напреженови трансформатори с три вторични намотки (две свързани в звезда и една в отворен триъгълник) веригите на меренето и веригите на защитите се разделят още от вторичните намотки на напреженовия трансформатор.

18.2.2. Резервиране на токовите вериги

Резервирането на токовите вериги чрез разделянето им се осъществява още от ядрата на токовите трансформатори. По този начин се постига не само повишаване на сигурността на защитите, но и намаляване на товара на всяко от ядрата. И тук задължително трябва да са разделени веригите на меренето от веригите на защитите. Веригите на основната и резервната защитата също се разделят. Ако има диференциална защита, тя също се свързва към отделно ядро.

18.2.3. Резервиране на оперативните вериги

Резервирането на оперативните вериги за постоянен ток започва още от акумулаторните батерии. В отговорните подстанции и в централите трябва да има поне две равностойни акумулаторни батерии. По-нататък веригите към различните обекти на вторичната комутация се разделят и захранват през отделни предпазители. Така например основната и резервната защита се захранват от различни акумулаторни батерии. Задължително управлението и сигнализацията се свързват към различни предпазители и т.н. Едновременно с това трябва да има възможност и за превключване на оперативните вериги само към едната или само към другата акумулаторни батерии.



Фиг. 18.2. Пълно близко резервиране.

18.2.4. Резервиране на изключвателните вериги

Независимо, че изключвателните вериги са част от оперативните вериги, към тях се поставят специални изисквания. Така например прекъсвачите в ОРУ 400 kV (напоследък и в ОРУ 220 kV) се съоръжават с две изключвателни бобини, които действат независимо една от друга. Това позволява да се разделят командите за изключване на основната и резервната защиты не само по отношение на акумулаторните батерии, но и по отношение и на изключвателните бобини.

18.2.5. Резервиране на други вериги

При наличието на други вериги, те също се разделят. Така например веригите за ускорение на отсрещната релейна защита също се разделят. Основната и резервната защиты подават сигнала за ускорение по отделни вериги.

18.3. Резервиране на отказ за изключване на прекъсвач

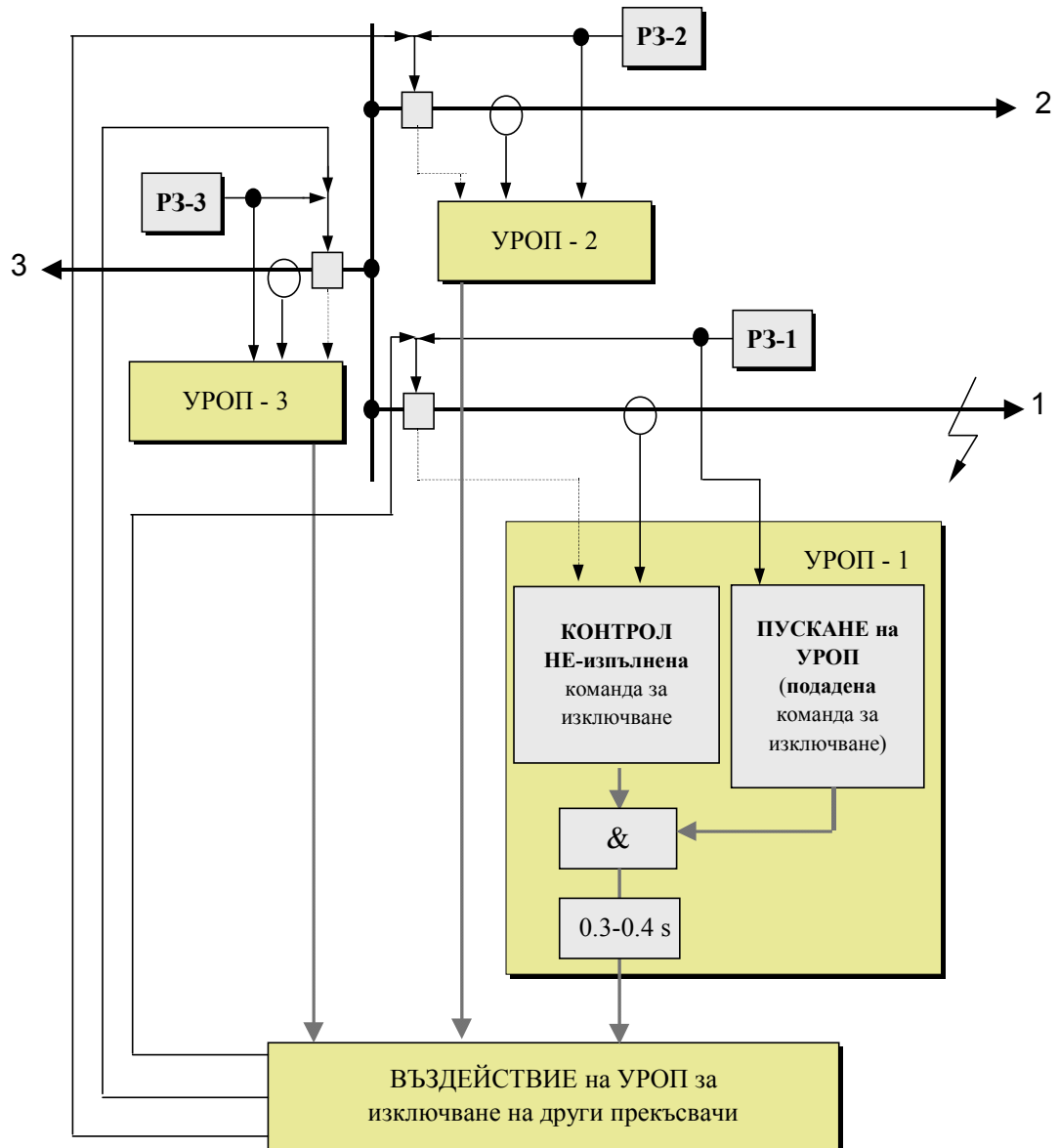
18.3.1. Далечно резервиране

Прекъсвачите са изпълнителните органи на релейната защита. Отказ за изключване на прекъсвач (независимо от причината) опорочава всички взети мерки за повишаване на сигурността на релейните защиты. Високата цена на прекъсвачите, обаче, не позволява тяхното дублиране. По принцип, ако цената на прекъсвачите позволява тяхното 100% резервиране, би следвало всяко присъединение да се изключва от два последователно свързани прекъсвача.

Спазването на този принцип се постига като се използват прекъсвачите на съседните присъединения. На всеки елемент от електрическата мрежа се поставя поне една защита, която да действа с достатъчна чувствителност при къси съединения в края на всеки от следващите елементи. Такива са максимално-токовите защиты и дистанционните защиты (III и IV зона). По този начин, ако прекъсвачът на повредения елемент не изключи (независимо от причината на отказа), късото съединение се изключва в съседните подстанции от предходните елементи. За съжаление селективността на защитите изисква изчакване поне $0.5 \div 0.7s$, което увеличава продължителността на късото съединение. В някои случаи това забавяне може да се получи и значително по-голямо.

18.3.2. УРОП

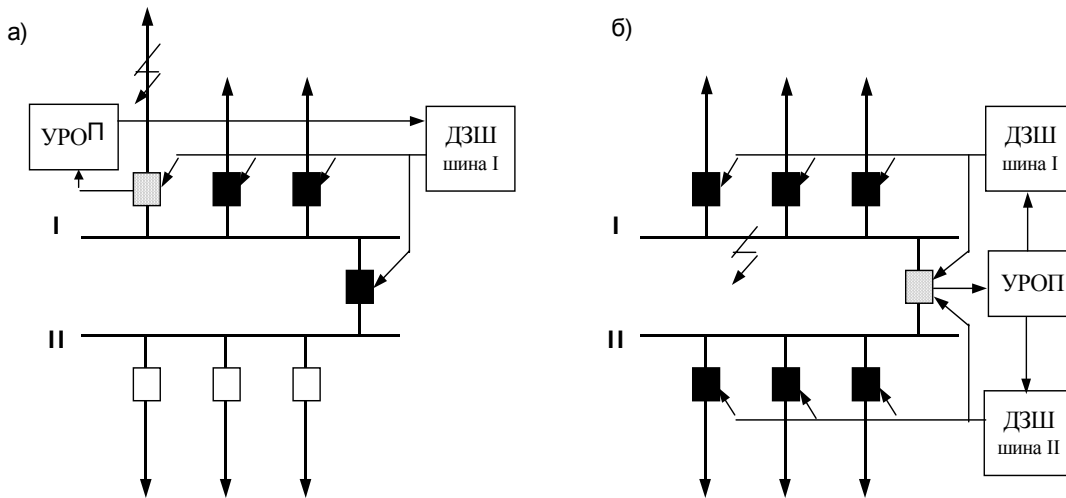
Когато забавянето на изключването на прекъсвачите е недопустимо (динамическа устойчивост, големи поражения и др.), се прибегва до специални устройства за резервиране на отказа на прекъсвачите (УРОП). Чрез тях времето на изключването на к.с. при отказ на прекъсвач се свежда до $0.3 \div 0.4s$.



Фиг. 18.3. Блокова схема на УРОП.

Принципът на действие на УРОП е следният (фиг. 18.3). При подаване на команда от релейната защита за изключване на прекъсвача УРОП следи изпълнението на тази команда. Ако тя не е изпълнена за 0.3 - 0.4 s (време достатъчно за изключване на най-бавния прекъсвач), се подава команда за изключване на прекъсвачите на всички елементи, през които се захранва елементът, чийто прекъсвач е отказал. Контролът за изпълнението на командата се осъществява чрез измерване на тока през повредения елемент или чрез блок-контактите на самия прекъсвач. Обикновено изпълнението на командите на електрическите защиты се контролира по ток, а на технологичните защиты - чрез блок-контактите на прекъсвача.

Прекъсвачите, на които действа УРОП, се определят от първичната схема на уредбата както следва (фиг. 18.4):



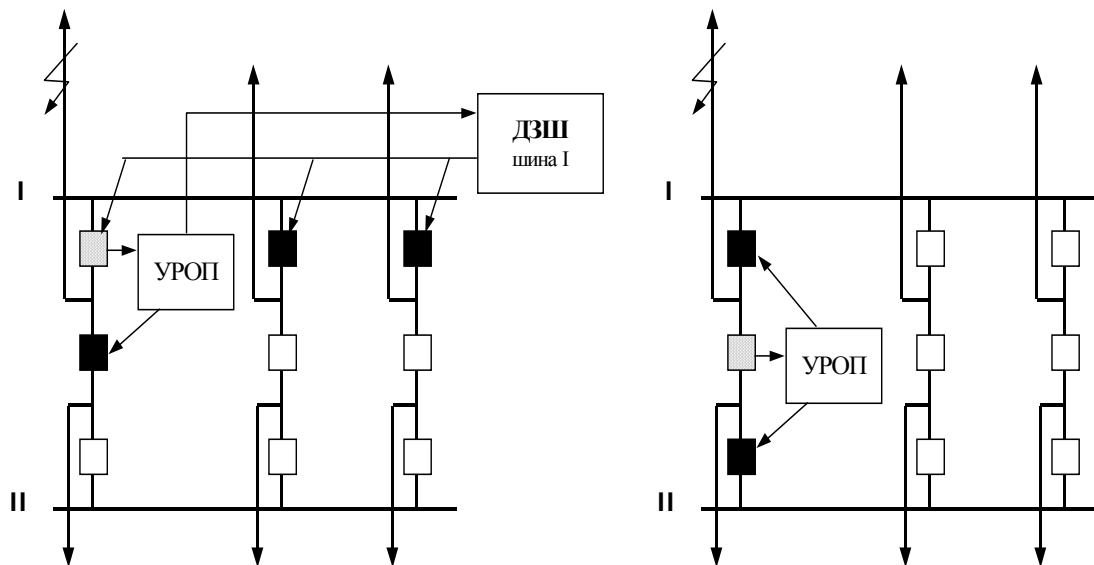
Фиг. 18.4. УРОП при двойна шинна система. а) действие при отказ на прекъсвач на присъединение; б) отказ на шиносъединителен прекъсвач

а) **УРОП при двойна шинна система.** При двойна шинна система са характерни два случая на отказ на прекъсвач:

- При отказ на прекъсвач на присъединение. (фиг. 18.4а) УРОП подава команда за изключване на всички прекъсвачи на шинната система, към които е свързано присъединението. За целта се използват изключвателните вериги на диференциалната защита на шинната система. Ако късото съединение е в присъединението, то се изключва след 0.3 - 0.4 s, а ако е на шината, се изключва последно от защитата (II зона) на отсрещния край на присъединението.
- При отказ на шиносъединителен прекъсвач. (фиг. 18.4б) УРОП подава команда за изключване на всички прекъсвачи на двете шини. И тук се използват изключвателните вериги на ДЗШ.

б) **УРОП при “прекъсвач и половина” на присъединение.** При тази схема също са възможно два случая:

- При отказ на шинен прекъсвач (фиг. 18.5а) УРОП подава команда през веригите на ДЗШ за изключване на всички прекъсвачи на съответната шинна система и повторно през изключвателните вериги на защитите на присъединението на съответния шинен и нулев прекъсвач (по принцип последният трябва да е изключил).

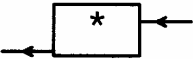
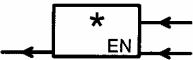
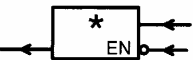









Фиг. 18.5. УРОП при схема “прекъсвач и половина” на присъединение. а) действие при отказ на шинен прекъсвач; б) действие при отказ на “нулев” прекъсвач.

- При отказ на “нулев” прекъсвач (фиг. 18.5б) УРОП подава команда през веригите на защитите за изключване на двата шинни прекъсвача на полето, в което е отказалият прекъсвач.

Характерно е, че използвайки изключвателните вериги на защитите, винаги се подава и повторна команда за изключване на отказалия прекъсвач.

При наличие на ВЧ канал специално предназначен за ускоряване на релейните защиты, УРОП подава команда и за ускорение на изключването на прекъсвача на отсрещната страна на електропровода.

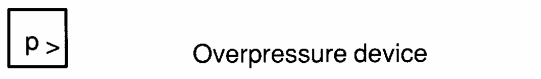
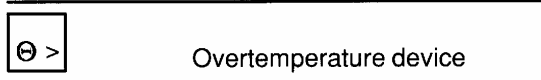
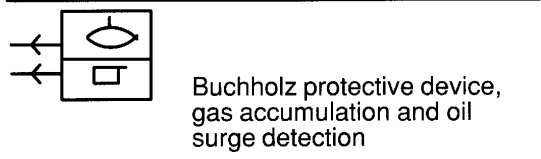
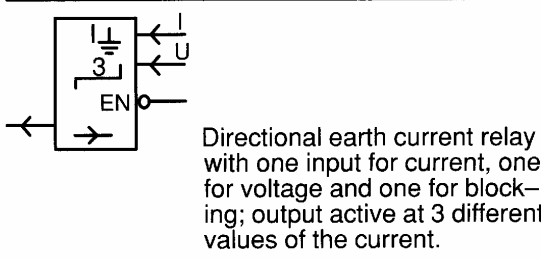
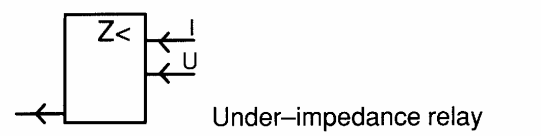
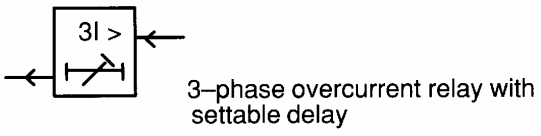
Relay symbols and device numbers; selection from IEC 617- and ANSI/IEEE C37.2-1991	Означения на релета и номера на устройства, според IEC 617- и ANSI/IEEE C37.2-1991																																		
<p>Block symbols and qualifying symbols</p> <p><u>1 General block symbols</u></p>  <p>Protection relay The asterisk must be replaced by one or more letters or qualifying symbols indicating the parameters of the device</p> <hr/>  <p>Protection relay with enabling input</p> <hr/>  <p>Protection relay with blocking input</p> <hr/> <p><u>2 Parameters and functions</u></p> <table border="1"> <tr> <td>I</td> <td>Current</td> </tr> <tr> <td>$I\leftarrow$</td> <td>Reverse current</td> </tr> <tr> <td>I_d</td> <td>Differential current</td> </tr> <tr> <td>I_d/I</td> <td>Percentage differential current (current restraint)</td> </tr> <tr> <td>I_{nt}</td> <td>Current of n^{th} harmonic</td> </tr> <tr> <td>$I_1, (I_p)$</td> <td>Positive sequence current component</td> </tr> <tr> <td>$I_2, (I_n)$</td> <td>Negative sequence current component</td> </tr> <tr> <td>$I_0, (I_h)$</td> <td>Zero sequence current component</td> </tr> <tr> <td>I_{rsd}</td> <td>Residual current</td> </tr> <tr> <td>I_{\perp}</td> <td>Earth fault current</td> </tr> <tr> <td>I_{\rightarrow}</td> <td>Current to frame</td> </tr> <tr> <td>I_N</td> <td>Current in the neutral conductor</td> </tr> <tr> <td>I_{N-N}</td> <td>Current between neutrals of two polyphase systems</td> </tr> <tr> <td>I_{ub}</td> <td>Current unbalance</td> </tr> <tr> <td>$I_{\overline{P}}$</td> <td>Thermal effect by current</td> </tr> <tr> <td>U</td> <td>Voltage</td> </tr> <tr> <td>P</td> <td>Active power</td> </tr> </table>	I	Current	$I\leftarrow$	Reverse current	I_d	Differential current	I_d/I	Percentage differential current (current restraint)	I_{nt}	Current of n^{th} harmonic	$I_1, (I_p)$	Positive sequence current component	$I_2, (I_n)$	Negative sequence current component	$I_0, (I_h)$	Zero sequence current component	I_{rsd}	Residual current	I_{\perp}	Earth fault current	I_{\rightarrow}	Current to frame	I_N	Current in the neutral conductor	I_{N-N}	Current between neutrals of two polyphase systems	I_{ub}	Current unbalance	$I_{\overline{P}}$	Thermal effect by current	U	Voltage	P	Active power	
I	Current																																		
$I\leftarrow$	Reverse current																																		
I_d	Differential current																																		
I_d/I	Percentage differential current (current restraint)																																		
I_{nt}	Current of n^{th} harmonic																																		
$I_1, (I_p)$	Positive sequence current component																																		
$I_2, (I_n)$	Negative sequence current component																																		
$I_0, (I_h)$	Zero sequence current component																																		
I_{rsd}	Residual current																																		
I_{\perp}	Earth fault current																																		
I_{\rightarrow}	Current to frame																																		
I_N	Current in the neutral conductor																																		
I_{N-N}	Current between neutrals of two polyphase systems																																		
I_{ub}	Current unbalance																																		
$I_{\overline{P}}$	Thermal effect by current																																		
U	Voltage																																		
P	Active power																																		

P_{α}	Power at phase angle α
dP/dt	Power derivative
Q	Reactive power
R	Resistance
X	Reactance
Z	Impedance
f	Frequency
n	Rotational speed
Φ	Magnetic flux
ϕ	Phase angle
Θ	Temperature
	Thermal effect
	Flash-over, Fault
	Delay
	Delay at transition to ON-state, pick-up delay
	Delay at transition to OFF-state, drop-out delay
	Inverse time-lag characteristic
	Step or steps
<i>SYNC</i>	Synchronizing (check)
<i>BLOCK</i>	Blocking device
<i>LO</i>	Lock-out
<i>TCS</i>	Trip circuit supervision
$O \rightarrow I$	Transition from off to on position, e.g. auto-reclosing
$I \rightarrow O$	Tripping
<i>X/Y</i>	Translation of signal
<i>A/D</i> or $\Omega / \#$	Analog to digital conversion
$>$	Operation above a set value, e.g. overcurrent
$<$	Operation below a set value, e.g. underimpedance

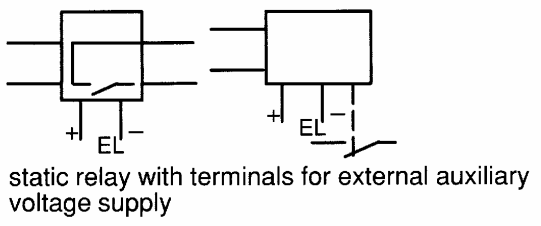
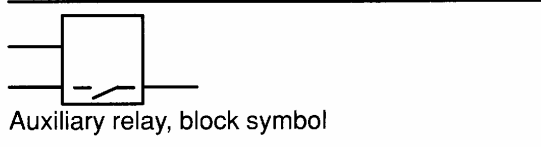
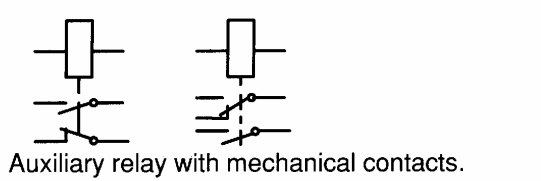
\wedge Operation outside set limits, e.g. voltage regulation

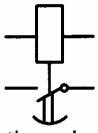
\gg Operation above a high set stage

Examples of protective relays, etc.

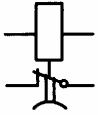


Relays and relay parts

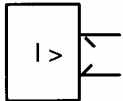




Relay with make contact, delayed when the relay is energized. Pick-up delay



Relay with break contact, delayed when the relay is deenergized. Drop-out delay



Current relay with short circuiting connector

Coils



Relay coil with one winding

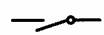


Relay coil with two windings



Operate and reset coil

Relay contacts



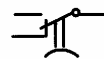
Normally-open (no) contact
Make contact



Normally-closed (nc) contact
Break contact



Transfer contact
Change-over contact
(Break before make)

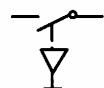


Transfer contact with time-delay on dropout
Change-over contact, delayed when releasing



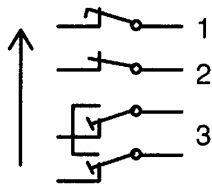
Transfer contact with time-delay on pickup
Change-over contact, delayed when operating

Switch contact



Pushbutton operated contact
with automatic return

Test Switch contacts



1. Break-contact (voltage supply circuits), late opening and early closing upon insertion and withdrawal, respectively, of the test handle

2. Break-contact (trip circuits), early opening and late closing upon insertion and withdrawal, respectively, of the test handle

3. Make before break contacts with shorting connection (CT secondary circuits), late opening and early closing upon insertion and withdrawal, respectively, of the test handle.

Indication



Indicator with self reset, indicates when coil is energized
Annunciator element (target)

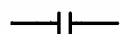


Indicator light, lamp or LED

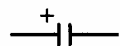


Hand reset indication. Indicates when the coil is energized and remains visible even when the coil is not energized

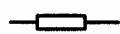
Components







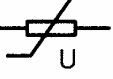
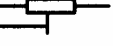
Capacitor, general symbol



Polarized capacitor



Resistor, general symbol

	Potentiometer Resistor with two fixed end terminals and a terminal which is movable
	Diode, semiconductor
	Reference diode Zener diode Voltage regulator diode
	Single-phase transformer with two windings
	Varistor, Voltage dependent non linear resistor
	Fixed trimming resistor Resistor with two fixed end terminals and a movable terminal for fixed setting (trimming)
Designations	
I_N, U_N	Rated current, voltage
I_n, U_n	Nominal current, voltage
I_b, U_b	Base current, voltage
I_s, U_s	Set current, voltage
L1 L2 L3 N R S T N	Phase designations
~	Alternating current, ac
—	Direct current, dc
UL	Auxiliary tripping voltage
EL	Auxiliary electronic supply

2. time-delay starting or closing relay is a device that functions to give a desired amount - of time delay before or after any point of operation in a switching sequence or protective relay system, except as specifically provided by device functions 48, 62, and 79.

3. checking or interlocking relay is a relay that operates in response to the position of a number of other devices (or to a number of predetermined conditions) in an equipment, to allow an operating sequence to proceed, or to stop, or to provide a check of the position of these devices or of these conditions for any purpose.

12. overspeed device is usually a direct-connected speed switch which functions on machine overspeed.

14. underspeed device is a device that functions when the speed of a machine falls below a predetermined value.

21. distance relay is a relay that functions when the circuit admittance, impedance, or reactance increases or decrease beyond a predetermined value.

25. synchronizing or synchronism-check device is a device that operates when two ac circuits are within the desired limits of frequency, phase angle, and voltage, to permit or to cause the paralleling of these two circuits.

26. apparatus thermal device is a device that functions when the temperature of the shunt field or the amortisseur winding of a machine, or that of a load limiting or load shifting resistor, or of a liquid or other medium exceeds a predetermined value; or if the temperature of the protected apparatus, such as a power rectifier, or of any medium decreases below a predetermined value.

27. undervoltage relay is a relay which operates when its input voltage is less than a predetermined value.

30. annunciator relay is a nonautomatically reset device that gives a number of separate visual indications upon the functioning of protective devices, and which may also be arranged to perform a lockout function.

32. directional power relay is a relay which operates on a predetermined value of power flow in a given direction, or upon reverse power such as that resulting from the motoring of a generator upon loss of its prime mover.

2. реле за време

21. дистанционно реле

27. минимално-напреженово реле

30. сигнално реле

32. посочно реле

<p>36. polarity or polarizing voltage device is a device that operates, or permits the operation of, another device on a predetermined polarity only, or verifies the presence of a polarizing voltage in an equipment.</p> <p>37. undercurrent or underpower relay is a relay that functions when the current or power flow decreases below a predetermined value.</p> <p>38. bearing protective device is a device that functions on excessive bearing temperature, or on other abnormal mechanical conditions associated with the bearing, such as undue wear, which may eventually result in excessive bearing temperature or failure.</p>	<p>37. МИНИМАЛНО-ТОКОВО ИЛИ МИНИМАЛНО-МОЩНОСТНО</p>
<p>39. mechanical condition monitor is a device that functions upon the occurrence of an abnormal mechanical condition (except that associated with bearings as covered under device function 38), such as excessive vibration, eccentricity, expansion, shock, tilting, or seal failure.</p> <p>40. field relay is a relay that functions on a given or abnormally low value or failure of machine field current, or on an excessive value of the reactive component of armature current in an ac machine indicating abnormally low field excitation.</p> <p>46. reverse-phase or phase-balance current relay is a relay that functions when the polyphase currents are of reverse-phase sequence, or when the polyphase currents are unbalanced or contain negative phase-sequence components above a given amount.</p> <p>47. phase-sequence voltage relay is a relay that functions upon a predetermined value of polyphase voltage in the desired phase sequence.</p> <p>48. incomplete sequence relay is a relay that generally returns the equipment to the normal, or off, position and locks it out if the normal starting, operating, or stopping sequence is not properly completed within a predetermined time. If the device is used for alarm purposes only, it should preferably be designated as 48A (alarm).</p> <p>49. machine or transformer thermal relay is a relay that functions when the temperature of a machine armature or other load-carrying winding or element of a machine or the temperature of a power rectifier or power transformer (including a power rectifier transformer) exceeds a predetermined value.</p> <p>50. instantaneous overcurrent or rate-of-rise relay is a relay that functions instantaneously on an excessive value of current or on an excessive rate of current rise.</p>	<p>46. реле за тока на обратна последователност или реле за баланса на токовете</p> <p>47. реле за фазовия ред на напреженията</p> <p>50. МИГНОВЕНО ТОКОВО РЕЛЕ (ТОКОВА ОТСЕЧКА)</p>

<p>51. ac time overcurrent relay is a relay that operates when its ac input exceeds a predetermined value, and in which the input current and operating time are inversely related through a substantial portion of the performance range.</p> <p>52. ac circuit breaker is a device that is used to close and interrupt an ac power circuit under normal conditions or to interrupt this circuit under fault or emergency conditions.</p> <p>55. power factor relay is a relay that operates when the power factor in an ac circuit rises above or falls below a predetermined value.</p> <p>56. field application relay is a relay that automatically controls the application of the field excitation to an ac motor at some predetermined point in the slip cycle.</p> <p>59. overvoltage relay is a relay which operates when its input voltage is more than a predetermined value.</p> <p>60. voltage or current balance relay is a relay that operates on a given difference in voltage, or current input or output, of two circuits.</p> <p>62. time-delay stopping or opening relay is a time-delay relay that serves in conjunction with the device that initiates the shutdown, stopping, or opening operation in an automatic sequence or protective relay system.</p>	<p>51. максималнотокова защита (за променлив ток)</p> <p>52. прекъсвач за променливо напрежение</p> <p>59. максимално-напреженово реле</p> <p>60. балансно реле за токове или напрежения</p> <p>62. реле за време</p>
<p>63. pressure switch is a switch which operates on given values, or on a given rate of change, of pressure.</p> <p>64. ground detector relay is a relay that operates on failure of machine or other apparatus insulation to ground. NOTE: This function is not applied to a device connected in the secondary circuit of current transformers in a normally grounded power system, where other device numbers with a suffix G or N should be used, that is, 51 N for an ac time overcurrent relay connected in the secondary neutral of the current transformers.</p> <p>67. ac directional overcurrent relay is a relay that functions on a desired value of ac overcurrent flowing in a predetermined direction.</p> <p>68. blocking relay. A relay that initiates a pilot signal for blocking of tripping on external faults in a transmission line or in other apparatus under predetermined conditions, or cooperates with other devices to block tripping or to block reclosing on an out-of-step condition or on power swings.</p>	<p>63. реле за налягане</p> <p>67. посочна токова защита (променлив ток)</p> <p>68. блокиращо реле</p>

<p>74. alarm relay is a relay other than an annunciator, as covered under device function 30, that is used to operate, or to operate in connection with, a visual or audible alarm.</p> <p>76. dc overcurrent relay is a relay that functions when the current in a dc circuit exceeds a given value.</p> <p>77. pulse transmitter is used to generate and transmit pulses over a telemetering or pilot-wire circuit to the remote indicating or receiving device.</p> <p>78. phase-angle measuring or out-of-step protective relay is a relay that functions at a predetermined phase angle between two voltages or between two currents or between voltage and current.</p> <p>79. ac reclosing relay is a relay that controls the automatic reclosing and locking out of an ac circuit interrupter.</p> <p>80. flow switch is a switch which operates on given values, or on a given rate of change, or flow.</p> <p>81. frequency relay is a relay that responds to the frequency of an electrical quantity, operating when the frequency or rate of change of frequency exceeds or is less than a predetermined value.</p> <p>84. operating mechanism is the complete electrical mechanism or servomechanism, including the operating motor, solenoids, position switches, etc, for a tap changer, induction regulator, or any similar piece of apparatus which otherwise has no device function number.</p> <p>85. carrier or pilot-wire receiver relay is a relay that is operated or restrained by a signal used in connection with carrier-current or dc pilot-wire fault relaying.</p> <p>86. lockout relay is a hand or electrically reset auxiliary relay that is operated upon the occurrence of abnormal conditions to maintain associated equipment or devices inoperative until it is reset.</p>	<p>74. сигнално реле</p> <p>76. токово реле за постоянен ток</p> <p>79. АПВ</p> <p>81. честотно реле</p> <p>84. задвижване (за прекъсвачи и др.)</p>
<p>87. differential protective relay is a protective relay that functions on a percentage or phase angle or other quantitative difference of two currents or of some other electrical quantities.</p> <p>90. regulating device is a device that functions to regulate a quantity, or quantities, such as voltage, current, power, speed, frequency, temperature, and load, at a certain value or between certain (generally close) limits for</p>	<p>87. диференциално реле</p> <p>90. регулатор (за напрежение и др.)</p>

<p>machines, tie lines, or other apparatus.</p> <p>94. tripping or trip-free relay is a relay that functions to trip a circuit breaker, contactor, or equipment, or to permit immediate tripping by other devices; or to prevent immediate reclosure of a circuit interrupter if it should open automatically even though its closing circuit is maintained closed.</p> <p>95-99. Used only for specific applications in individual installations where none of the assigned numbered functions from 1 to 94 are suitable.</p>	<p>94. изключвателно реле (за прекъсвач и др.)</p>
<p>Suffix Letters</p> <p>Suffix letters may be used with device function numbers for various purposes. They permit a manifold multiplication of available function designations for the large number and variety of devices used in the many types of equipment covered by this standard. They may also serve to denote individual or specific parts or auxiliary contacts of these devices or certain distinguishing features, characteristics, or conditions which describe the use of the device or its contacts in the equipment.</p> <p>A Alarm or auxiliary power B Bus or battery or blower BL Block (valve) BP Bypass BT Bus tie C Capacitor or condenser or compensator or carrier current or coil CC Closing coil F Feeder of field or filament or filter or fan G Generator or ground¹⁾ H Heater or housing L Line or logic M Motor or metering N Neutral¹⁾ or network SI Seal-in TC Trip coil X Auxiliary relay Y Auxiliary relay Z Auxiliary relay</p> <p>¹⁾Suffix N is generally used in preference to G for devices connected in the secondary neutral of current transformers, or in the secondary of a current transformer whose primary winding is located in the neutral of a machine or power transformer, except in the case of transmission line relaying, where the suffix G is more commonly used for those relays that operate on ground faults.</p>	
<p>Other Suffix Letters</p> <p>A Accelerating or automatic B Blocking or backup C Close or cold</p>	

<p> E Emergency or engaged F Failure or forward H Hot or high HR Hand reset HS High speed L Left or local or low or lower or leading M Manual O Open OFF Off ON On P Polarizing R Right or raise or reclosing or receiving or remote or reverse S Sending or swing T Test or trip or trailing TDC Time-delay closing TDO Time-delay opening U Up </p>	
<p> All auxiliary contacts and position and limit switches for such devices and equipment as circuit breakers, contactors, valves and rheostats, and contacts of relays: a-Contact that is open when the main device is in the standard reference position, commonly referred to as the nonoperated or deenergized position, and that closes when the device assumes the opposite position b-Contact that is closed when the main device is in the standard reference position, commonly referred to as the nonoperated or deenergized position, and that opens when the device assumes the opposite position The simple designation a or b is used in all cases where there is no need to adjust the contacts to change position at any particular point in the travel of the main device or where the part of the travel where the contacts change position is of no significance in the control or operating scheme. </p>	

Проектиране и експлоатация на релейни защиты

Конспект 2008'

№	Тема
1	Описание на дистанционната защита RD110
2	Функциониране на дистанционната защита RD110
3	Двухходни амплитудни компаратори в дистанционната защита RD110
4	Форма на характеристиките и избор на настройките на пусковите органи на дистанционните защиты
5	Пример за пресмятане на настройките на пусковите релета на RD 110
6	Форма на характеристиките и избор на настройките на измервателните органи на дистанционните защиты
7	Пример за пресмятане на настройките на измервателните релета на RD 110
8	Влияние на преходното съпротивление в мястото на повредата върху работата на дистанционните защиты
9	Дистанционни защиты на паралелни електропроводи
10	Работа на дистанционните защиты при люлеене в ЕЕС
11	Земни защиты в разпределителни мрежи
12A	Токови трансформатори за релейни защиты в условия на установен режим
12B	Токови трансформатори за релейни защиты в условия на преходен режим
12C	Алтернативни методи за преобразуване на тока и напрежението във високоволтовите уредби. Токови преобразователи
12D	*** Алтернативни методи за преобразуване на тока и напрежението във високоволтовите уредби. Напрежителни и комбинирани преобразователи
12E	Капацитивни напреженови трансформатори
13	***
14A	Диференциални защиты на силови трансформатори - особености
14B	Работа на диференциални защиты на трансформатори при включване на празен ход
14C	Защита на силови трансформатори от претоварване
15	Структура на релейни защиты на голям синхронен генератор
16	100%-ни земни статорни защиты на синхронни генератори
17	Защита на при ток през вала на синхронен генератор
18	Резервиране на релейни защиты и прекъсвачи

Литература:

А. Основна

1. Вичев С. Записки по "Проектиране и експлоатация на релейни защиты". 2008
2. Аврамов Н. Н. Основи на релейната защита. С., Техника, 1984
3. Нанчев Н. Релейна защита. С., Техника, 1959

Б. Допълнителна

1. Георгиев К. и др. Справочник по релейна защита. С., Техника, 1977
2. Аврамов Н., С. Вичев. Ръководство за лабораторни упражнения по релейна защита. С., Техника, 1973
4. Наредба №3/09.06.2004 г. за устройство на електрическите уредби и електропроводните линии.ДВ, бр. 90 и 91/2004 г.

София, 2008 г.

Съставил:
(доц. д-р Станимир Вичев)