



ТЕХНИЧЕСКИ УНИВЕРСИТЕТ – ВАРНА
катедра „Електроенергетика“



РАЗРАБОТЕНИ ТЕМИ ЗА ДЪРЖАВЕН ИЗПИТ
ЗА ОБРАЗОВАТЕЛНО-КВАЛИФИКАЦИОННА СТЕПЕН

„БАКАЛАВЪР“

СПЕЦИАЛНОСТ „ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА“

РАЗДЕЛ III

“Електрическа част на електрически централи и подстанции”

Съставил:

Гл. ас. д-р инж. Н. Николаев

Версия 02.2019 г.

СЪДЪРЖАНИЕ

ТЕМА 1. Основни сведения за елементите от първичните схеми на електрическите централи и подстанции	3
1.1. Първични електрически схеми на електрически централи и подстанции	3
1.1.1. Термични електрически централи	3
1.1.2. Водни електрически централи	5
1.1.3. Главни схеми на електрически подстанции	7
1.2. Класификация на електроенергийните съоръжения	7
1.3. Предназначение и изисквания към апаратите от първичните вериги	8
ТЕМА 2. Проводници и изолатори от първичните електрически вериги	10
2.1. Неизолирани тоководещи части	10
2.2. Изолирани проводници	12
2.3. Токопроводи	12
2.4. Технически параметри на проводниците	14
2.5. Изолатори	15
ТЕМА 3. Конфигурации на присъединенията и веригите в първичните схеми на разпределителните уредби	18
3.1. Схеми на свързване на линейни и трансформаторни присъединения	18
3.2. Схеми на свързване на основни вериги (секционна, шиносъединителна, обходна)	21
3.3. Схеми на свързване на спомагателни вериги	22
3.4. Схеми на свързване на присъединенията в уредби, изпълнени като комплектни разпределителни устройства	23
ТЕМА 4. Главни електрически схеми на разпределителни уредби	26
4.1. Основни сведения и изисквания към схемите на електрически уредби	26
4.2. Схеми с еднократно свързване на присъединенията	26
4.2.1. Схеми с една система събирателни шини (единична)	26
4.2.2. Схема на РУ с единична секционирана шинна система	27
4.2.3. Схема със секционирани събирателни шини и обходна шинна система	27
4.2.4. Схеми с две системи събирателни шини	28
4.3. Схеми с многократно свързване на присъединенията	30
4.3.1. Схеми с две системи събирателни шини с многократно свързване на присъединенията	31
4.3.2. Многоъгълни схеми (триъгълна, четириъгълна, шестоъгълна)	32
4.4. Опростени схеми	32
4.4.1. Блокови електрически схеми	33
4.4.2. Мостови схеми	34
ТЕМА 5. Топлинни процеси в тоководещи части на електрически уредби	36

5.1. Основни въпроси от теорията на топлопренасянето	36
5.2. Фактори определящи допустимите температури на нагряване	36
5.3. Нагряване и охлаждане на тоководещи части при нормален режим	37
5.4. Нагряване на тоководещи части при аварийен топлинен режим	38
5.5. Методи за определяне на импулса от квадратичния ток на късо съединение	39
5.6. Термична устойчивост на апарати и тоководещи части при къси съединения	40
ТЕМА 6. Електродинамични сили и процеси в трифазни вериги	42
6.1. Методи за определяне на електродинамичните сили	42
6.1.1. Сили на взаимодействие между успоредни проводници с неограничена дължина	42
6.1.2. Сили на взаимодействие между успоредни проводници с ограничена дължина	43
6.2. Електродинамични сили в единични и пакетни твърди шини	43
6.3. Електродинамични сили в трифазни вериги при двуфазно и при трифазно късо съединение	45
6.4. Електродинамична устойчивост на трифазни шинни системи	46
ТЕМА 7. Комутационни апарати за високо напрежение - видове, технически параметри, избор	48
7.1. Прекъсвачи за високо напрежение	48
7.2. Предпазители за високо напрежение	50
7.3. Разединители за високо напрежение	51
7.4. Мощностни разединители	52
7.5. Отделители	53
7.6. Късосъединители	53
ТЕМА 8. Измервателни трансформатори за високо напрежение	54
8.1. Видове, технически параметри, схеми на свързване и избор на измервателни трансформатори за напрежение	54
8.2. Видове, технически параметри, схеми на свързване и избор на измервателни трансформатори за ток	58
ТЕМА 9. Работни заземявания в електроенергийните системи	64
9.1. Основни понятия и определения	64
9.2. Електрически мрежи с изолиран звезден център	64
9.3. Компенсирани електрически мрежи	67
9.4. Електрически мрежи заземени през активно съпротивление	69
9.5. Ефективно заземени електрически мрежи	70
ДОПЪЛНИТЕЛНА ЛИТЕРАТУРА	73

ТЕМА 1. Основни сведения за елементите от първичните схеми на електрическите централи и подстанции

1.1. Първични електрически схеми на електрически централи и подстанции

Главните първични електрически схеми показват с условни графични означения връзките между генератори, трансформатори, линии, събирателни шини, апарати за високо напрежение, съединени помежду си в последователността, по която в действителност е конфигурирана централата или подстанцията.

1.1.1. Термични електрически централи

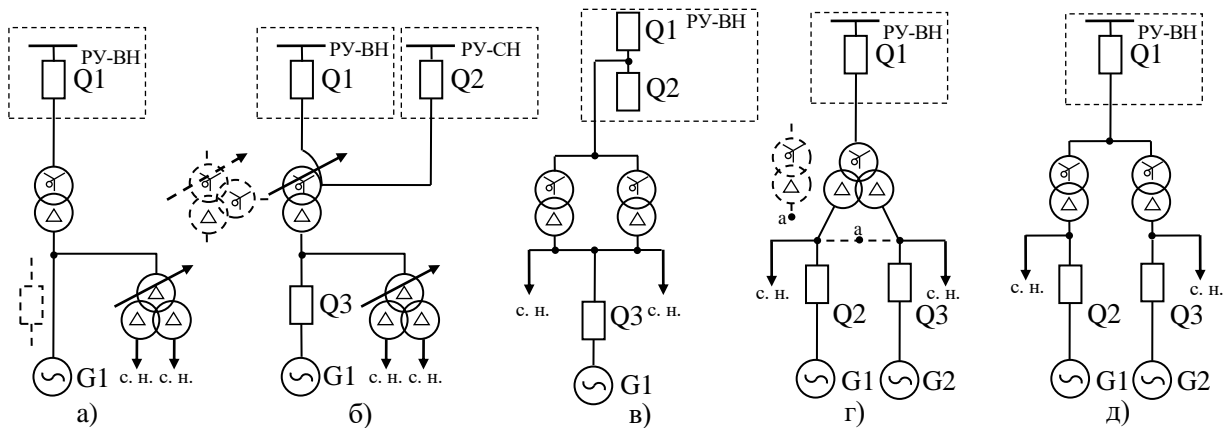
Кондензационните електрически централи (КЕЦ) се изграждат с големи единични мощности на агрегатите, образуващи в топлотехническата и електрическата част енергийни блокове котлоагрегат-турбина-генератор-трансформатор и влияят съществено върху работата на ЕЕС. КЕЦ имат основен дял в структурата на електрогенериращите мощности, покриват подвърховата зона, но участват и в регулирането на системния товаров график, без чести включения и изключения поради ниската им маневреност. На генераторно напрежение схемите се изпълняват по блокова схема генератор - трансформатор (понякога и линия), без генераторна разпределителна уредба (ГРУ), а връзката между блоковете, както и паралелната им работа се реализира на страна ВН, за ограничаване на токовете на късо съединение (т.к.с.). На Фиг. 1.1 са дадени в структурен вид най-разпространените единични, окрупнени и обединени блокови схеми за генераторно напрежение на КЕЦ. Двумотъчните повишаващи трансформатори на блоковете са без регулиране на напрежението под товар, а напрежението на шините в РУ-ВН се регулира чрез възбуждането на генераторите.

Целесъобразно е за основно работно захранване на собствените технологични нужди (с.н.) на агрегатите, да се използва понижаващ трансформатор, присъединен като отклонение от токопровода между генератора и повишаващия трансформатор на блока. В пофазно екранирания токопровод може да липсва (Фиг. 1.1а) или да има прекъсвач (генераторен) и това влияе на схемата за с.н. при резервиране и в режимите при пускане и спиране на енергийния блок.

В единични блокове с генераторен прекъсвач (Q3 - Фиг. 1.1, б, в) надеждността и експлоатационната гъвкавост е по-висока. Блоковете се включват в паралел към ЕЕС с прекъсвач Q3. В продължителните пускови периоди, както и след спиране на енергийния блок, прекъсвач Q3 е изключен, а захранването на с.н. е от системата през блоковия трансформатор. Използването на генераторни прекъсвачи е обосновано, когато централата участва в регулиране на товаровия график на ЕЕС или блоковете са присъединени на страна високо напрежение по кръгова схема (с многократно свързване). Така изключването на блока не засяга затворената структура на уредбата (РУ-ВН), която за повишаване на сигурността нормално трябва да работи с включени прекъсвачи (Q1, Q2 на Фиг. 1.1в).

Генераторът може да изнася мощността си на две нива повишено напрежение (означени ВН и СН - Фиг. 1.1б), а повишаващият блок трансформатор е тринмотъчен

(означен с прекъснати линии) или автотрансформатор. Схемата е гъвкава и осигурява различни комбинации за обмен на мощност между РУ-ВН, РУ-СН и генератора G1. В случая има взаимно свързано влияние на напреженията в РУ-ВН и РУ-СН, затова блоковете трансформатори (автотрансформатори) трябва да имат регулиране на напрежението под товар.



Фиг. 1.1 Структурни блокови схеми за генераторно напрежение на КЕЦ: единичен- а), б), в); окупнен- г); и обединен- д)

Два трансформатора, работещи в паралел се използват за връзка на един много мощен генератор с ЕЕС- Фиг. 1.1в. По такава схема е свързан всеки от енергийните блокове с мощност по 1000 MW към РУ-400 kV на АЕЦ "Козлодуй".

Окупнен блок - два генератора свързани към двунамотъчен трансформатор със или без разделени намотки е показан на Фиг. 1.1г.

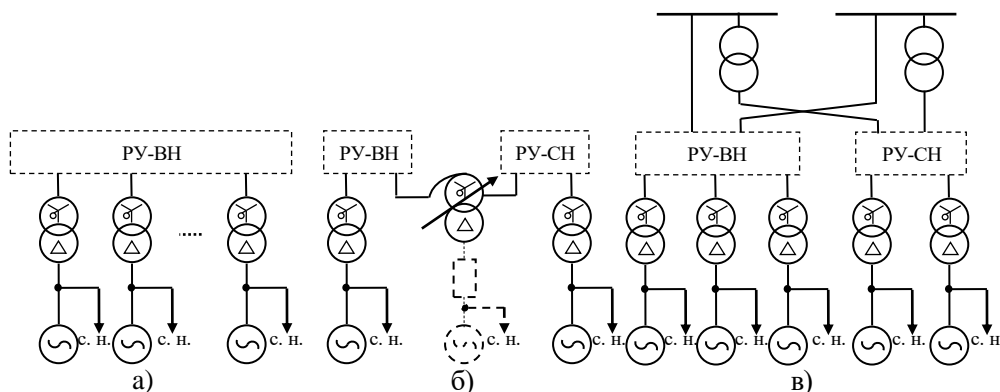
Два единични блока, присъединени чрез общ прекъсвач към РУ-ВН формират обединен блок (Фиг. 1.1д).

КЕЦ изнасят произведената електроенергия в ЕЕС на повишено напрежение в една (Фиг. 1.2а) или две разпределителни уредби (Фиг. 1.2б). Свързващият елемент между уредбите е независима автотрансформаторна връзка, или зависима - ако на третичната намотка има генератор. През свързващото звено се обменят и балансират мощности в основните възли на системата. Допустимо е между двете РУ да липсва непосредствена връзка с цел ограничаване на т.к.с. в централата, а обменната мощност между тях да става през шините на съседни подстанции - Фиг. 1.2в.

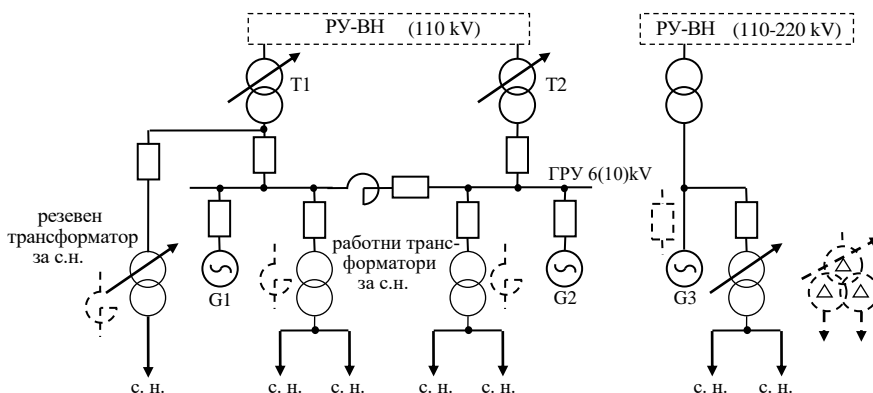
В РУ-ВН за 110 kV е целесъобразна единична или двойна несекционирана с обходна шинна система, като секциониране е необходимо при голям брой присъединения. За напрежение по-голямо или равно на 220 kV се препоръчват схеми с многократно свързване на присъединенията.

ТФЕЦ се изграждат за топло- и електроснабдяване на концентрирани промишлени и комунално-битови товари, а по-голямата част от електроенергията се отдава в местната електрическа мрежа на генераторно напрежение 6,3 и 10,5 kV. Тъй като генерацията зависи основно от топлопроизводството, в редица режими възникват „свободни“ количества електроенергия, която чрез повишаващи трансформатори с регулиране на напрежението

(T1 и T2) се изнася в ЕЕС. Изграждат се ГРУ, от които се захранват освен собствените нужди на централата и местните потребители (Фиг. 1.3). Шините, осъществяват напречна електрическа връзка между генераторите, аналогично на напречните връзки в топло-механичната част и най-често имат конфигурацията на схема с еднократно свързване на присъединенията (единична или двойна без обход). Целесъобразно е едната или двете шинни системи да се секционират в съответствие с броя на генераторите, и тъй като т.к.с. са големи се прилага секционно и линейно реагиране, с препоръчителен паралелен режим на всички секции (Фиг. 1.3).



Фиг. 1.2 Структурни схеми на свързване на ОРУ - ВН и СН на КЕЦ



Фиг. 1.3 Структурна блокова схема на ТФЕЦ с ГРУ и блокова част

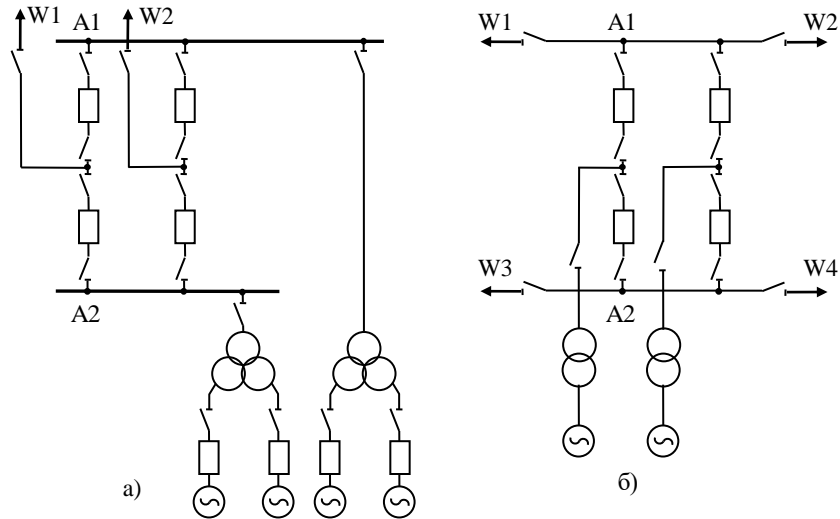
Всички схеми с еднократно свързване на присъединенията, но допълнени с обходна шина са подходящи за РУ на повишено напрежение 110 kV и по рядко 220 kV.

АЕЦ като основни централи на ЕЕС работят в базовата част на товарния график. На генераторно напрежение схемите на АЕЦ се изграждат аналогично както при КЕЦ, с единични блокове генератор - трансформатор - Фиг. 1.1, в. За РУ-ВН се предпочитат сигурните схеми с многократно свързване - с 1,5 и 1,33 прекъсвача за линейните и трансформаторните, а за генераторните присъединения – с два прекъсвача.

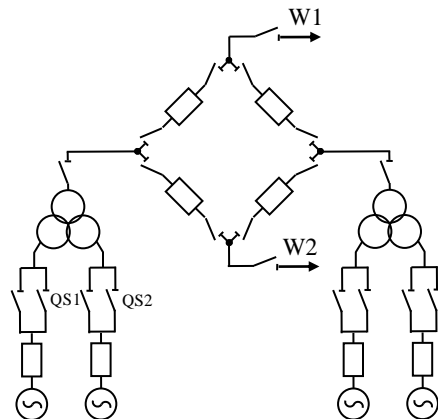
1.1.2. Водни електрически централи

Изграждат се в райони с разполагаем воден ресурс, а произведената енергия се изнася в ЕЕС на едно или две повишени напрежения, като в някои случаи се предвижда ГРУ за захранване на собствените нужди и близък местен товар (подобно на Фиг. 1.3). Много

често територията около централата е ограничена и неравна, поради което са подходящи опростени блокови схеми за РУ, свързваща централата с ЕЕС. За ВЕЦ със средна и голяма мощност се прилагат единични, окрупнени и обединени блокове (Фиг. 1.1д), чрез които се опростява връзката с ЕЕС и се повишава икономичността ѝ. За РУ-ВН е обосновано използването както на схеми с еднократно, така и с многократно свързване. На Фиг. 1.4а два блока (единични или окрупнени) са свързани по схема четириъгълник, като със същия брой прекъсвачи е възможна и схема блок шини-линия, където шините на РУ-ВН участват като продължение на два намиращи се в близост до централата транзитни електропровода - Фиг. 1.4б.



Фиг. 1.4 Принципна схема на РУ-ВН на ВЕЦ: а) квадрат; б) блок шини-линия



Фиг. 1.5 Принципна схема на ПАВЕЦ

ПАВЕЦ поради високата си маневреност представляват оперативен и честотен резерв на ЕЕС и се използват за замяна на отпаднала генерираща мощност или товар, като осигуряват благоприятни по технически и икономически съображения работни режими на КЕЦ и АЕЦ, които имат ограничен диапазон на регулиране и се експлоатират икономично при товари близки до номиналните. Пускането от неподвижно състояние в двигателен (помпен), както преминаването от турбинен в помпен (двигателен) режим става асинхронно или синхронно. Асинхронно пускане се извършва като електрическата машина се включва на пълното или на понижено напрежение на мрежата и се характеризира със

значително понижаване напрежението в захранващия възел и прегряване на пусковата намотка. Синхронно пускане е възможно с помощен електрически (асинхронен с навит ротор) или хидравличен двигател с мощност 10-15 % от мощността на пускания агрегат. Най-приложимо е синхронно честотно пускане с два варианта: - чрез статична система за преобразуване на честота ("статик-стартер"), използва се за агрегати с произволна мощност; - чрез създаване на т.нар. "електрически вал", например един от агрегатите на централата (пусков) се привежда в турбинен режим като предварително е електрически свързан с машината, която ще се развърта като двигател. Плавно се изменят честотата на въртене и възбуждането от нула до номинални стойности на пусковия агрегат. Пусканата машинна група (двигател-помпа) се увлича, развърта до синхронна честота на въртене и след синхронизиране с ЕЕС пусковата група (турбина-генератор) се изключва, а пусканата продължава да работи в режим двигател-помпа. Във веригите между всеки генератор и блоковия трансформатор се включва фазообръщаща група, състояща се от два паралелно свързани разединители, чрез които се сменят местата на две от фазите с цел обръщане посоката на въртене на електрическата машина при промяна на режима ѝ. ПАВЕЦ се присъединяват към ЕЕС чрез схеми с многократно свързване на присъединенията. На Фиг. 1.5 е показана принципна електрическа схема на ПАВЕЦ, състояща се от четири двумашинни обратими агрегати, присъединени като два окрупнени блока към мрежа ВН чрез разпределителна уредба по схема "четириъгълник".

1.1.3. Главни схеми на електрически подстанции

Изграждат се с два или при необходимост повече трансформатора, като в зависимост от функцията си биват – системни, районни, местни, възлови и др. РУ на страна ВН се изграждат както с еднократно така и с многократно свързване на присъединенията. На страна понижено напрежение са най-подходящи единични или двойни секционирани шинни системи, като конкретното решение зависи основно от нивото на напрежението и броя на присъединенията.

1.2. Класификация на електроенергийните съоръжения

Синхронен генератор (synchronous generator) - трифазна въртяща се променливотокова електрическа машина, която преобразува механичната енергия на първичния двигател (турбина, двигател с вътрешно горене или др.). Това са основните електрически генератори в конвенционалните електрически централи. Генераторите, които се използват в ТЕЦ са бързоходни, с хоризонтален вал, неявнополюсни (round rotor) и се наричат турбогенератори. Тези във ВЕЦ са бавноходни, явнополюсни (salient pole), с вертикален или хоризонтален вал и се наричат хидрогенератори.

Асинхронни генератори (asynchronous generator, induction generator) - въртящи се електрически машини, които имат сходно предназначение като синхронните генератори, но се използват основно за вятърни генератори.

Синхронни компенсатори (synchronous compensator) - класически явнополюсни синхронни машини, които работят в двигателен режим на празен ход (валът им не е куплиран с друго съоръжение). Служат за генериране или консумиране на реактивна

мощност в зависимост от режима на възбуждане. Обикновено се инсталират в подстанции или големи промишлени предприятия.

Силови трансформатори или автотрансформатори (power transformer, autotransformer) - електрически машини (без въртящи се части), които преобразуват магнитен или магнитно-електрически принцип големините на токовете и напреженията, пропорционално на отношението на броя навивки на намотките, като честотата се запазва непроменена. В РУ те се използват за връзка между различните нива на напреженията.

1.3. Предназначение и изисквания към апаратите от първичните вериги

Прекъсвачи за СН и ВН (circuit-breaker) - служат за включване и изключване на електрическите вериги в нормални и аварийни режими. Това са най-отговорните и скъпоструващи комутационни апарати. Прекъсвачите се свързват последователно във веригите на елементите, които подлежат на включване и изключване - генератори, трансформатори, електропроводи, както и спомагателни вериги в електрическите уредби - секционни и шиносъединителни вериги.

Товарови прекъсвачи, мощностни разединители (switch) - комутационни апарати, които могат да изключват само нормалните работни токове на присъединенията. Токове на късо съединение не могат да бъдат изключвани с този вид апарати, поради облекчената им дъгогасителна система.

Разединители (disconnector) - комутационни апарати, без дъгогасителни камери, предназначени да изключват веригите когато не протича ток, или тока е няколко ампера (трансформатори на празен ход, капацитивен ток на електропроводни линии). Поставят се на такива места, че да се осигури безопасно обслужване на апаратите от първичните схеми, като освен това контактната им система осъществява видимото разделяне на електрическата верига.

Късосъединители - комутационни апарати за създаване на преднамерени къси съединения в електрическата верига.

Отделители - комутационни апарати, които включват или изключват отделни електрически вериги или участъци от схемите, когато са без напрежение.

Предпазители (fuse) - защитни апарати, с ограничена комутационна способност, предназначени за защита на електрическите вериги от претоварване и къси съединения. Те са с еднократно действие и след комутация, следва тяхната подмяна. Състоят се от основа, патрон и стопяема вложка, която изгаря в процеса на комутация.

Токови измервателни трансформатори (current transformer) - преобразуват тока на първичните вериги във вторичен ток със стандартна стойност (1 или 5 А), с който се захранват токовите намотки на измервателни апарати, релейни защиты или други автоматични устройства.

Напреженови измервателни трансформатори (voltage transformer) - преобразуват първичното високо напрежение във вторично напрежение със стандартна стойност (най-

често 100 V или $100/\sqrt{3}$ V), с което се захранват напреженовите намотки на измервателни апарати, релейни защиты или други автоматични устройства.

Токоограничаващи реактори (current limiting reactor) - бобини без магнитопровод, които служат за ограничаване на токовете на късо съединение (к.с.) и за запазване на определено ниво на напрежението на шините на разпределителната уредба (РУ) след к.с. Токоограничаващите реактори се свързват последователно в електрическите вериги. Съществуват единични (една намотка с два извода) и двойни реактори (две намотки с три извода).

ТЕМА 2. Проводници и изолятори от първичните електрически вериги

2.1. Неизолирани тоководещи части

Изработват се основно от алуминий и мед. Поради високата цена на медни тоководещи части, използването им предимно при напрежения до 110 kV е нормативно регламентирано само при доказана техническа необходимост, например агресивна околна среда, недостатъчна механична здравина и др. Стоманени тоководещи части се прилагат само в заземителни и мълниезащитни уредби. Алуминиеви проводници се използват най-често, а за напрежения 220 kV и нагоре се предпочитат защото имат добри електрически качества и три пъти по-малка плътност (тегло) от медните. Неизолираните шини са твърди или гъвкави. Най-разпространените форми и конструктивни съчетания на твърди шини са показани на Фиг. 2.1.

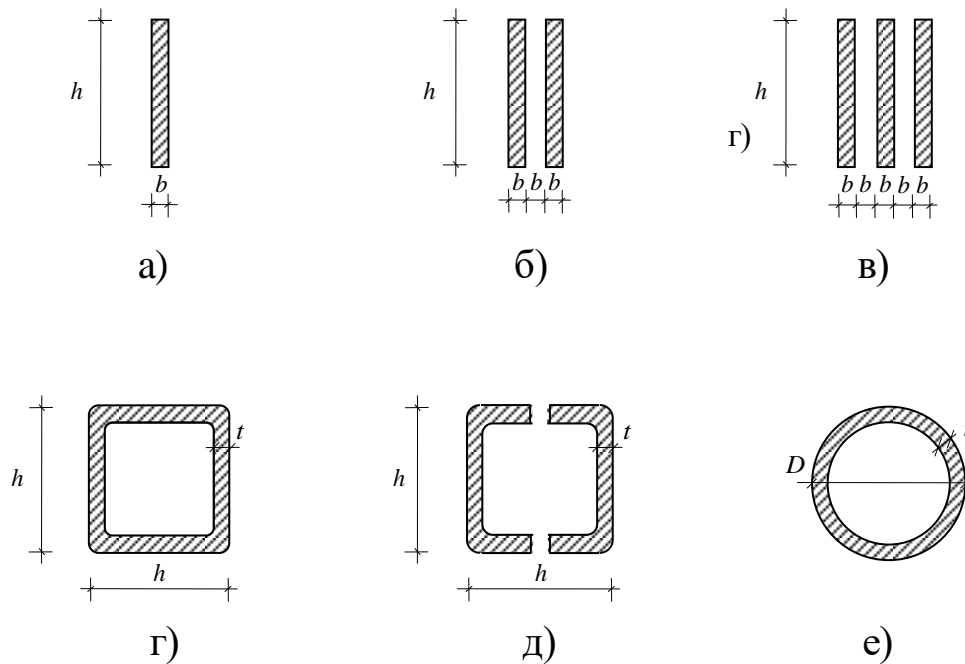
Единична шина с правоъгълно сечение ($h \times b$) осигурява икономично използване на метала, удобна е за монтаж, за свързване към електрически апарати и техническо обслужване, има достатъчен съпротивителен момент и механична устойчивост при работни токове до около 2000 A за най-големия стандартен алуминиев профил с размери 120 x 10 mm -Фиг. 2.1а.

Пакети от две или три шини (Фиг. 2.1б, в) се правят от еднакви профили, отделени с дистанциращи планки, колкото е дебелината им b . Тройният пакет има по-голяма механична устойчивост, но метала се използва по-неикономично - крайните шини се натоварват с по 40 %, а средната с 20 % от товара на фазата. Пакетни тоководещи части се прилагат ограничено, поради по-високите загуби на мощност от повърхностния ефект, сложен монтаж и недостатъчна механична устойчивост, съответно при алуминий за токове до около 3000 A и 4000A.

Общо, правоъгълните шини са удобни за работа, към тях лесно се свързват плоските контакти на апаратите, но поради недостатъчна механична здравина се прилагат при малки разстояния между опорните изолятори, а за избягване на загубите на мощност, свързани с ефекта "корона"- за напрежение до 24 kV.

С кухи профили (квадрат, пакет от две П-образни шини, тръба - Фиг. 2.1г, д, е) се постига по-висока икономичност на използване на метала и повишена механична здравина. Не е оправдано дебелината на стената t да е по-голяма от една критична стойност, около 15 mm за мед и 20 mm за алуминий, тъй като над тези стойности се увеличава активното съпротивление и загубите на мощност. Твърдите неизолирани шини в уредби за променливо напрежение се боядисват за повишаване на топлоотдаването и удобство при експлоатацията както следва: фаза А - жълт цвят; фаза В - зелен цвят; фаза С - червен цвят. При постоянен ток положителната шина се маркира в червен, а отрицателната - син цвят.

Единичните и пакетни шини могат да се разполагат хоризонтално (повишава се механичната устойчивост, но се влошава охлаждането) или вертикално ("на ребро"), при което съпротивителният момент е по малък, а топлоотдаването - по-голямо.



Фиг. 2.1 Форма на сечението на твърди шини

Неизолирани, гъвкави многожични стоманено-алуминиеви проводници се прилагат в уредби за открит монтаж (ОРУ). За шинни системи от 110 kV нагоре се използват проводници само с кръгло сечение, по условията на ефекта "корона". Разряди във вид на корона с характерно светлинно излъчване и пукащ шум, възникват около проводници при висока напрегнатост на електрическото поле. Йонизирането на въздуха около проводниците предизвиква допълнителни загуби на енергия, електромагнитни колебания, причиняващи радиосмущения и образуване на озон, който влияе вредно на контактните повърхности. За работни токове над 800 - 1000 A се правят снопове, съставени от два, три или повече единични проводници на фаза. Сечението и броят на проводниците се проверяват по условието да не възниква коронен разряд и по допустимо ниво на високочестотни смущения. Корониране не възниква ако повърхностната напрегнатост на полето е по малка от критичната стойност, която зависи от напрежението, разстоянието между фазите и радиуса на проводника.

Основно гъвкавите тоководещи части са широко разпространени за ОРУ поради следните предимства: - по-големи разстояния между точките на окачване; по - малко изолятори, опори и съединителни връзки; не е необходима компенсация на температурните разширения; прост монтаж и експлоатация. Гъвкавите шини не се боядисват, защото при термични линейни разширения боята пада. Боядисват се само, арматурите на изоляторите и апаратите.

В съвременните ОРУ за високо и свръхвисоко напрежение все повече се използват твърди кухи шини, поради следните благоприятни характеристики: - по-малки изолационни разстояния от проводниците до земята; намалени разстояния между фазите, защото не се налага да се повишава коронното напрежение чрез прилагане на снопови

("разцепени") тоководещите части; липсват постоянни механични напрежения от натягането на проводниците и опасност от скъсването им; присъединенията се заваряват вместо по-ненадеждните пресовани връзки; облекчени са ремонта и почистването на опорните изолатори, което намалява опасността от аварийни ремонти; повишава се експлоатационна безопасност поради по-добрата видимост на шинните конструкции. ОРУ с твърди шини, освен че са по-надеждни се отличават и с по-малки капиталовложения при изграждане.

2.2. Изолирани проводници

В електрическите централи и подстанции за захранване на системата за собствени нужди се използват кабели за средно напрежение (СН), най-често със суха изолация. Кабели за по-високо напрежение се прилагат при стеснени условия, за присъединяване на повишаващи трансформатори с открити разпределителни уредби. Например, връзката от повишаващите трансформатори, намиращи се в подземната машинна зала на ПАВЕЦ "Чаира" и ОРУ-400 kV е изпълнена с две линии съставени от еднофазни, сухи кабели на 400 kV. Изолирани проводници и многожилни кабели за ниско напрежение (НН) имат широко приложение във вторичните вериги.

2.3. Токопроводи

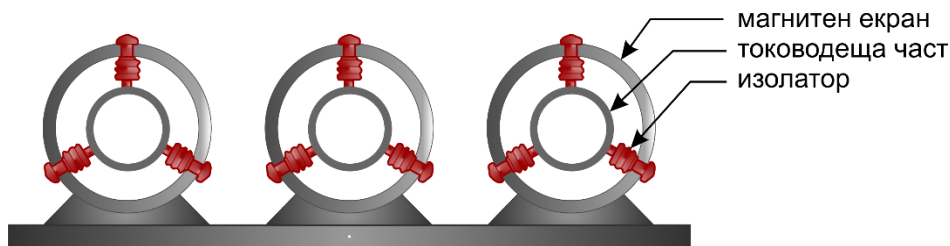
Токопроводи се наричат къси електрически линии за големи номинални токове, изпълнени с тоководещи части, имащи големи сечения, укрепени на изолатори. Съществуват открити (неекранирани) и закрити (екранирани) токопроводи.

Откритите токопроводи представляват снопове от по 9-14 гъвкави неизолирани проводници на фаза, разпределени равномерно на кръгли дистанциращи носачи. Укрепени върху носещи въжета и опъвателни изолаторни вериги се прилагат в ОРУ на топлофикационни електрически централи за много големи токове.

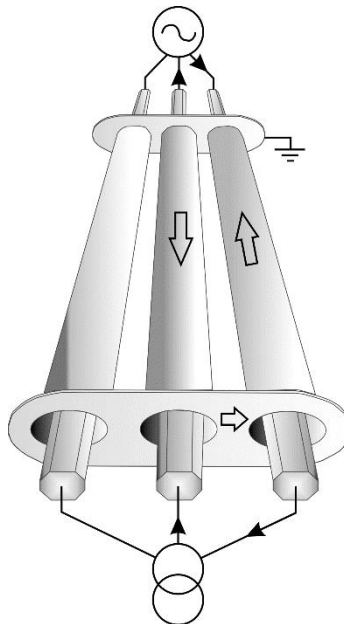
Закритите комплектни токопроводи се конструират с пофазни (отделни за всяка фаза), непрекъснати електрически екрани (кожуси), във вътрешността на които, върху опорни изолатори са укрепени тоководещи части с коритообразно, кръгло или многоъгълно сечение (Фиг. 2.2). Екраните осигуряват безопасност при обслужване; защита на изолаторите и проводниците от прах, влага, странични предмети; избягване на междуфазни к.с. в границите на токопровода; намаляване на електродинамичните сили при външни к.с.; предпазване на металните строителни и носещи конструкции от недопустимо нагряване, предизвиквано от индуктирани вихрови токове.

В мощните електрически централи за свързване на генераторите с блоковете трансформатори, и на трансформаторите за собствени нужди със съответните разпределителни уредби се използват екранирани токопроводи, за номинално напрежение до 24 kV и работни токове до няколко десетки хиляди ампера. Екраните са алуминиеви, за да се избегне силното им нагряване от вихровите токове, възникващи от въздействието на магнитния поток, създаван от токовете протичащи по шините. Вихровите токове се затварят в екрана на всяка фаза и не преминават в другите екрани. Непрекъснатите екрани на трите фази се свързват накъсо в началото и края със заварени към тях алуминиеви плочи и се заземяват. Така екраните образуват затворена трифазна

система, подобна на токов трансформатор (първична намотка - тоководещата шина; вторична намотка - свързаните накъсо екрани), с коефициент на трансформация равен почти на единица. В работен режим токът на всеки екран протича равномерно по периметъра му и се затваря през другите два екрана (Фиг. 2.3). Геометричната сума от тези циркулиращи токове е нула. Приблизително те са равни по големина и обратно насочени на токовете през шините, поради което магнитно поле извън екраните се компенсира от противоположно насоченото вътрешно магнитно поле. Понеже екраните имат и активно съпротивление, циркулиращите по тях токове не са точно равни по големина и фаза на токовете през шините и външното поле се компенсира непълно. В работни режими индукцията на външното поле е достатъчно малка и стоманените конструкции се нагряват незначително от индукираните вихрови токове.



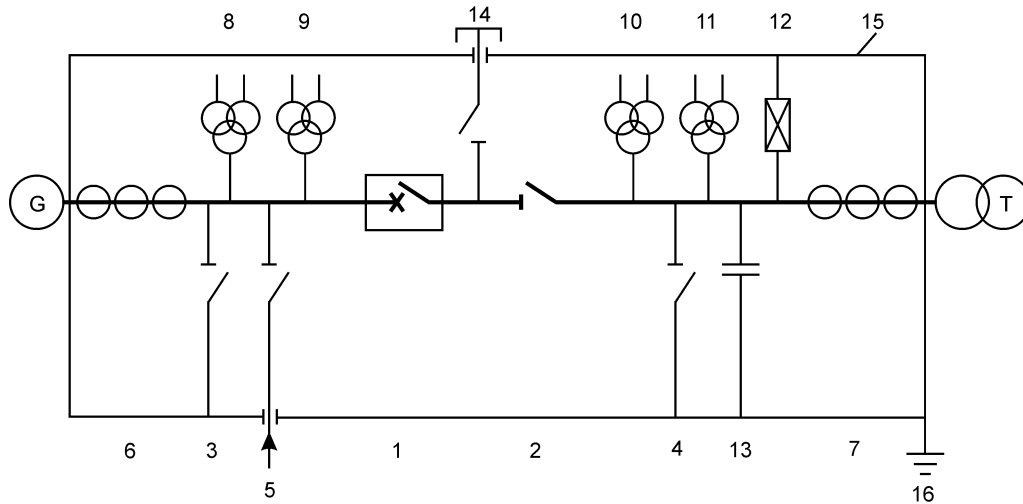
Фиг. 2.2 Пофазно екраниран токопровод



Фиг. 2.3 Циркулиращи токове в екраните на токопровод

Токопроводите за номинални токове до 20 000 А имат естествено, а над тази стойност - принудително вътрешно въздушно охлаждане. В тях се вграждат прекъсвачи, разединители, заземители, измервателни трансформатори и др., а екраните се заземяват в началото и края (Фиг. 2.4). Токопроводите допускат аварийни и систематични претоварвания, тъй като са част от веригите на силовите повишаващи трансформатори на мощните енергийни блокове.

На Фиг. 2.5 е показан трифазен екраниран токопровод, с пакети от по три шини на фаза, подходящ за приложение в КРУ за средно напрежение.



- | | |
|--|----------------------------------|
| 1 генераторен прекъсвач | 12 защита от пренапрежение |
| 2 генераторен разединител | 13 шунтов кондензатор |
| 3, 4 стационарни заземители | 14 късо-съединител |
| 5 пусков разединител за газови турбини | 15 магнитен екран |
| 6, 7 токови трансформатори | 16 заземяване на магнитния екран |
| 8-11 напрежени трансформатори | |

Фиг. 2.4 Електрически блок генератор - трансформатор с екраниран токопровод



Фиг. 2.5 Трифазен токопровод, с пакет от три шини на фаза

2.4. Технически параметри на проводниците

При променлив ток, се проявява явлението повърхностен ефект, при което тока по сечението на проводника се разпределя неравномерно, а съпротивлението и загубите му нарастват. Явлението се характеризира от коефициента на повърхностния ефект k_n , който зависи от честотата на тока f , Hz и съпротивлението при постоянен ток и се определя графично. Допълнителна неравномерност на разпределението на тока по сечението се появява, когато в близост има други проводници, по които протича ток - ефект на близост. С коефициентите на повърхностен ефект и на близост се дефинира съпротивлението на проводника при променлив ток (активно съпротивление) $R_a = k_n \cdot k_o \cdot R$. След като е отчетено активното съпротивление за стандартни сечения, форми и материали са съставени справочни таблици, от които при оразмеряване на шини се определя допустимия

им ток $I_{\text{доп}}$ за продължителен нормален режим. Допустимото токово натоварване се отнася за боядисани шини, монтирани на тясната си страна („на ребро“); ако се поставят на широката си страна условията за охлаждане се влошават и допустими токове трябва да се намалят.

Проводниците в РУ се нагряват в нормален режим до допустимата температура $\theta_{\text{нач,доп}}=70^{\circ}\text{C}$ ако през тях протича $I_{\text{доп}}$ и температура на охлаждащата среда е $\theta_{0,\text{н}}$. При протичане на ток различен от $I_{\text{доп}}$ или температура на околната среда отличаващи се от $\theta_{0,\text{н}}$ се коригират условията за токово натоварване със следната формула:

$$\theta_{\text{действ.}} = \theta_{0,\text{н}} + \left(\frac{I_{\text{действ.}}}{I_{\text{доп}}} \right)^2 (\theta_{\text{нач,доп}} - \theta_{0,\text{н}}), \text{ }^{\circ}\text{C}. \quad (4.1)$$

При аварийен режим на работа, допустимата температура е $\theta_{\text{кр,доп}}$, за твърди шини е около 200°C . Протичането на т.к.с. предизвиква електродинамично натоварване на шинните конструкции. Разрушаващото механично напрежение на проводниците се характеризира с $\sigma_{\text{раз}}$, МПа (N/cm^2), при допустимо механично напрежение $\sigma_{\text{доп}}=0,7 \cdot \sigma_{\text{раз}}$, (за алуминий 70 МПа; мед – 140 МПа). За механични изчисления на шинни системи от справочни таблици се ползват данни за съпротивителния (W , cm^3) и инерционния (J , cm^4) момент.

Използването на твърди шини в ЗРУ е: до 2000А - единична шина; до 3000А пакет от две шини; над 3000 А - кука шина с квадратно сечение или две П-образни шини; над 5000А - тръбовидни шини, които са подходящи и за използване в ОРУ, редом с гъвкавите проводници. Прилагат се и няколко проводника на фаза (сноп), с което се ограничава ефекта „корона“ при свръхвисоки напрежения.

2.5. Изолатори

Изолаторите служат за механично укрепване и изолиране една от друга и от земя на неизолирани тоководещи части. Намират приложение при носещи конструкции в РУ, в основните възли на апаратите за ВН и за закрепване на проводниците към стълбовете и порталите в ОРУ. Изработват се от порцелан, стъкло, полимерни материали и епоксидни смоли. Обикновено изолаторите биват за закрит (indoor) и открит (outdoor) монтаж.

В уредби за СН изолаторите са подпорни (station post insulator) и проходни (bushing type insulator), на които се монтират шинодържателите. Проходните изолатори служат за преминаване на неизолирани тоководещи части през различни прегради. В ЗРУ проходни изолатори са от т.нар. типове „вътре-вътре“ за преходи през козирки, преградни стени, етажни плочи и др., а „вън-вътре“ за преминаване от килиите извън сградата. През кухото порцеланово тяло на проходните изолатори, преминаващата тоководеща част е оразмерена за определен ток. За увеличаване напрежението, при което настъпва повърхностен пробив, изолаторите са оребрени, като броят и формата на ребрата, както и

височината са в съответствие с номиналното напрежение и типа на изолятора. В ОРУ за укрепване на апарати с големи габарити се прилагат изолятори с пръчковидна форма.

На Фиг. 2.6 са представени порцеланови подпорни изолятори за СН.

На Фиг. 2.7 е показан проходен изолятор без и със собствена тоководеща част.

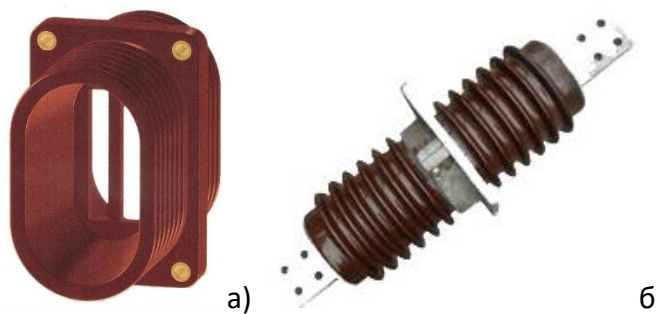
Техническите параметри на изоляторите са следните:

1. Номинално (U_n, kV), пробивно и максимално работно напрежение.
2. Номинален ток (I_n, A) - за проходни изолятори.
3. Разрушаващото натоварване ($F_{раз}, \text{N}$).

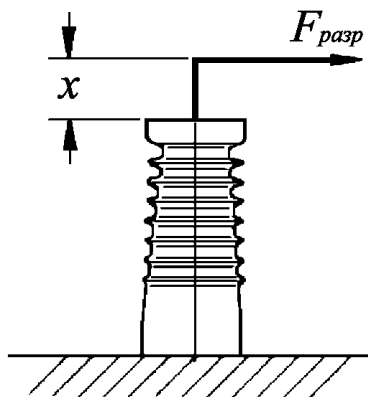
На фиг. 4.8 е показана схема на тестови изпитвания за разрушаване на подпорен изолятор. Силата $F_{раз}$ се прилага перпендикулярно на оста на изолятора, на разстояние x от върха (обикновено $x=0$).



Фиг. 2.6 Порцеланови подпорни изолятори



Фиг. 2.7 Проходен изолятор а) без и б) със собствена тоководеща част



Фиг. 2.8 Сила на разрушаване на подпорен изолатор

ТЕМА 3. Конфигурации на присъединенията и веригите в първичните схеми на разпределителните уредби

3.1. Схеми на свързване на линейни и трансформаторни присъединения

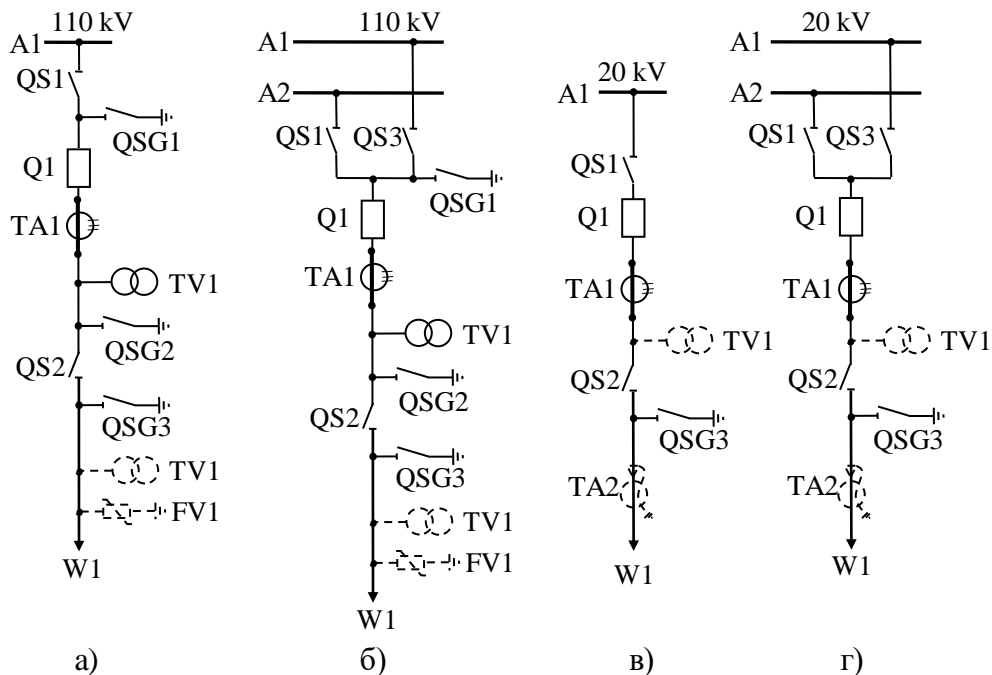
Електропроводните линии (въздушни, кабелни) се свързват към събирателните шини на разпределителните уредби (РУ) с апарати за високо напрежение: - шинен(и) разединител(и) (QS1, QS3), прекъсвач (Q1), измервателни трансформатори за ток (TA1) и за напрежение (TV1), разединител линеен (QS2) с един или два комплекта заземителни ножове (QSG2, QSG3) - Фиг. 3.1. Съвкупността от тези апарати и тоководещите части, които ги свързват в електрическа вериги се нарича присъединение. Всяка линия е елемент на електрическа мрежа и се присъединява в двата си края към шините на РУ или към други елементи чрез две присъединения, наричани линейни, за поясняване на принадлежността им

Измервателните трансформатори в РУ-ВН (110 kV и нагоре) могат да бъдат отделни апарати за ток и за напрежение или да са комбинирани - с токова и напреженова част. Когато е известно, че по режимни съображения електропроводната линия W1 може продължително време да бъде изключена, за да се контролира напрежението от насрещната страна се монтират към линията, преди линейния разединител QS2 напреженови трансформатори TV1, защитени от атмосферни пренапрежения с вентилни отводи (FV1) - Фиг. 3.1а,б.

Канали за високочестотна връзка могат да се изградят ако на една, две или трите фази на линията, преди линейния разединител QS2 има L-C филтри.

Токовете трансформатори като конструкции са винаги еднофазни. Използват се трансформатори за ток на средно напрежение (6, 10 и 20 kV) най-често с две или три вторични намотки (дву- или триядрени), а на високо напрежение - от три до шест намотки (ядра). Отделните намотки имат различни класове на точност, съобразно изискванията на нормативните документи относно грешките за измервателни цели и за осигуряване действието на релейните защиты. Токов трансформатор се изобразява графично на еднолинейните принципни електрически схеми чрез представяне на първичната намотка с удебелена линия и толкова кръгчета, колкото е броят на вторичните намотки. С една, две или три къси пресичащи линии се посочва броят на фазите, в които има измервателен трансформатор. Мрежите за високо напрежение се характеризират с голям ток на к.с. и за изграждане на защиты от междуфазни и еднофазни повреди се поставят трансформатори за ток на всяка фаза. На ниво средно напрежение електрическите мрежи работят с изолирана, компенсирани или заземена през активно съпротивление неутрала, поради което токовете при еднофазни повреди са относително по-малки и е допустимо токови трансформатори да се монтират само в две от фазите - А и С. След линейния разединител QS2, в началото на кабелните линии, се поставя кабелен филтър за ток с нулева последователност тип "Феранти", представляващ токов трансформатор без собствена първична намотка, с тороидален магнетопровод (TA2). За да се избегне неправилното

действие на филтъра, токът по бронята (екрана) на кабела се отвежда към земя чрез заземителен проводник, преминаващ през отвора на тороида.

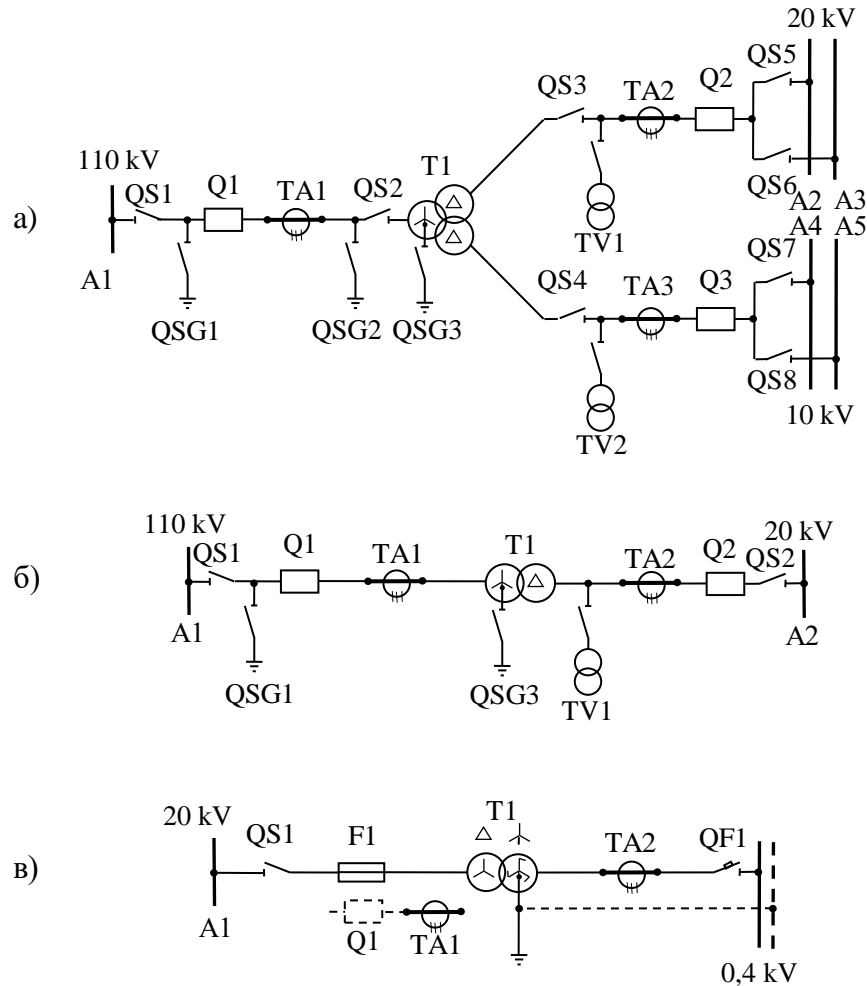


Фиг. 3.1 Схеми на свързване на линейни присъединения: а),б)-за ВН; в),г)-за СН

След изключване на прекъсвача, линейния и шинния разединител веригата на присъединението се разделя на части. В уредби за високо напрежение разделените участъци се заземяват със стационарни заземители - апаратният блок (Q1, TA1, TV1) се обезопасява с включване на заземителните ножове QSG1 и QSG2. Между задвижванията на работните и заземителните ножове на разединителите се изграждат механични и електрически блокировки, които не разрешават едновременното им включване.

Типова електрическа верига на линейно присъединение за средно напрежение - 6, 10 и 20 kV се изгражда с отклонение от събирателните шини A1 към разединител шинен (QS1), прекъсвач (Q1), токов трансформатор (TA1), разединител линейен (QS2), който има един комплект заземителни ножове (QSG3) - Фиг. 3.1в. Когато присъединението е към уредба с две шинни системи A1 и A2 се монтира втори разединител шинен (QS3), който образува с QS1 т.нар. "вилка" - характерен възел, чрез който се изграждат присъединенията в РУ с повече от една шинни системи - Фиг. 3.1г. Към шинните разединители на присъединенията в уредби средно напрежение не се монтират заземителни ножове, а за обезопасяване при ремонтни работи, в изключените вериги се поставят преносими заземители. Обикновено напрежението на събирателните шини в разпределителната уредба се измерва от обща "верига мерене" и отделен трансформатор за напрежение (TV1) в линейното присъединение не се монтира. На линии с двустранно захранване се поставя TV1, чрез които се контролира наличието на напрежение от срещуположната страна. Линейният разединител QS2 е с един комплект заземителни ножове, за заземяване на линията след изключването ѝ от двата края. Разединителите за средно напрежение най-

често са с ръчно лостово задвижване. Между заземителните и работни ножове има електрическа и механична блокировка, недопускаща едновременното им включване.

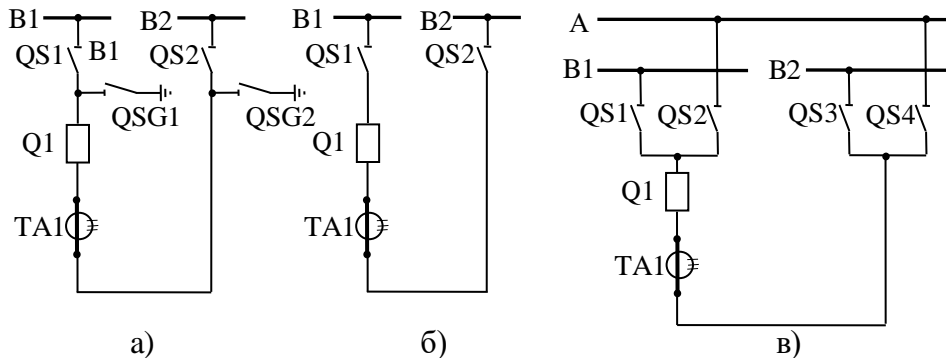


Фиг. 3.2 Присъединения на трансформатори: а) с три намотки; б), в) с две намотки

На Фиг. 3.2 са представени три варианта за конфигуриране на трансформаторни присъединения в зависимост от броя на намотките и нивата на напрежение. При тринамотъчни силови трансформатори разединителите към веригите на всяка намотка (QS2, QS3, QS4) се наричат трансформаторни. С тях се осигуряват възможности при ремонт на апаратния блок на някоя намотка тя да бъде изключена, а другите две да останат в работи - двунамотъчен режим. Звездният център на намотката за високо напрежение се заземява директно с еднополюсен разединител (QSG3) - Фиг. 3.2а,б. За напрежение до 1000 V се използват едноядрени токови трансформатори, по един на фаза (TA2) и автоматичен прекъсвач QF1, а звездният център на намотка ниско напрежение се заземява винаги директно без разединител - Фиг. 3.2в.

3.2. Схеми на свързване на основни вериги (секционна, шиносъединителна, обходна)

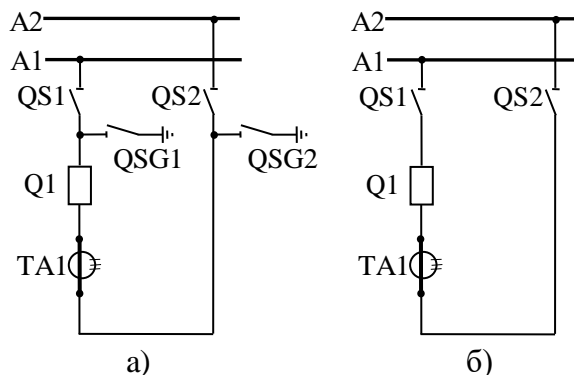
На Фиг. 3.3 са представени схеми на свързване на секционни вериги (sectioning) за единична и за двойна шинна система. Секционната верига служи за електрическо разделяне или съединяване на две секции на една шинна система. Със секционните разединители QS1, QS2, QS3 и QS4 се разделят видимо изключени електрически вериги и се осигурява безопасност при ремонт на апаратния блок, съставен от секционен прекъсвач Q1 и токов трансформатор TA1.



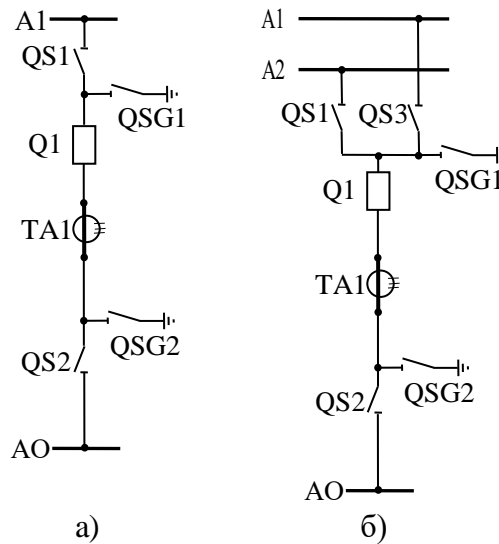
Фиг. 3.3 Схеми на свързване на секционна верига: а) единична шинна система за ВН; б) единична шинна система СН; в) двойна шинна система СН

Шиносъединителната верига, показана на Фиг. 3.4, има сходна конфигурация, както тази на секционната верига. Прилага се при двойни шинни системи за връзка между тях. Възможно е едната шинна система да е работна, а другата резервна или и двете да са работни -т.нар. режим " с фиксирани присъединения". Както и при секционната верига стационарни заземители се предвиждат в уредбите за ВН, а в тези за СН се използват преносими заземители, когато се провеждат обслужващи дейности.

На Фиг. 3.5 са показани схемите на свързване на обходни вериги, които служат за връзка между работните шини и обходната шина.



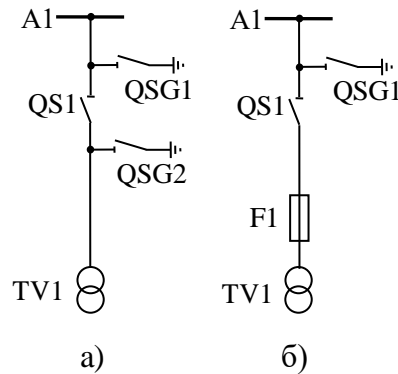
Фиг. 3.4 Схеми на свързване на шиносъединителна верига: а) за ВН; б) за СН



Фиг. 3.5 Схеми на свързване на обходна верига: а)единична б)двойна шинна система

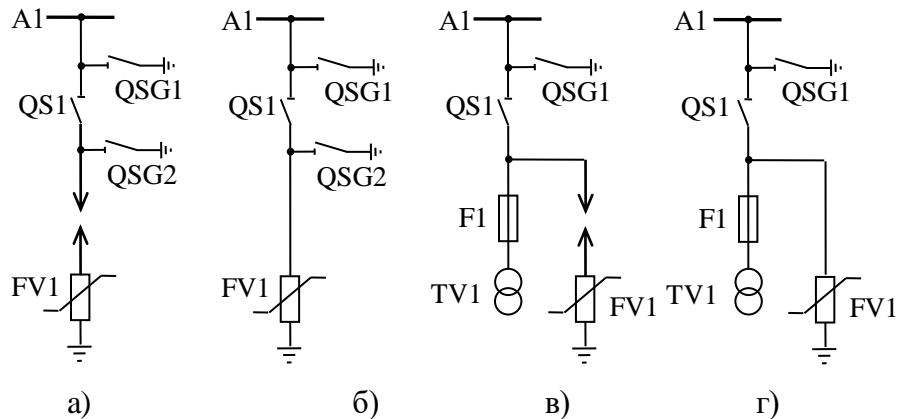
3.3. Схеми на свързване на спомагателни вериги

На Фиг. 3.6 са показани схеми на присъединяване на напреженови трансформатори (НТ) към шинната система. Присъединяването им се осъществява посредством шинен разединител QS1 и предпазител със стопяема вложка F1 (само в РУ-СН). Към веригите на НТ се предвиждат и стационарни заземители QSG1, с които може да се заземе шинната система. Заземител QSG2 се предвижда в схемите за РУ-ВН.



Фиг. 3.6 Схеми на свързване на напреженови трансформатори: а) за ВН; б)за СН

Схемите за присъединяване на вентилни отводи (ВО), със и без искрова междина, към системата събирателни шини са показани на Фиг. 3.7а, б. Освен самостоятелно, ВО могат да бъдат присъединявани към веригите на напреженовите трансформатори - Фиг. 3.7в, г.



Фиг. 3.7 Схеми на свързване на вентилни отводи: а) с искрова междина за ВН; б) метал-оксиден (МОВО) за ВН; в) с искрова междина за СН; г) МОВО за СН

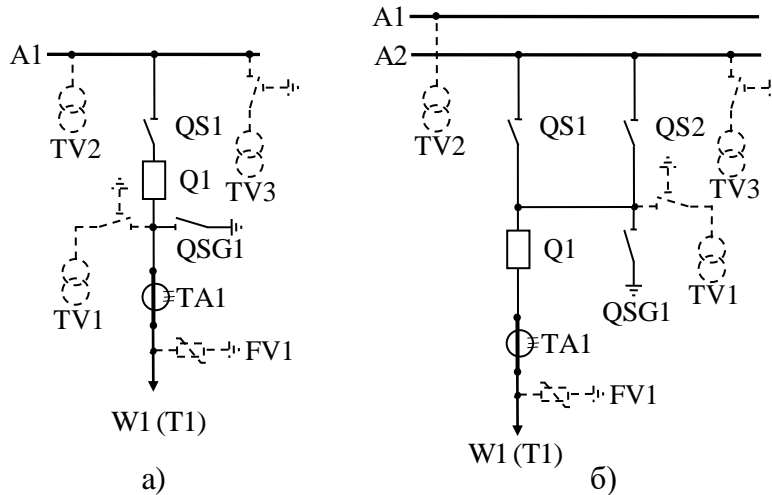
3.4. Схеми на свързване на присъединенията в уредби, изпълнени като комплектни разпределителни устройства

Освен като класически закрити разпределителни уредби от килиен тип, разпределителните уредби за СН се изграждат и с комплектни разпределителни устройства - КРУ (switchgear). В металните шкафове на КРУ са поместени шинна система, комутационни, измервателни и защитни апарати - Фиг. 3.8. Те имат компактни размери и значително по безопасна експлоатация. Произвеждат се като отделни стандартни модули, с определено оборудване, в зависимост от функционалното си предназначение. Схемните решения за изграждането на КРУ са разнообразни. На следващите фигури са показани примерни схеми на основните видове присъединения. Съществуват конкретни многообразни вариантни изпълнения.

На Фиг. 3.9 са показани схеми на свързване на стандартни модули за линейни и трансформаторни присъединения с мощност 1000 kVA и по-голяма. Апаратите, изобразени с пунктирна линия са възможни опции, които се поставят ако са необходими. Вижда се, че е възможно да се свърже трансформатор за напрежение към общите шини или директно (TV2) или чрез разединител (TV3), без да е необходимо да се инсталира отделен модул (TV1) за мерене напрежението на присъединението.



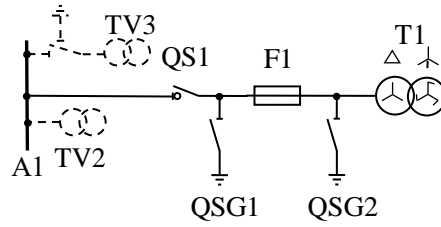
Фиг. 3.8 Външен изглед на комплектно разпределително устройство



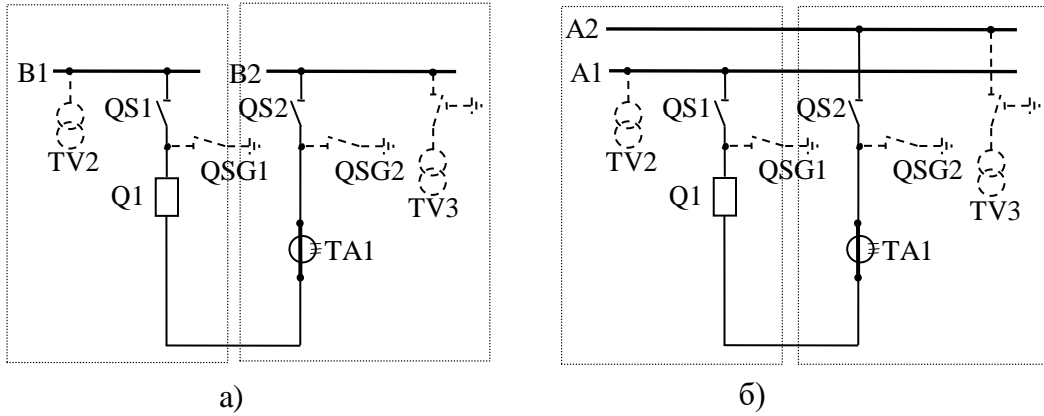
Фиг. 3.9 Линейни и трансформаторни присъединения в KPU към а) единична и б) към двойна шинна системи

Схема на стандартен модул за присъединяване на трансформатор за собствени нужди с мощност до 800 kVA чрез разединител или мощностен (товаров) прекъсвач (QS1) и предпазител за високо напрежение (F1) е представена на Фиг. 3.10.

Секционни и шиносъединителни вериги в KPU се изграждат най често с два модула - Фиг. 3.11.



Фиг. 3.10 Присъединение на трансформатор с мощност до 800 kVA в КРУ



Фиг. 3.11 Схеми на вериги в КРУ а) секционна, б) шиносъединителна

ТЕМА 4. Главни електрически схеми на разпределителни уредби

4.1. Основни сведения и изисквания към схемите на електрически уредби

Главните електрически схеми на разпределителни уредби са чертежи, които с условни графични означения показват действителната последователност на връзките между основните съоръжения (генератори, трансформатори, електропроводи, събирателни шини, комутационни, измервателни апарати), т.е. веригите по които енергията се предава от източниците към потребителите. Прието е понятието "електрическа схема" да се отнася и използва освен за технически чертеж и като определител на реална, физически съществуваща електрическа уредба

В зависимост от своето приложение, при проектирането и изграждането на РУ се прилагат различни главни електрически схеми, имащи определени технико-икономически и експлоатационни характеристики. Типът на схемата се избира като се отчитат следните изисквания - надеждност на елементите и схемата, удобство и безопасност при обслужване, оперативна и функционална гъвкавост при различните състояния на схемата, икономичност, възможности за ремонт, разширение и автоматизация, екологично въздействие и др.

4.2. Схеми с еднократно свързване на присъединенията

Схемите на РУ с една и две шинни системи се изграждат чрез радиално свързване на всички присъединения в общ комутационен възел (събирателни шини). Характерно е, че във всички режими, електрическите вериги се комутират през един прекъсвач.

4.2.1. Схеми с една система събирателни шини (единична)

На Фиг. 4.1а е дадена структурата на РУ със събирателни шини А1 и присъединения за въвеждане (Т1) и извеждане (W1) на електроенергия, всяко със собствен прекъсвач (Q1), шинен (QS1) и линеен разединител (QS2). Присъединенията, въвеждащи в уредбата електрическа енергия се наричат захранващи източници и могат да бъдат генератори (G), трансформатори (Т) или електропроводи линии (W). В нормално състояние комутационните апарати са включени и постъпващата във възела А1 електроенергия се разпределя към изходящите присъединения, които най-често са линии или трансформатори с товар. За безопасност на оперативните превключвания с разединителите се изисква манипулациите с тях да са възможни само когато прекъсвачът в съответната верига е изключен, например за изключване на линейно присъединение W1 поредността е - Q1→QS2→QS1, а при включване - QS1→QS2→Q1.

Схемата е проста, нагледна и икономична поради малкия брой на участващите комутационни апарати. Всяко присъединение има прекъсвач, с който се включва и изключва, а с разединителите се прави видимо прекъсване на изключената верига за безопасност при работа по нея. Оперативното обслужване е с малък риск за погрешни манипулации, което се осигурява с блокировки, позволяващи превключвания с разединителите само ако прекъсвачът във веригата е изключен. При работа по шинната система А1 или шинните разединители се изключва електрозахранването на цялата уредба

и на всички потребители, а шините се заземяват задължително със стационарни заземителни разединители. При ремонт на Q1 и QS2 се прекъсва електроснабдяването само на съответния товар. Късо съединение в коя да е точка на шинната система A1 или по някое присъединение и незаработване (отказ) на прекъсвача му, налага изключване на захранващите източници и отпадане на всички потребители. Схемата се използва в РУ за средно напрежение при захранване на малък брой (до 4-6) неотговорни консуматори.

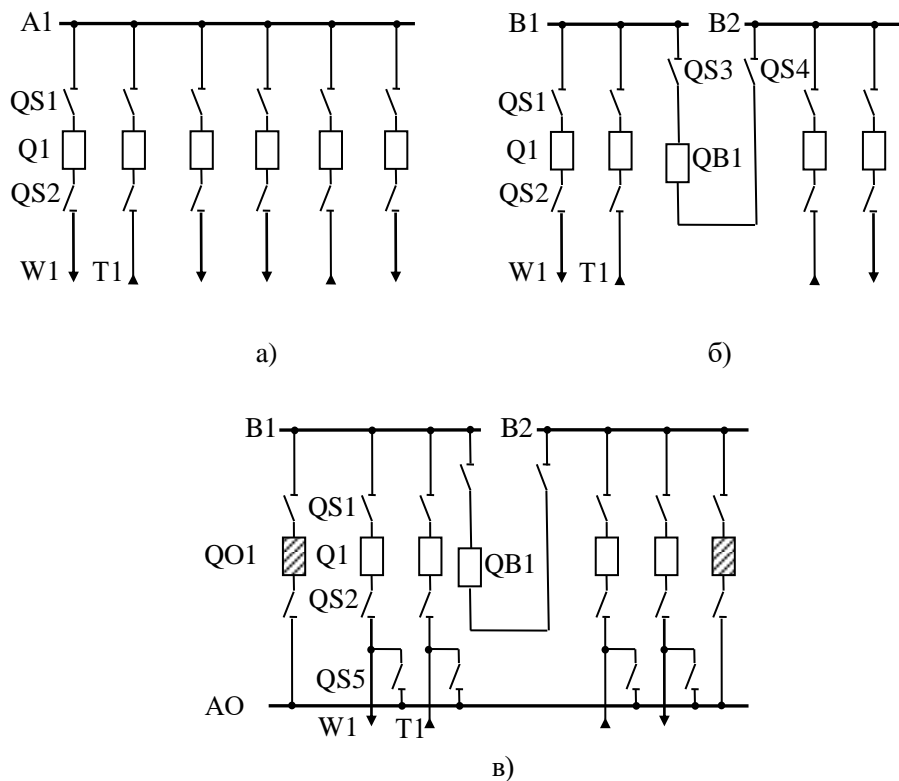
4.2.2. Схема на РУ с единична секционирана шинна система

Част от недостатъците на разгледаната схема се избягват чрез разделяне на шините на две до четири части, наречени секции (B1, ..., B4). Принципно броят на секциите съответства на броя на захранващите източници. Връзката между съседните (в някои случаи също между първата и четвъртата) секции е чрез секционна верига (QS3, QS4, QB1) - Фиг. 4.1б. По режимни съображения секционният прекъсвач QB1 може да е изключен и секциите (източниците) да работят разделно, при което се намаляват т.к.с. Когато QB1 нормално е включен се осъществява паралелна работа на двата източника и икономично разпределение на натоварването между тях, а при отпадане (изключване) на единия от тях, товарът на двете секции се поема от останалия в работа захранващ източник. В режими, при които секционният прекъсвач нормално е изключен, двата източника работят разделно и ако отпадне единият, задейства автоматика, наречена автоматично включване на резервата (ABP), чрез която се реализира паралелна работа на секциите и захранването им от останалия в работа източник. Секционирането на шинните системи е начин за повишаване на надеждността и оперативната гъвкавост на уредбите. Тъй като всяка секция се приема за независим захранващ източник, дори при отпадане на някоя от тях или ако съвпадне повреда на присъединение с отказ на прекъсвача му, уредбата се запазва частично в работа. Възможни са варианти, при които снабдяването с електрическа енергия не е гарантирано, например при повреда на секционния прекъсвач QB1 се изключват захранващите източници и отпадат двете секции. Схемата може да се използва за захранване на потребители с отговорно предназначение. Прилага се в РУ на електрически подстанции за средно и високо напрежение, в системата за собствени нужди и генераторните разпределителни уредби (ГРУ) на електрическите централи.

4.2.3. Схема със секционирани събирателни шини и обходна шинна система

Ремонт или ревизия на прекъсвача (апаратния блок) на всяко присъединение, без да се прекъсва електроснабдяването на потребителите може да се осигури с обходна шинна система (АО), която обхожда („обикаля“) всички прекъсвачи в РУ. Възможност за захранване на присъединение W1 чрез обходния прекъсвач QO1 и обходния разединител QS5 е показана на Фиг. 4.1в. Прехвърлянето на присъединението от работна секция B1 към обходната шинна система АО е: - включва се прекъсвачът QO1, като разединителите от двете му страни са предварително включени и АО се захранва от B1. Включва се QS5 и захранването на присъединение W1 се извършва едновременно от шините системи B1 и АО. Изключва се за ремонт прекъсвача Q1 и разединителите QS1 и QS2 на линейното присъединение W1, и захранването му без прекъсване продължава "в обход" от АО.

Схемата е с повишена надеждност, гъвкавост и маневреност, но е по скъпа. Прилага се само в открити разпределителни уредби за напрежение 110 kV и по-високо при единични и двойни шинни системи, независимо от секционирането им, когато общият брой на присъединенията е над седем. Обходната шинна система АО нормално е без напрежение и не може да служи за резервна шинна система, която едновременно свързва всички присъединения. Обходният прекъсвач QO1 трябва да може да замени всеки друг прекъсвач, затова неговата техническа характеристика удовлетворява изискванията на най-мощното присъединение в уредбата, а релейната му защита се пренастройва с параметрите на конкретното присъединение, захранвано "в обход". След ремонт на апаратния блок, захранването на присъединението се възстановява към нормална схема в обратен ред - включват се QS1, QS2 и Q1, а се изключват QO1 и QS5.



Фиг. 4.1 Схеми на РУ с една система събирателни шини: несекционирана (а), секционирана (б), секционирана с обходна шинна система (в)

4.2.4. Схеми с две системи събирателни шини

Изграждането на втора система събирателни шини (A2), функционално равностойна на първата (A1) увеличава надеждността на електрозахранването и подобрява качествата на РУ -Фиг. 4.2а. В схемата е характерна шиносъединителната верига (QA1, QS1, QS2), която нормално е изключена, а втората шинна система е без напрежение и се използва като резервна. Тази основна конфигурация се усъвършенства с разделяне на работната шинна система на секции (B1 и B2), а резервната най-често не се секционира - Фиг. 4.2б. Възможни са варианти, при които шиносъединителната верига е нормално включена и двете шинни системи са работни. Мощностите на захранващите и изходящите присъединения към всяка

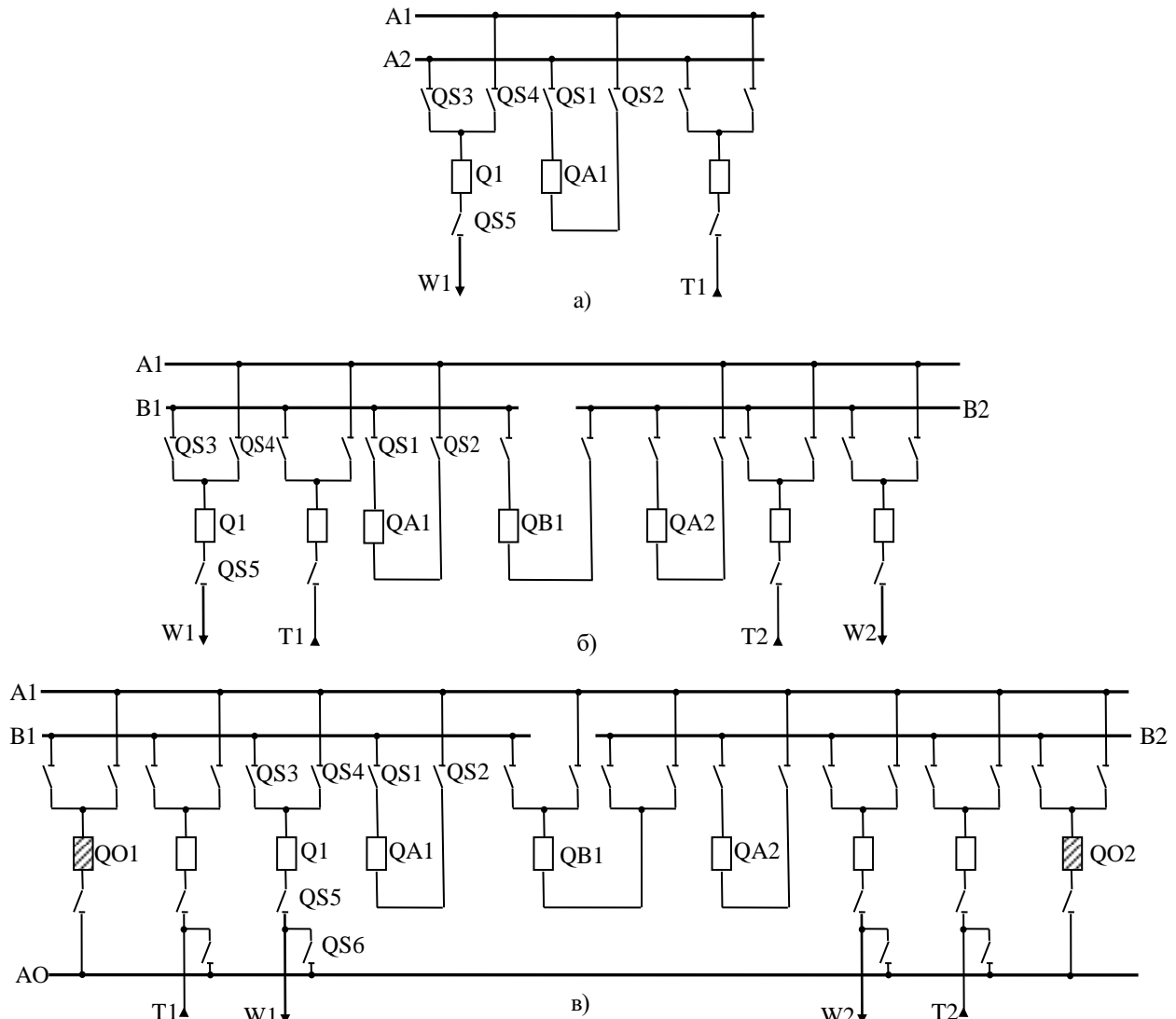
работна шинна система са приблизително балансирани и обменните потоци между тях са минимални – схема с фиксирано свързване на присъединенията. Такъв режим се използва в уредби за високо напрежение над 110 kV, при който т.к.с. са големи. Ограничаването им се постига като източниците на захранване се свързват в паралел не директно на шините, а в електрически отдалечен възел на системата чрез съпротивленията на линиите.

Изграждането на обходна шинна система (АО) не влияе на качествата на схемите при нормалната им работа, но осигурява високи експлоатационни и оперативни качества при ремонтните случаи, затова се прилага при открити РУ за високо напрежение с 8 и повече присъединения. Всяко присъединение се свързва с двете шинни системи А1 и А2 чрез т. нар. "вилка" от два шинни разединители QS3 и QS4 - Фиг. 4.2а. Секционният прекъсвач QB1 нормално може да е включен или изключен, а замената на работен с обходен прекъсвач е подобна на разглежданите при единични шинни системи. Специфични за схемите с двойни шинни системи са оперативните превключвания при прехвърляне на присъединенията от едната шина към другата (напр. от работна В1 на резервна А1) и обратно - Фиг. 4.2б.

При планови ремонти или прегледи на всяка от шините, всички присъединения се прехвърлят без изключване към едната шинна система чрез разединителите във вилките. Това повишава риска от изключването на разединител под товар, за недопускането на което се въвеждат оперативни блокировки. При правилен ред на манипулациите с прекъсвачи и разединители дъги не се получава, понеже веригите не се прекъсват. Например, за освобождаване на работна секция В1 с цел ремонт, се използва резервната шинна система А1. Операциите започват с включване на разединителите QS1, QS2 и прекъсвача QA1 в шиносъединителната верига - Фиг. 4.2б . Ако резервната шина е изправна, прекъсвачът QA1 остава включен. Последователно се включват разединителите на всички присъединения към резервната шинна система и се изключват разединителите им от работната шинна система, което е допустимо тъй като потенциалите на двете шини са равни и не възникват електрически дъги. Изключва се шиносъединителният прекъсвач QA1 и шинната система, която е била работна, остава без напрежение, след което може да се обезопасява и подготвя за ремонт по правилата.

При к.с. на събирателните шини РУ остава без напрежение тъй като се изключват захранващите присъединения. В следаварийния режим като се използва изправната резервна шина може да се намали времето за възстановяване на електроснабдяването.

Основно схемите с двойна несекционирана или секционирана шинни системи се прилагат в РУ за средно или високо напрежение с голям брой отговорни присъединения.



Фиг. 4.2 Схема на РУ с две системи събирателни шини - несекционирана (а), секционирана (б), секционирана с обходна шинна система (в)

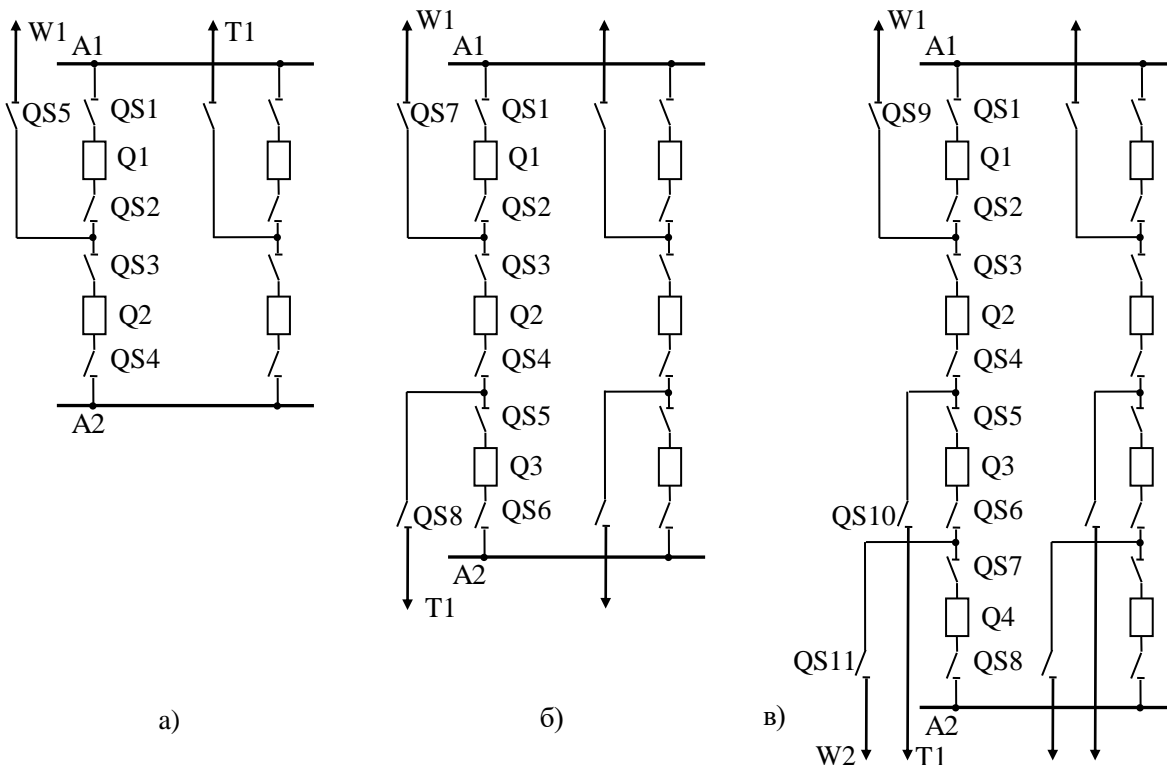
4.3. Схеми с многократно свързване на присъединенията

В РУ за високо и свръхвисоко напрежение входящите и изходящи присъединения с високи изисквания за надеждност и отговорно значение за устойчивостта на ЕЕС, се прилагат схеми с многократно свързване изградени по кръгов принцип, които се реализират със свързани затворени контури. Електрическите вериги в затворените структури се комутират чрез едновременното действие на повече от един прекъсвач. Прилагат се схеми с две събирателни шини с многократно свързване на присъединенията и многоъгълни схеми.

4.3.1. Схеми с две системи събирателни шини с многократно свързване на присъединенията

Общите белези на схемите с радиални структури се подобряват чрез изграждането на две равностойни събирателни шинни системи A1 и A2, и комутационни вериги от прекъсвачи и разединители. Между прекъсвачите от напречните връзки, свързващи A1 и A2 се разпределят всички присъединения.

На Фиг. 4.3а е показана схема с 2 прекъсвача на присъединение. Двете шини A1 и A2 нормално са работни и се намират под напрежение, а всички прекъсвачи и разединители са включени. Ремонтът на прекъсвачите се извършва без изключване на присъединенията и без рискови манипулации на оперативни превключвания с разединителите. A1 и A2 имат самостоятелни релейни защиты изключващи при повреда в тяхната зона само прекъсвачите към засегнатата шинна система. Схемата е скъпа, у нас тя е приложена за връзка на генераторите 1000 MVA с ЕЕС.



Фиг. 4.3 Схеми с две системи събирателни шини с 2 прекъсвача (а) с 1,5 прекъсвача (б), с 1,33 прекъсвача (в) на присъединение

С по-малко прекъсвачи на присъединение са вариантите представени на Фиг. 4.3б,в – съответно: - схема 1,5; схема 1,33. При еднакъв брой захранващи източници и изходящи електропроводни линии е възможно да се запази работоспособността на РУ дори и при изключени A1 и A2, ако мощностите са балансирани. Всяко присъединение се превключва с комутация на двата най-близко разположени прекъсвача, например, за присъединението W1 от Фиг. 4.3б това са прекъсвачите Q1, Q2 и разединител QS7. Аналогична по-евтина, но

по ненадеждна е схема 1,33 (4/3), в която балансирането на входящите и изходящи мощностни потоци е най-трудно - Фиг. 4.3в.

Схемите от Фиг. 4.3 имат висока схемна и режимна надеждност; допускат ремонт на събирателните шини без нарушаване на експлоатационните режими; ремонтът на прекъсвачите е възможен след прости оперативни превключвания (напр. за ремонт на Q1 се изключат QS1 и QS2); намален риск за неправилни превключвания с разединителите; к.с. на една от събирателните шини не разпада схемата на РУ, но намалява надеждността ѝ като на единична шинна система. Тези РУ са непрегледни, сложни за оперативно обслужване, изискват специални релейни защиты и пренастройката им при различни експлоатационни конфигурации, поради което се прилагат в големи и мощни РУ за високо и свръхвисоко напрежение.

4.3.2. Многоъгълни схеми (триъгълна, четириъгълна, шестоъгълна)

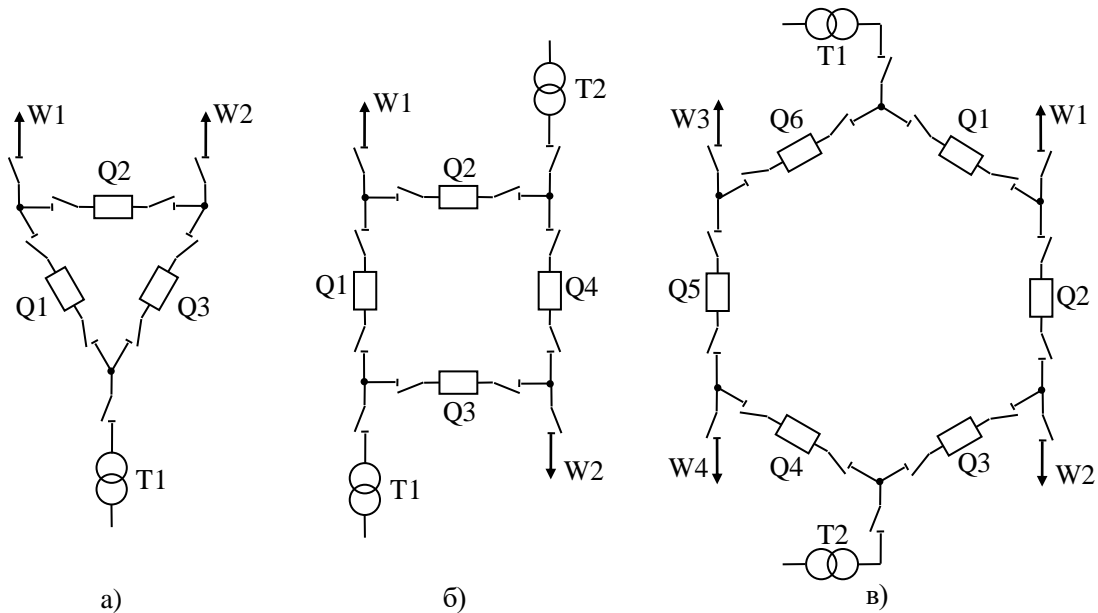
Възможни са затворени вериги изградени без събирателни шини представляващи многоъгълници, с върхове - възлови точки, към които се свързват присъединенията.

На Фиг. 4.4 всяко присъединение е свързано и се изключва посредством два прекъсвача като броя на прекъсвачите съответства на броя на присъединенията. Схема триъгълник (Фиг. 4.4а) е затворен контур, съставен от три последователно свързани вериги. При по-голям брой присъединения се конфигурират многоъгълници с повече върхове, най-много до шест (Фиг. 4.4б,в). При необходимост се изграждат РУ със свързани помежду си многоъгълници. Общите качества на многоъгълните РУ са: - висока надеждност; ремонтът на прекъсвачите се извършва без комутационни превключвания и изключване на присъединенията; двукратно свързване на присъединенията; в сравнение с другите схеми от този тип, са съоръжени с по-малък брой прекъсвачи, разединители, тоководещи вериги и носещи конструкции, което ги прави по-икономични и по-лесни за оперативно обслужване.

Многоъгълните схеми не допускат разширяване, тъй като броят на присъединенията съответства на вида на многоъгълния затворен контур. За присъединяване на нов електропровод, се изгражда нов вид схема; силно намалена надеждност при планово изключен прекъсвач за ремонт; усложнени релейни схеми. Многоъгълните схеми се използват в големи и мощни разпределителни уредби за свръхвисоко и високо напрежение с малък фиксиран брой отговорни присъединения.

4.4. Опростени схеми

Схемите на РУ могат да се опростят чрез използването на по-малък брой прекъсвачи, замяната им с по-евтини комутационни апарати и свързване на веригите и присъединенията без събирателни шини. По този начин конструкциите стават по-евтини, като запазват достатъчна оперативна гъвкавост, възможност за разширение и са предпочитани при малък брой присъединения в неотговорни РУ.



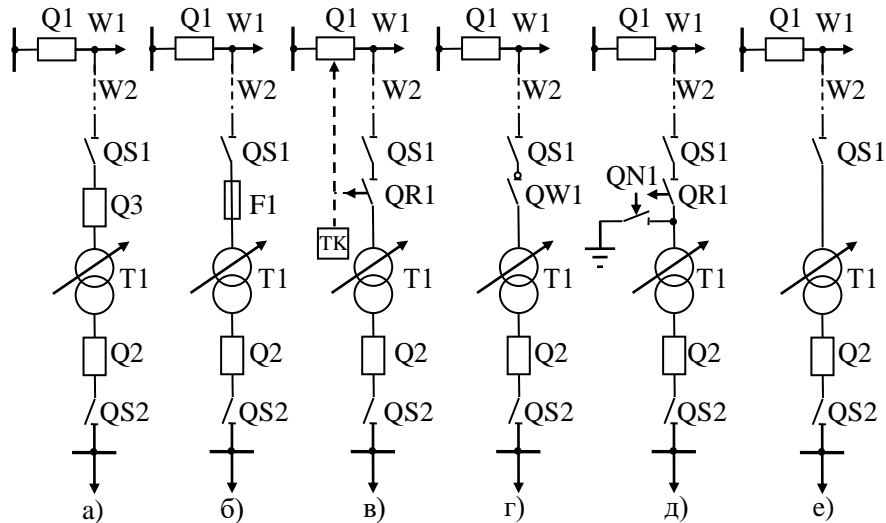
Фиг. 4.4 Многоъгълни схеми: - триъгълник (а); четириъгълник (б); шестоъгълник (в)

4.4.1. Блокови електрически схеми

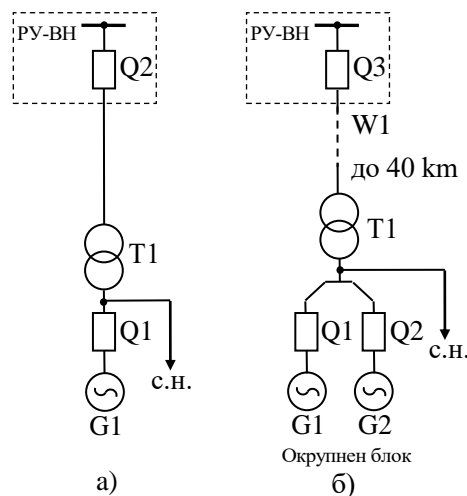
Характеризират се с това, че са без събирателни шинни системи, изграждат се с намален брой съоръжения, прегледни са и икономични. На Фиг. 4.5 са показани няколко варианта на схеми блок „линия-трансформатор“, в които от магистрален електропровод W1 се захранва еднотрансформаторна подстанция чрез отклонение W2. Различията във вариантите са следните:- W2 захранва T1 с прекъсвач Q3 и линеен разединител QS1 (Фиг. 4.5а); - с предпазители F1 и QS1 (за средно напрежение) (Фиг. 4.5б); - с отделител QR1 и QS1 (Фиг. 4.5в); с товаров прекъсвач QW1 и QS1 (Фиг. 4.5г); - с късосъединител QN1, отделител QR1 и QS1 (Фиг. 4.5д); - само с QS1 (Фиг. 4.5е). В схемите има прекъсвач Q2 на страна НН на трансформатора, за снемане на товара, след което се изключва намагнитващия ток на T1 чрез съответния комутационен апарат на страна ВН. За всички варианти от Фиг. 4.5, включването на T1 се извършва винаги откъм страна ВН при допустимост на комутациите, след което се подава захранване на страна НН чрез Q2.

Блок „генератор-трансформатор-линия“ е представен на Фиг. 4.6а. В електрическите централи при еднакъв брой линии и генератори се изграждат блокове, които се „запаралелват“ на шините в РУ-ВН. Най-често се прилагат във ВЕЦ, като дължината на линиите е до 40 km. В големите централи (КЕЦ, АЕЦ) блоковете са „генератор-трансформатор“, тъй като РУ-ВН се изграждат на площадките на централите - Фиг. 4.6б.

Максималната опростеност на схемите води до ниска надеждност на електрозахранването, което налага в някои случаи да се осигурява резервно захранване на потребителите от друга подстанция и увеличава риска от неправилни манипулации с разединителите, късосъединителите и отделителите.



Фиг. 4.5 Блокови схеми „линия-трансформатор“



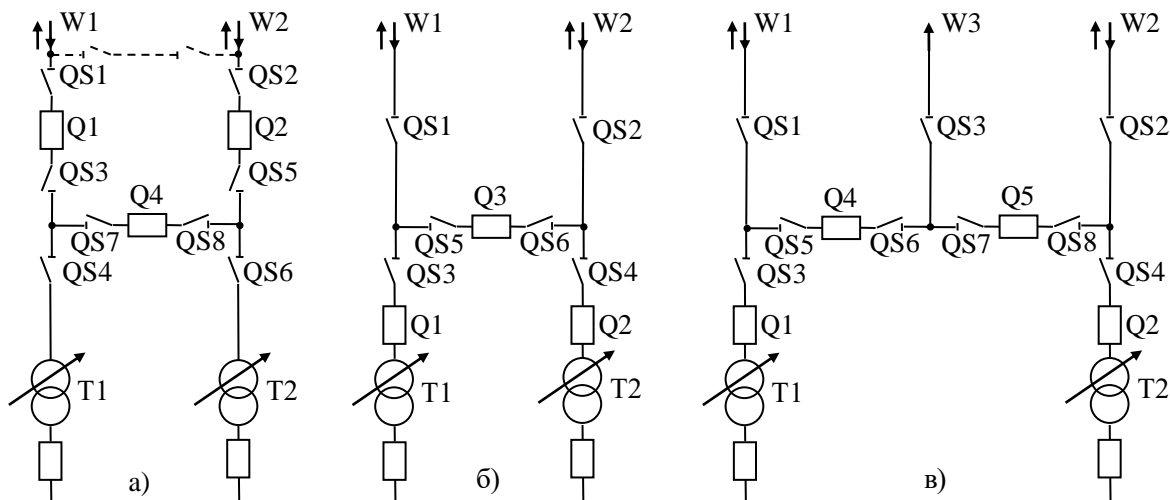
Фиг. 4.6 Блокови схеми в електрическите централи

4.4.2. Мостови схеми

От две блокови схеми „линия-трансформатор“, след свързване на линиите захранващи трансформаторите с напречна връзка се получава схема с повишена надеждност. Напречни връзки могат да се използват и за свързващи звена на две захранващи и една изходяща линия. Прието е напречната връзка да се нарича мост, а схемите - мостови. Мостовата верига осигурява предаване на транзитна мощност между двата (трите) електропровода, както и да се запазва захранването на двата трансформатора при изключване на единия електропровод. Тези схеми са с намален брой на прекъсвачите и без събирателни шини - опростени. В зависимост от броя на линиите, между които се осъществява напречна свързаност мостовите са единични или двойни.

На Фиг. 4.7, всички комутационни апарати са включени и се осигурява възможност за обмен на мощност между линиите и трансформаторите. Оперативните превключвания

се извършват с до два прекъсвача. На Фиг. 4.7а прекъсвачите Q1 и Q2 са от страната на линиите W1 и W2, което се предпочита когато линиите са дълги, вероятността от повреди в тях е по-голяма и ако T1 и T2 не се изключват често. Схемата, в която прекъсвачите Q1 и Q2 са от страната на T1 и T2 е подходяща при чести включения и изключения на трансформаторите и когато линиите не са много дълги - Фиг. 4.7б. Възможно е прекъсвачите да се поставят диагонално – на единия трансформатор, в моста и към линията на другия трансформатор. При к.с. по линия, тя се изключва от прекъсвача към нея, а двата трансформатора остават в работа, захранени от другата линия. Когато к.с. е в трансформатор изключват прекъсвачите - на страна НН, в моста и на линията към него, която отново се включва след отделяне на трансформатора с разединителя на страна ВН. Двете линии могат да са елемент от транзитен електропровод. За съхранение на транзита на мощност при изключване на кой да е прекъсвач (Q1 или Q2), линиите W1 и W2 могат да се свържат с връзка от два разединителя, взаимно осигуряващи ремонтването си, (Фиг. 4.7а – с прекъснатата линия).



Фиг. 4.7 Мостови схеми с единичен мост (а) и (б); двоен мост (в)

При три електропровода и два трансформатора двойната мостова схема осигурява висока надеждност на захранване, както в нормален режим, така и при к.с. на някой от елементите ѝ - Фиг. 4.7в. Посочените характеристики и качества на разгледаните по-горе схеми са валидни и тук, като приложението е целесъобразно за уредби, които подлежат на бъдещо разширение.

Намаленият брой на прекъсвачите и ограничената оперативна гъвкавост имат неудобствата: - извеждането на прекъсвач за ремонт намалява надеждността на схемата; повредата на присъединение без прекъсвач предизвиква изключване и на изправен елемент; манипулациите с два прекъсвача водят до ненужно прекъсване на напрежението на едно или повече присъединения; рутинните манипулации с два прекъсвача и няколко разединителя усложняват оперативната работа и увеличават риска от погрешни операции.

ТЕМА 5. Топлинни процеси в тоководещи части на електрически уредби

5.1. Основни въпроси от теорията на топлопренасянето

При протичане на електрически ток през тоководещите части възникват загуби на мощност и енергия, съгласно закона на Джаул-Ленц. Тези загуби зависят от активното съпротивление на проводниците и квадрата на протичащия ток.

Загубите на енергия предизвикват отделяне на топлина, която се отдава в околното пространство (въздух, твърди или течни диелектрици) и в този смисъл протичат процеси на нагряване и охлаждане на тоководещите части.

Известно време след протичане на тока настъпва топлинно равновесие, при което цялото количество топлина се отделя в околната среда, а температурата се установява на една определена стойност - установена температура на нагряване. Такъв режим на работа се нарича нормален установен температурен режим.

Нормалните режими на нагряване са следните:

а) Продължителен топлинен режим - характеризира се с неизменен ток протичащ през тоководещите части и неизменни условия на охлаждане.

б) Кратковременен топлинен режим - режим при който тока и условията на охлаждане остават непроменени, но температурата на проводниците не достига установената си стойност, а при изключване на товара температурата им се понижава до тази на околната среда.

в) Повторно-кратковременен режим - режим при който периодите на работа с неизменен ток и условия на охлаждане се редуват с периоди на изключване на товара, при което обаче температурата на тоководещите части не се понижава до тази на околната среда. Такива режими не са типични за РУ в електрическите централи и подстанции.

5.2. Фактори определящи допустимите температури на нагряване

Допустимите температури на нагряване на тоководещите части се нормират и зависят основно от следните фактори:

а) запазване на механичната здравина на тоководещите части при тяхното нагряване;

б) изолацията на тоководещите части да запази изолационните и механичните си качества, така че да се гарантира надеждната работа на съоръженията;

в) запазване на качеството на електрическите контактни съединения.

Определящия фактор за нормалните установени режими на практика най-често се оказва условията на работа на изолацията и контактните съпротивления.

В режими на късо съединение определящ фактор може да се окаже механичната здравина на тоководещите части, тъй като процесите на нагряване са много бързи и имат адиабатен характер, т.е. не се обменя топлина с околната среда (изолацията).

Продължително допустимата температура на нагряване на алуминиеви и медни неизолирани шини в РУ е 70°C. В аварийен режим допустимата температура за алуминий е 200°C, а за мед 300°C.

5.3. Нагряване и охлаждане на тоководещи части при нормален режим

Уравнението на топлинния баланс в нормален режим е:

$$I^2 \cdot R_a \cdot dt = c \cdot G \cdot d\theta + k \cdot F \cdot \Theta \cdot dt \quad (1)$$

където отделената в проводника топлинна енергия, (пропорционална на квадрата на протичащия ток I^2, A , на активното му съпротивление R_a, Ω и на времето t, s) се изразходва, като акумулирана топлина, повишаваща температурата му (пропорционална на специфичния топлинен капацитет $c, W \cdot s / (kg \cdot ^\circ C)$, на масата G, kg и на температурата на нагряване $\theta, ^\circ C$ и отдадената в околната среда топлинна енергия (пропорционална на коефициента на топлоотдаване k , на околната повърхност на проводник F, mm^2 ; на температурата на прегряването му $\Theta = \theta - \theta_{0,n}, ^\circ C$; и на времето t, s). Температурата на околната среда θ_0 е нормирана: за въздух на открито $\theta_{0,n} = 35 ^\circ C$; за въздух в закрити помещения $\theta_{0,n} = 25 ^\circ C$; за почва - $\theta_{0,n} = 20 ^\circ C$. Теплоотдаването към околната среда се извършва чрез конвекция и излъчване.

Решението на уравнението (1) е

$$\theta = \theta_{уст} \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{T}} \right) + \theta_{нач} \cdot e^{-\frac{t}{T}}, \quad (2)$$

където $T = (c \cdot G / k \cdot F), s$ е времеконстантата на нагряване, и се определя като отношение на топлопоглъщащата ($c \cdot G$) и топлоотдаващата ($k \cdot F$) му способност; $\theta_{нач}$ – температурата до която е загрят проводника.

Графичният вид на изменението на θ в зависимост от t/T представлява експонента, от която се вижда, че проводника достига установената температура $\theta_{уст} = I^2 \cdot R_a / (k \cdot F)$ практически при $t > 4 \cdot T$. Допустимият ток $I_{доп}$ предизвиква допустимото прегряване $\theta_{доп}$:

$$I_{доп} = \sqrt{\frac{k \cdot \Theta_{доп} \cdot F}{R_a}} \quad (3)$$

Изразът (3) дава връзката, с която се пресмята $I_{\text{доп}}$ за нормално топлинно натоварване. Практическото определяне на $I_{\text{доп}}$ е сведено до използване на таблици за допустимите (номинални) токове, съставени основно по експериментални изследвания. Справочната информация е валидна при нормирани θ_0 , и на $\theta_n = \theta_{\text{доп,норм,реж}}$. Прието е продължително допустимата температура на нагряване в нормален режим - $\theta_{\text{доп,норм,реж}} = 70^\circ\text{C}$, за да не се допусне влошаване на контактните съпротивления.

5.4. Нагряване на тоководещи части при аварийен топлинен режим

При протичане на ток на к.с. през проводници и апарати на РУ, температурите им бързо се повишават и достигат многократно по-високи стойности от допустимите при нормалната работа. Нарастването на температурата се преустановява след прекъсване на т.к.с. В сравнение с нагряването, охлаждането до следаварийното топлинно състояние е по-бавно. Топлинните процеси при аварийното нарастване и следаварийно понижаване на температурата характеризират аварийния топлинен режим. От допустимата температура на нагряване при к.с. зависи механичната якост на проводниковите материали и електрическите и механични качества на изолационните конструкции.

При к.с. поради бързото протичане на процеса и краткотрайността му теплоотдаването към околната среда се пренебрегва, т.е. цялото количество топлина отива само за нагряването на проводника. Уравнението (1) може да се запише във вида:

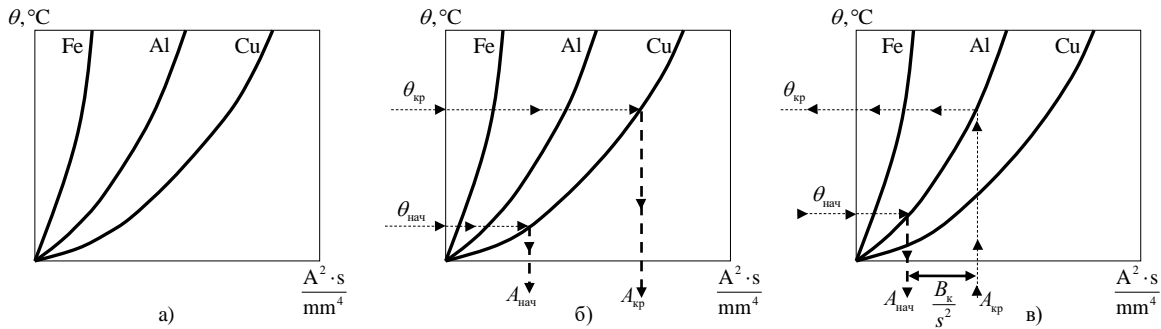
$$i_k^2(t) \cdot R_a(\theta) \cdot dt = c(\theta) \cdot G \cdot d\theta, \quad (4)$$

където новите условия са: $i_k(t)$, А - пълен т.к.с.; $R_a(\theta) = [\rho_0 \cdot (1 + \alpha \cdot \theta) \cdot l] / s$, Ω - активно съпротивление при температура θ ; времето t, s от възникване на к.с.; $c(\theta) = c_0(1 + \beta \cdot \theta)$, $\text{W} \cdot \text{s} / (\text{kg} \cdot ^\circ\text{C})$ - специфичен топлинен капацитет при температура θ ; маса - $G = \gamma \cdot s \cdot l$, kg , където γ - плътност на материала, kg/m^3 ; s - сечение, m^2 ; l - дължина, m ; ρ_0 , $\Omega \cdot \text{m}$ и c_0 , $\text{W} \cdot \text{s} / (\text{kg} \cdot ^\circ\text{C})$ са специфични съпротивление и топлина при температура 0°C ; α и β , $1/^\circ\text{C}$ - температурни коефициенти на съпротивлението и специфичната топлина.

Решението на (4) има следния вид:

$$\frac{B_k}{s^2} = A_{\text{кр}}(\theta_{\text{кр}}) - A_{\text{нач}}(\theta_{\text{нач}}); \quad B_k = \int_0^{t_{\text{изкл}}} i_k^2(t) dt, \quad (5)$$

където B_k , A^2s се нарича импулс на квадратичния ток на к.с. (топлинен импулс на т.к.с.) - характеризира термичното действие на т.к.с.; - $A_{\text{кр}}(\theta_{\text{кр}})$ и $A_{\text{нач}}(\theta_{\text{нач}})$, $\text{A}^2\text{s}/\text{mm}^4$ зависят от физичните характеристики на материала.



Фиг. 5.1 Общ вид на номограмата $A = f(\theta)$ - (а); определяне на $A_{нач}$ и $A_{кр}$ (б);
 определяне на $\theta_{кр}$ (в)

Използването на номограмите (Фиг. 5.1) е за термична проверка на нагряването на проводници при к.с. и се извършва по два начина:

1. При известни начална $\theta_{нач}$ и крайна $\theta_{кр}$ температура (практически се приемат равни на нормираните допустими температури за нормален и аварийен режим) се отчитат стойностите на $A_{нач}$ и $A_{кр}$ - Фиг. 5.1б, и при известен B_K се изчислява минималното термично устойчиво сечение:

$$S_{min} = \sqrt{\frac{B_K}{A_{кр} - A_{нач}}} \quad (6)$$

Проводникът е термично устойчив при к.с. ако избраното за нормален режим сечение $S_{изч} \geq S_{min}$.

2. При известни - начална температура $\theta_{нач}$, импулс от квадратичния ток B_K и сечение на тоководещата част S , като се следва последователността на работа на Фиг. 5.1в, се отчита крайната температура при аварийен топлинен режим - $\theta_{кр}$. Проводникът е термично устойчив ако $\theta_{кр} \leq \theta_{доп,к}$ (отчетена от НУЕУЕЛ).

5.5. Методи за определяне на импулса от квадратичния ток на късо съединение

Пълният ток на к.с. $i_k(t)$ като сума от периодична $i_{кп}(t)$ и аperiодична $i_{ка}(t)$ съставка има топлинно действие изразяващо се с:

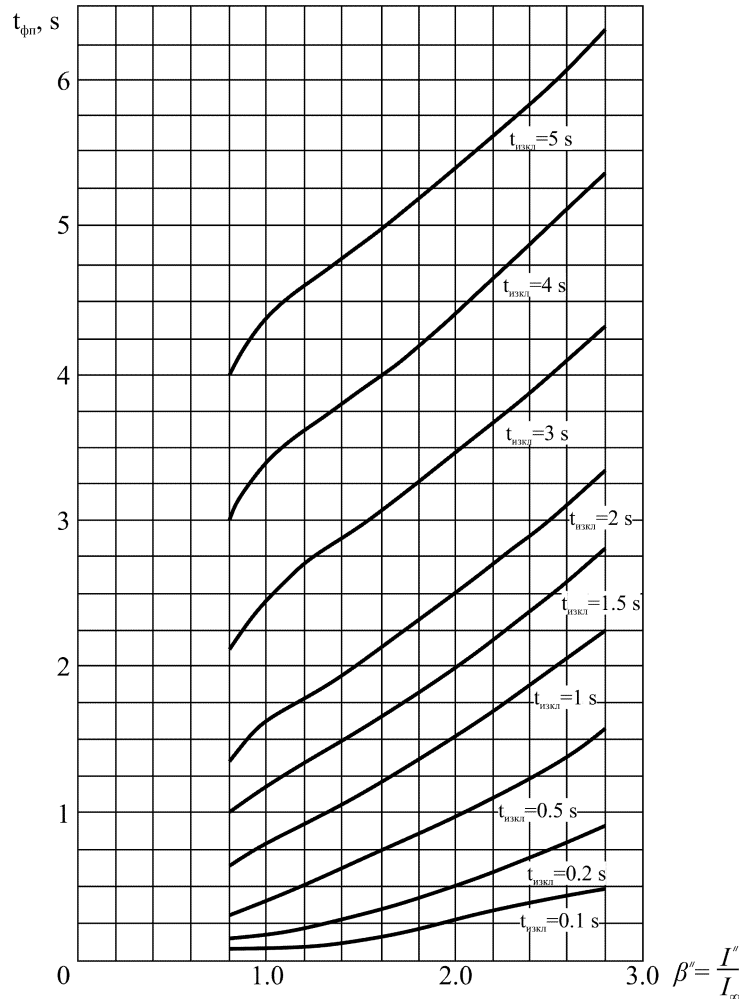
$$B_K = B_{кп} + B_{ка} + B_{кпа} \quad (7)$$

$B_{кпа}$ е много малък и се пренебрегва. $B_{ка}$ винаги се определя аналитично, а $B_{кп}$ е възможно да се изчислява приблизително или по-точно, за което има аналитични и графични методи.

1. Графоаналитичен метод на фиктивното (еквивалентното) време - $B_{кп} = I_{\infty}^2 \cdot t_{фп}$, където установеният т.к.с. I_{∞} се изчислява, а $t_{фп}$ се отчита от номограми представящи

$t_{\phi\Pi} = f(\beta'')$ при параметър продължителността на к.с. $t_{\text{изкл}}$, където $\beta'' = I''/I_{\infty}$ (вж. Фиг. 5.2).

2. Аналитичен метод – приложим в сложни електрически схеми, в които за изчисляване на т.к.с. се прилага еквивалентизиране до двулъчева структура и се използват дадени в литературата типови, изчислителни криви. Изменението на периодичната съставка на тока не се определя, а чрез началната стойност I'' за двата клона система – генератор се определя $B_{\text{кп}} = B_{\text{кпс}} + B_{\text{кпг}} + B_{\text{кпс-г}}$.



Фиг. 5.2 Номограма за определяне на фиктивното време

Посочените в литературата разнообразни методи за изчисление на $B_{\text{к}}$ изчерпват възможните нужди за точност и се избира конкретен метод според реалната ситуация.

5.6. Термична устойчивост на апарати и тоководещи части при къси съединения

Апаратите за ВН са термично устойчиви, когато номиналния им топлинен импулс $B_{\text{к,н}} = I_{\text{т,н}}^2 \cdot t_{\text{т,н}} \geq B_{\text{к,изч}}$. Като правило всички апарати с номинални токове над 1000 А имат термична устойчивост, гарантирана от завода - производител.

Проводниците и апаратите е допустимо да не се проверяват по термична устойчивост, ако веригите са защитени със стопяеми предпазители; измервателни трансформатори за ток до 20kV, ако това изисква увеличаване на коефициента му на трансформация, при който не се гарантира точността; проводниците на въздушните електропроводи, които нямат бързодействащо АПВ.

ТЕМА 6. Електродинамични сили и процеси в трифазни вериги

6.1. Методи за определяне на електродинамичните сили

От физиката е известно, че в система от проводници, през които протичат токове и магнитните им полета си влияят, възникват електродинамични сили на привличане и отблъскване, които създават значителни механични напрежения.

6.1.1. Сили на взаимодействие между успоредни проводници с неограничена дължина

Съгласно закона на Био Савар - Лаплас за силата на взаимодействие между два проводника с неограничена дължина и разстояние между тях, по-голямо от периметъра на единия от тях може да се запише:

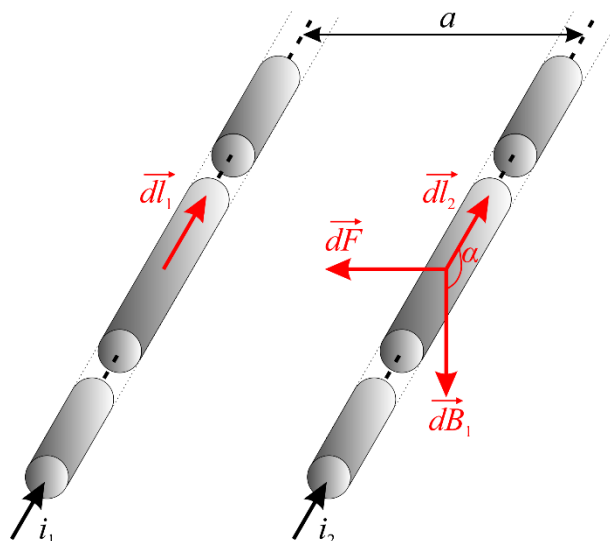
$$dF = B_1 \cdot i_2 \cdot dl_2 \cdot \sin(\alpha), \quad (6.1)$$

Където B_1 е магнитната индукция в мястото, където е разположен елементарния участък dl_2 , създавана от тока i_1 ; α е ъгълът между векторите \vec{B}_1 и \vec{dl}_2 . Казаното е пояснено на Фиг. 6.1.

При успоредни проводници $\alpha = 90^\circ$ и (1) може да се опрости до следната формула:

$$F = 2 \cdot 10^{-7} i_1 i_2 \frac{l}{a}, \quad (6.2)$$

където величините са в основни единици - F, N ; i, A ; l, m и a, m .



Фиг. 6.1. Сили на взаимодействие между успоредни проводници с неограничена дължина

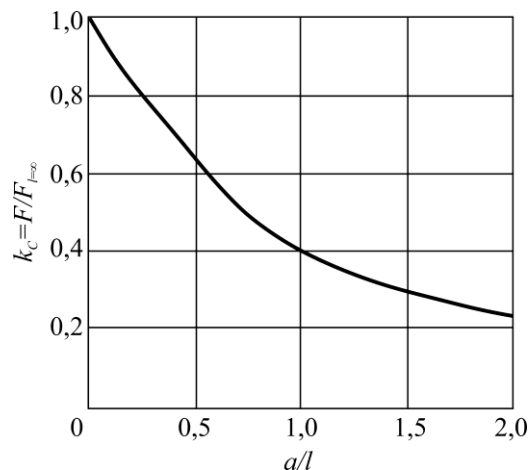
6.1.2. Сили на взаимодействие между успоредни проводници с ограничена дължина

Когато дължината на проводниците е ограничена, магнитната индукция не е разпределена равномерно по тяхната дължина. Поради тази причина и електродинамичната сила също е неравномерна - най-голяма е в средата, а най-малка в края на проводника.

Електродинамичната сила за частен случай на два проводника с еднаква дължина, през които протичат токовете i_1 и i_2 , и са на разстояние l един от друг може да се определи със следното уравнение:

$$F = 1 \cdot 10^{-7} i_1 i_2 k_C \quad (6.3)$$

Параметърът k_C се нарича коефициент на контура. Той е функция на отношението a/l и може да се определи от графиката на Фиг. 6.2. От фигурата става ясно, че колкото по-малко е това отношение, толкова електродинамичната сила при проводници с ограничена дължина се доближава по стойност до тази при неограничена дължина.



Фиг. 6.2 Зависимост на силите на взаимодействие между тънки успоредни проводници от отношението a/l

6.2. Електродинамични сили в единични и пакетни твърди шини

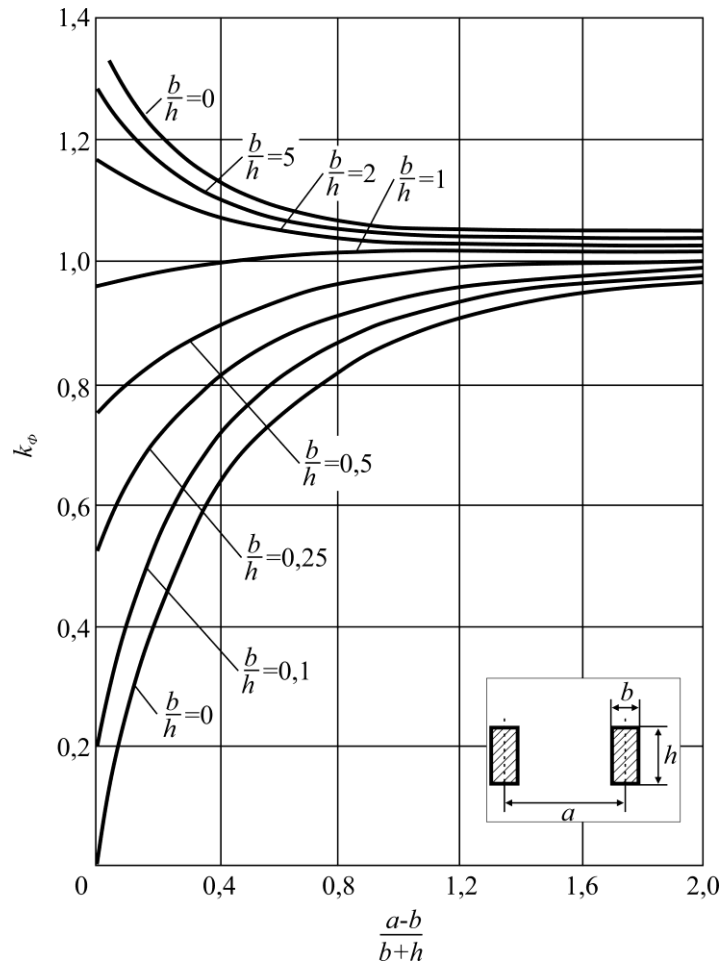
При късо съединение в трифазни шинни системи, на базата на (6.2) и отчитайки, че тоководещите части са с крайна дължина, може да се запише следната формула за електродинамичната сила:

$$F = 2 \cdot 10^{-7} i_1 \cdot i_2 \cdot \frac{l}{a} \cdot k_\phi, \text{ N.} \quad (6.4)$$

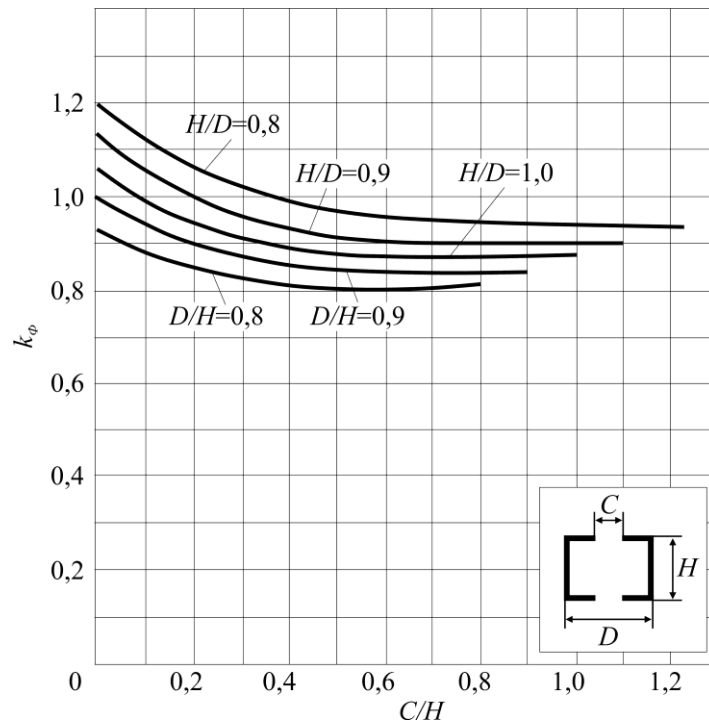
В уравнение (6.4) коефициентът k_ϕ , отчитащ реалните размери и форма на проводниците се определя графично от номограми (вж. Фиг. 6.3 и Фиг. 6.4) в зависимост от конкретни геометрични размери на проводниците и разстоянията между тях. Най-голямата сила за единица дължина се получава при протичането на ударния т.к.с. i_y , kA:

$$f = 0.2 \cdot i_y^2 \cdot \frac{1}{a} \cdot k_\phi, \text{ N/m.} \quad (6.5)$$

При еднаква посока на токовете силите между проводниците са на привличане, а при различна - на отблъскване. В РУ трифазните шинни конструкции могат да бъдат изградени хоризонтално, вертикално, наклонено и т.н. Различните позиции на фазите е причина силите в тях да не са еднакви, в голяма степен да зависят от характера, вида и момента на възникване на т.к.с., като са най-големи между проводниците на две съседни фази.



Фиг. 6.3 Криви за определяне на коефициента на формата за шини с правоъгълно сечение



Фиг. 6.4 Криви за определяне на коефициента на формата за шини с коритообразно сечение

6.3. Електродинамични сили в трифазни вериги при двуфазно и при трифазно късо съединение

При двуфазно к.с. електродинамичната сила между проводниците на фази А и В (В и С), в които протичат еднакви по големина и противоположни по посока токове има четири съставки: постоянна, апериодична, затихваща по експоненциален закон и периодична с двойна честота. Общата еквивалентна сила се изменя по стойност като пулсира във времето, но винаги запазва знака си, поради което действа в една посока – в случая проводниците се отблъскват. Максималната моментна стойност на силата се получава при амплитудата на пълния т.к.с. (i_y появяваща се в момента $t = 0,01$ s) и е 3,3 пъти по-голяма от силата породена от установения т.к.с., т.е. $F_{\max}^{(2)} = 3,3 \cdot F_0^{(2)}$.

При трифазно к.с. понеже средната и крайните фази на шините се намират в различни условия (разстояния) взаимодействията помежду им не са еднакви. Изследванията показват, че силата действаща върху средната фаза В е по-голяма, отколкото силите върху останалите две фази А и С, поради което тя се приема като изчислителна за механичното оразмеряване на проводниците на цялата трифазна шинна система и е:

$$F_{B,\max}^{(3)} = 17,3 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{l}{a} \cdot (i_y^{(3)})^2 \cdot k_\phi, \text{ N} \quad (6.6)$$

Сумарната еквивалентна сила $F_{B,\max}^{(3)}$ има същите съставлящи, както описаните за двуфазно к.с. $F_{\max}^{(2)}$, но периодично променя своя знак с различни амплитуди в двете посоки.

6.4. Електродинамична устойчивост на трифазни шинни системи

Оразмеряване по електродинамична устойчивост се прави на шинни конструкции с цел да се гарантира способността им да издържат механично въздействието на силите породени от възникването до изключването на т.к.с. Условието за електродинамична устойчивост е изчислителното механично напрежение на огъване на шините $\sigma_{\text{изч}}$, МПа да е по-малко от допустимото $\sigma_{\text{доп}}$, което се приема 70 % от разрушаващото $\sigma_{\text{разр}}$:

$$\sigma_{\text{изч}} \leq \sigma_{\text{доп}} = 0,7 \cdot \sigma_{\text{разр}} \quad (6.7)$$

За проектантски цели се приемат средни стойности на $\sigma_{\text{доп}}$ за шини от алуминий и мед 70 и 140 МПа. Алгоритъма за оразмеряване на единични шини с правоъгълно сечение е:

1. Изчислителната сила се определя по (6.6): $F_{\text{изч}} = F_{\text{В,макс}}^{(3)}$, при което се приема, че тя не предизвиква резонансни явления върху шинната конструкция (статична система) и е с неизменна (постоянна) посока.

2. Съпротивителният момент (W, m^3) на шината спрямо ос перпендикулярна на посоката на действащата сила се отчита от таблици в справочна литература, напр. хоризонтално разположени правоъгълни единични шини $W = b \cdot h^2 / 6$.

3. Огъващият момент ($M, \text{N} \cdot \text{m}$), който силата $F_{\text{изч}}$ създава върху конструкцията, при една шина на фаза, която лежи свободно върху опорните изолатори е:

$$M = \frac{F_{\text{изч}} \cdot l}{10} = \frac{f_{\text{изч}} \cdot l^2}{10}, \text{ N} \cdot \text{m} \quad (6.8)$$

където l, m - разстояние между два съседни изолатора от конструкцията на шинната система по дължината на фазата.

4. Изчислителното напрежение в материала на шините се определя като

$$\sigma_{\text{изч}} = \frac{M}{W} = \frac{F_{\text{изч}} \cdot l}{10 \cdot W} = \frac{f_{\text{изч}} \cdot l^2}{10 \cdot W} = 1,73 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{l^2 \cdot (i_y^{(3)})^2}{a \cdot W} \cdot k_\phi, \text{ МПа} \quad (6.9)$$

От израза (6.9) като се приеме $\sigma_{\text{изч}} = \sigma_{\text{доп}}$, може да се определи максималното допустимо разстояние между изолаторите $l_{\text{макс}}$, m:

$$l_{\text{макс}} = \sqrt{\frac{10 \cdot \sigma_{\text{доп}} \cdot W}{f}} \quad (6.10)$$

Шините са динамично устойчиви, когато са закрепени на разстояние $l \leq l_{\text{макс}}$, което е равностойно на условието (6.7).

При използване на пакетни или профилни шини на фаза, механичното напрежение $\sigma_{\text{изч}}$, което въздейства на всяка от шините в пакета е аритметична сума на напреженията от взаимодействие на шините между отделните фази σ_{ϕ} и в пакета σ_{Π} . За целта се изпълнява описания ред на изчисления от 1 до 4 поотделно за фаза с фаза и между шините в пакета. Шинната конструкция е механично устойчива, ако

$$\sigma_{\text{изч}} = \sigma_{\phi} + \sigma_{\Pi} \geq \sigma_{\text{доп}}. \quad (6.11)$$

Ако условието не е изпълнено се изменят разстоянията между опорните точки или геометричните размери на шините.

Динамичната устойчивост на практика се осигурява при статична постановка на разглежданията, без отчитане на собствените механични колебания на системата шини – изолатори. В редки случаи се правят по-точни пресмятания, като се вземат предвид и колебанията на шинните конструкции, т.е. проверява се условието за възникване на механичен резонанс. Ако се приеме, че се колебаят само шините, а изолаторите са абсолютно твърди, изчисленията се опростяват, като се добавя в израза (6.6) коефициент на динамично натоварване $K_{\text{д}}$, чрез който статичната сила се увеличава до 2,5 пъти. Обикновено се пресмята само собствената честота (f_0 , Hz) на шинната конструкция, която зависи от механичните характеристики на материала на шините и когато тя не е в интервала от 30 до 160 Hz, коефициента $K_{\text{д}} \leq 1$ и резонансни явления не се проявяват.

Подпорните изолатори от шинните конструкции, върху които се монтират твърди шини се избират по конструктивен тип, изолация и механично натоварване.

Последователността за избор на подпорни изолатори е:

1. $U_{\text{из,н}} \geq U_{\text{ру,н}}$ - допустимо е при силно замърсена среда за дадена уредба да се избират изолатори с по-високо номинално напрежение.

2. $F_{\text{изч}} \leq F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}}$, където $F_{\text{изч}}$ се пресмята по (6.6), а $F_{\text{разр}}$ е разрушаващата сила, каталожен параметър на изолатора.

3. Проходните изолатори се избират допълнително и по номинален ток на тоководещата им част: $I_{\text{н}} \geq I_{\text{изч}}$.

ТЕМА 7. Комутационни апарати за високо напрежение - видове, технически параметри, избор

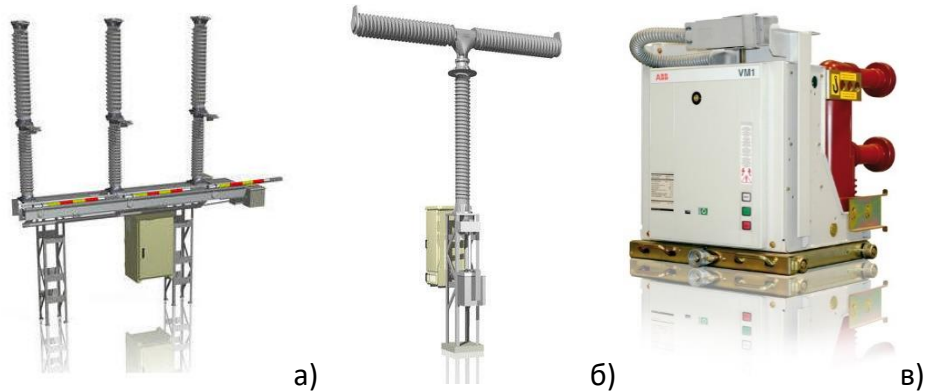
7.1. Прекъсвачи за високо напрежение

Отличителен възел на всеки прекъсвач (circuit-breaker) е дъгогасителната система. Разпространени са различни конструкции и начини за гасене на дъги при комутация. Те определят общите им характеристики по типове, напр. маслени, газови, вакуумни и др. Качествата на прекъсвачите се определят и от механизмите (електромагнитни, пружинно-моторни, пневматични и др.), задвижващи подвижните контакти при действие. Освен командване от място прекъсвачите имат възможност за дистанционно управление, което се реализира със спомагателни контакти на задвижването. Всички прекъсвачи независимо от това къде са монтирани имат носеща конструкция, върху която са укрепени електрическите полюси и задвижващите елементи. Прекъсвачите имат вътрешна изолация на тоководещите части от една и съща фаза при изключен апарат и външна - между тоководещите части от различни фази и към земя.

На Фиг. 7.1 са показани няколко вида прекъсвачи. В РУ за 110 kV най-често прекъсвачите са триполюсни, т.е. изключват едновременно и трите фази. В РУ за 220 и за 400 kV се допуска и използването на еднополюсни прекъсвачи, които при еднофазни повреди изключват само повредената фаза, като предаването на мощност се осъществява през останалите здрави фази. В уредбите за средно напрежение основно се използват триполюсни прекъсвачи, а еднополюсни се използват за много специфични случаи.

Техническите параметри на прекъсвачите са следните:

1. Номинално първично напрежение U_n , kV (nominal voltage) - ефективна стойност на междуфазно напрежение, за което е оразмерена изолацията.
2. Максимално работно напрежение $U_{max,p}$, kV (rated voltage) - най-голямата ефективна стойност на междуфазното напрежение при което апарата може да работи продължително време при нормален режим.
3. Изпитвателни напрежения с регламентирана големина, честота и продължителност на въздействие, форма и поляритет на импулсните вълни.



Фиг. 7.1 Прекъсвачи за а) високо напрежение триполюсен б) за високо напрежение еднополюсен и в) за средно напрежение триполюсен

4. Номинален ток I_n , A (nominal/rated current) - протича неограничено време, без да предизвиква недопустимо нагряване в нормален режим.

5. Номинални ток на термична устойчивост $I_{т,н}$, kA (thermal current) и допустимо време $t_{т,н}$ (3÷4s) - най-големия ток, който може да протича през апарата за време $t_{т,н}$, без да се превиши допустимата температура за аварийен режим.

6. Ток на динамична устойчивост $I_{дин}$, kA (dynamic current) - най-големия ток, през апарата в аварийен режим на к.с. не предизвикващ механични повреди. Регламентирани са ефективната стойност на периодичната съставка ($I_{дин}$, kA) или максималната моментна стойност на ударния ток ($i_{дин}$, kA), при които прекъсвача е динамично устойчив:
$$i_{дин} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{дин} = 2,55 \cdot I_{дин}.$$

7. Номинален ток на изключване $I_{изкл,н}$, A (breaking current, short-circuit capacity) - допустима ефективна стойност на периодичния ток, която прекъсвачът изключва при максимално работно напрежение, нормирани параметри на възстановяващо се напрежение и нормиран цикъл на комутациите.

8. Нормирано относително съдържание на апериодичния ток на изключване β_n - $\beta_n = i_{a,n} / (\sqrt{2} \cdot I_{изкл,н})$ или $\beta_n \% = \beta_n \cdot 100$, в момента $\tau = t_c + t_{рз} = t_c + 0,01$ s, представляващ сума от собствените времена на изключване на прекъсвача t_c, s и на релейната защита $t_{рз}, s$ (приема се 0,01s). β_n се определя аналитично или графично ($\beta_n = \beta(\tau)$), а при $\beta_n < 0,2$ е допустимо да не се отчита участието на апериодичния ток в пълния ток $I_{изкл,н}$.

9. Номинална мощност на изключване $S_{изкл,н}$, MVA - характеризира изключвателната способност на прекъсвача $S_{изкл,н} = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{изкл,н}$, която е условна величина, тъй като множителите U_n и $I_{изкл,н}$ се отнасят за различни моменти от времето.

10. Пълно време на изключване на прекъсвача $t_{\text{изкл}}, s$ (trip time) - интервала от момента на подаване на команда за изключване до момента на изгасване на дъгата. Състои се от собствено време на изключване (t_c, s) - от подаване на команда за изключване до разделяне на работните контакти и време на горене на дъгата ($t_{\text{дъга}}, s$) - от разделяне на работните контакти до изгасване на дъгата във всички полюси.

11. Номинален ток на включване $I_{\text{вкл}, n}, A$ – ток на к.с., който прекъсвачът включва, без да се повреди, при максимално работно напрежение и нормиран цикъл на комутации.

12. Време на включване $t_{\text{вкл}}, s$ (close time) - интервала от подаване на команда за включване на изключен прекъсвач, до момента на преминаване на ток през приближаващите се контакти при максимално работно напрежение и нормиран цикъл на комутациите.

13. Нормиран цикъл на комутациите - характеризира възможността за поредни изключвания и включвания при $I_{\text{изкл}, n}$. Цикъл И-180-ВИ-180-ВИ издържат прекъсвачите предназначени за АПВ. Предназначените да работят в режим на АПВ трябва да отговарят на следните нормирани цикли: И- $t_{\text{от}}$ -ВИ-180-ВИ или И- $t_{\text{от}}$ -ВИ-20-ВИ, където И е изключване; ВИ - включване и незабавно изключване; 180 и 20 са паузи в секунди между операциите; $t_{\text{от}}, s$ е гарантирана за прекъсвача минимална безтокова пауза при АПВ (0,3 - 1,2 s).

14. Нормирани криви на възстановяващото се напрежение - характеризират възможността на прекъсвача да не допуска повторен пробив в между контактите след изгасване на дъгата при въздействие на възстановяващото се напрежение на мрежата.

7.2. Предпазители за високо напрежение

Електрически апарати с еднократно действие, изключващи пофазно веригите, при протичане през тях на ток превишаващ определена стойност в продължение на достатъчно дълго време. Прегряването на стопяемата вложка, която е с най-малко сечение и термична устойчивост в защитаваната верига е свързано с образуване и гасене на електрическа дъга. Гасенето на дъгата в кварцов пясък придава токоограничаващи свойства на предпазителите, изразяващи се в сработване преди тока да достигне най-голямата си моментна стойност (ударния т.к.с.). Елементите на вериги, защитени с такива предпазители, не се проверяват по динамична и термична устойчивост. В момента на стопяване на вложката поради бързото прекъсване („срязване“) на тока възникват пренапрежения, разпространяващи се в цялата електрическа верига, които могат да са причина за пробив на изолацията. Бързо зареждане на предпазителите се постига чрез преднамерено намаляване сечението на вложката в няколко участъка или с т. нар. металургичен ефект. Комбинацията на медна или сребърна вложка с калай, олово, цинк осигурява бързото ѝ топене.

В разпределителните уредби предпазителите обикновено са монтирани на основи, които са оразмерени според нивото на напрежение - Фиг. 7.2.



Фиг. 7.2 Предпазители за средно напрежение и основа за поставянето им

Номиналните параметри и характеристики на предпазителите са: номинално напрежение (U_n, kV); номинален ток на стопяемата вложка ($I_{вл,н}, A$) и на патрона ($I_{пат,н}, A$); номинален ток на изключване ($I_{изкл,н}, A$); времетокови (защитни) характеристики на вложката и на изключване на веригата. Със защитните характеристики се избират предпазители за защита на конкретни обекти, като се съгласува селективното им действие с останалите предпазители и прекъсвачи във веригата.

Предпазителите са с проста конструкция, ниска стойност, лесно поддържане и бърза замяна на разтопяемата вложка с нова, голямо бързодействие при изключване на к.с., възможност за ограничаване на токовете на к.с.

По-съществените им недостатъци са: характеристиките им не са подходящи за защита на вериги от претоварване, при защита на трифазни вериги и изгаряне на предпазител в една от фазите, засегнатият участък остава да работи в непълнофазен режим, което е особено опасно за включените в него трифазни двигатели; избирателно (селективно) изключване на веригата, защитавана с предпазители, е възможно само при радиални мрежи; имат еднократно действие; при изключване на веригите с предпазители в тях обикновено възникват пренапрежения; ограничен е диапазонът на използването им по номинален ток и напрежение и др.

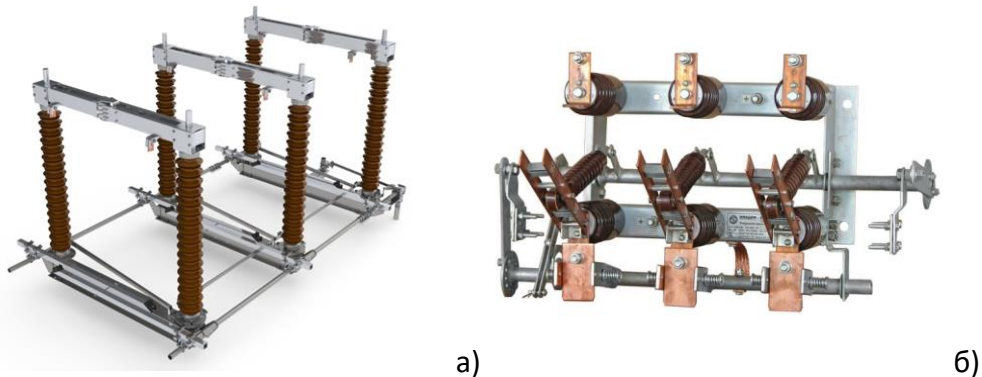
Предпазителите за ВН са предназначени главно за защита на неотговорни потребители с неголяма мощност - силови трансформатори, въздушни и кабелни електропроводи, статични кондензатори, измервателни трансформатори за напрежение и др. Използването им в комбинация с разединители или товарови прекъсвачи позволява в редица случаи да се избегне употребата на скъпите мощностни прекъсвачи, с което се намаляват капиталните вложения при изграждане на РУ.

7.3. Разединители за високо напрежение

В РУ за всички нива на напрежение, най-употребяваните апарати са разединителите. На Фиг. 7.3 са показани разединители за високо и средно напрежение.

Две трети от разединителите са присъединени към събирателните шини и към изходящите (и входящите) електропроводни линии. Нямаат дъгогасително устройство, поради което с тях не се комутира ток, който може да предизвика устойчива електрическа

дъга между работните им контакти. С разединители се комутират напреженови трансформатори, дъгогасителни реактори към звездните центрове на трансформаторите, ако в мрежата няма еднофазна повреда. Допустимо е с разединители да се комутира ток на празен ход на малки силови трансформатори и на къси електропроводи. В РУ с разединители се допускат оперативни превключвания, ако са сигурно шунтирани от паралелна верига, напр. шиносъединителна или обходна. Не се допуска шунтиране и дешунтиране на реактор, тъй като пада на напрежение в него е голям.



Фиг. 7.3 Разединители за а) високо напрежение и б) за средно напрежение

Към разединителите може да се монтира един или два комплекта заземителни ножове за заземяване на веригите. Между подвижните работни и заземителни ножове се осъществява блокировка (механична, електрическа), която не допуска едновременното им включване.

В изключено положение под напрежение остават неподвижните контакти, които при шинни разединители са към събирателните шини, а при линейни разединители - към линията.

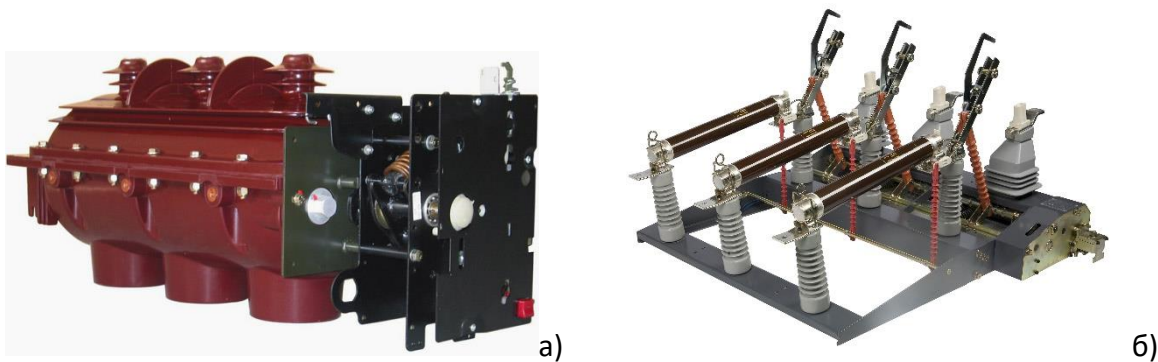
Технически параметри на разединителите са аналогични на тези на прекъсвачите (точки 1 до 6), без тези отнасящи се за комутационната възможност.

7.4. Мощностни разединители

Мощностните разединители се наричат още товарови прекъсвачи и се използват в РУ за средно напрежение. Представяват конструктивно съчетание на разединители с дъгогасителни камери с малка изключвателна способност - могат да комутират само работните токове в нормален режим. При повреда, т.к.с. се изключва от предпазители за високо напрежение или ако липсват, от прекъсвач по посока на захранващия източник. При експлоатационни условия е възможно включване на мощностни разединители при съществуваща повреда по веригата. Те са в състояние еднократно да включат и да издържат без повреда тока на к.с. При някои видове мощностни разединители за средно напрежение, в изключено положение между работните контакти се създава и видимо прекъсване на веригата, поради което те изпълняват както функциите на прекъсвач, така и на разединител. Произвеждат се все повече мощностни разединители за ВН. В дъгогасителните им устройства се прилагат всички известни принципи за гасене на дъгата - във въздух, елегаз и вакуум, чрез автогазово или електромагнитно продухване. Товаровите

прекъсвачи са приложими за всички електрически вериги в РУ, напр. в трансформаторните присъединения на крайни подстанции, за комутация на кондензаторни батерии на СН, генераторни прекъсвачи и др. Използват се за успешно заменяне на скъпоструващи и заемащи голяма площ прекъсвачи по икономически съображения и заради техническите им възможности. На Фиг. 7.4а е показан мощностен разединител с елегазова камера, който намира приложение в комплектните разпределителни устройства за средно напрежение. На Фиг. 7.4б е показан мощностен разединител за средно напрежение, който има дъгогасителни контакти с камери и е оборудван с предпазители.

Мощностните разединители се характеризират от технически параметри еквивалентни на част, от тези на прекъсвачите (точки от 1 до 7 и 11).



Фиг. 7.4 Мощностни разединители за средно напрежение а) елегазов б) с дъгогасителни контакти и предпазители

7.5. Отделители

Комутационни апарати със задвижване, осъществяващо дистанционно изключване (едностранно действие) или дистанционно изключване и включване (двустранно действие) на вериги, през които не протича работен ток. Отделителите се прилагат в опростени схеми на РУ с намален брой прекъсвачи, могат да имат един или два комплекта заземителни ножове с механична (и електрическа) блокировка, която не разрешава едновременното им включване с работните контакти.

Техническите параметри са сходни с тези на разгледаните апарати (точка 1 до 6, 10, 12)

7.6. Късосъединители

Еднополюсни или двуполюсни апарати, за преднамерено свързване на една или на две фази към заземителната инсталация на уредбата. Прилагат се в РУ по опростени схеми в комбинация с отделители. След дистанционното им включване възниква к.с., и се предизвиква изключване от страна на източника. Изключват се ръчно от място, след заработване на отделителя в същата верига.

Техническите им параметри са подобни от тези на прекъсвачите (от точка 1 до 6, 11 и 12).

ТЕМА 8. Измервателни трансформатори за високо напрежение

8.1. Видове, технически параметри, схеми на свързване и избор на измервателни трансформатори за напрежение

Напрежените трансформатори (НТ) се разделят на две основни групи: - за закрит и открит монтаж. По отношение на начина на свързване на първичната им намотка се делят на еднополюсни и двуполюсни (вж. Фиг. 8.5), а според вида на изолацията са сухи и маслени.

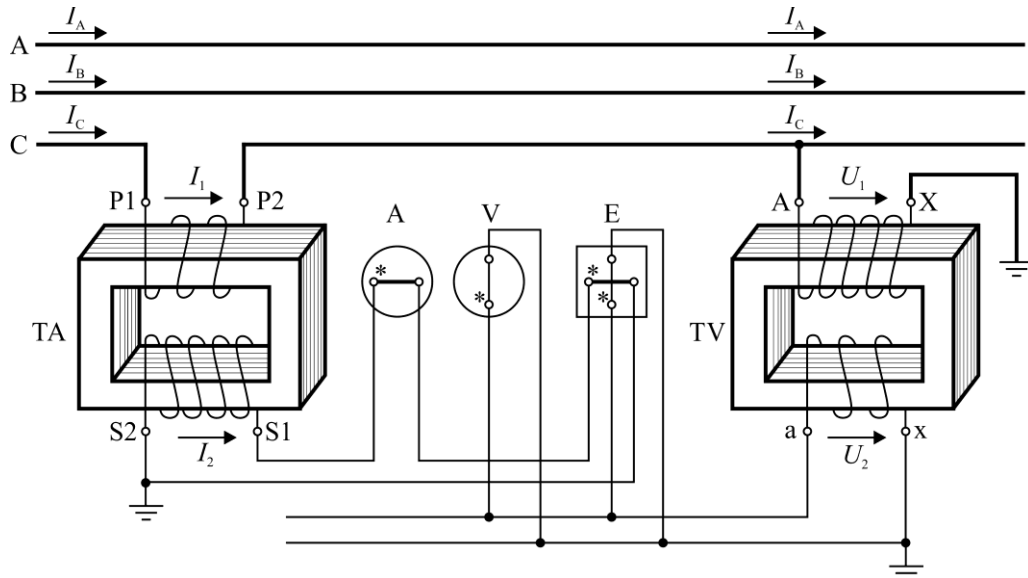
Еднополюсните НТ се свързват като началото на първичната намотка се присъединява към фазов проводник, а края се заземява. Това е показано на Фиг. 8.1, където напреженовия трансформатор е означен с TV. От фигурата става ясно, че първичната намотка на еднополюсните НТ измерва фазно напрежение. Номиналното първично напрежение се определя като $U_{1,н} = U_n / \sqrt{3}$, където U_n е номиналното линейно напрежение на РУ. Еднополюсните НТ обикновено имат две или повече вторични намотки - основни и допълнителни. Основните са с номинално напрежение $U_{2,н} = 100 / \sqrt{3} \text{ V}$ и служат за захранване на измервателните намотки на електромери, волтметри, ват и вар метри, релейни защиты и др. Допълнителните намотки имат номинално напрежение $U_{2,н} = 100 / 3 \text{ V}$ и служат за свързване в схема "отворен триъгълник", чрез която се измерва напрежението с нулева последователност.

Двуполюсните НТ намират приложение единствено в РУ за средно напрежение. Началото и края на първичната им намотка се свързват към две от фазите, т.е. измерват междуфазното напрежение. Номиналното им първично напрежение е $U_{1,н} = U_n$. Двуполюсните НТ обикновено имат една вторична намотка с номинално напрежение $U_{2,н} = 100 \text{ V}$.

Маркирането на изводите на еднополюсните НТ е с буквите "А", "а" за началата и "Х", "х" за краищата съответно на първичните и вторичните намотки. При двуполюсните се използват "А", "а", "В" и "в".

В ЕЕС се намират и трифазни НТ за средно напрежение с маслена изолация, които заради по-голямата им грешка излизат от приложение. НТ за високо и свръхвисоко напрежение са винаги еднофазни, еднополюсни апарати, с една първична и три вторични намотки - две основни (за схемите на мерене и защита) и една допълнителна (за филтъра за напрежение с нулева последователност). Като конструкция се изграждат едномодулни до 110 kV и каскадни за по високите напрежения. При еднополюсните НТ към края на първичната намотка изолацията е облекчена, поради което при работа този край задължително трябва да е заземен.

Както се вижда от Фиг. 8.1, НТ се свързват така, че работния ток на основната верига не преминава през първичната им намотка.



Фиг. 8.1 Принципна схема на свързване на измервателни трансформатори за напрежение

Техническите параметри на НТ са следните:

1. Номинално първично напрежение ($U_{1,н}, kV$) - ефективна стойност на фазно (еднополюсни НТ) или междуфазно (двуполюсни НТ) напрежение, за което е оразмерена изолацията.

2. Максимално работно напрежение ($U_{max,p}, kV$), при което НТ може да работи неограничено време без повреда и прегряване със зададения клас на точност.

3. Изпитвателно напрежение ($U_{изп}, kV$), което може да се подаде към началото на първичната намотка за ограничено време, когато краят ѝ не е заземен.

4. Номинално стандартизирано вторично напрежение – $0,1 kV$, съответно – $0,1/\sqrt{3}$ основно и $0,1$ или $(0,1/3) kV$ - допълнително.

5. Номинален коефициент на трансформация $k_n = U_{1,н} / U_{2,н}$.

6. Номинална грешка $\Delta U_n, \%$ за измерване с гарантиран клас на точност - при изменения на първичното напрежение от $0,8$ до $1,2$ спрямо номиналното и на вторичния товар от $0,25$ до 1 от номиналния, при $\cos \varphi = 0,8$; - за релейни защиты и допълнителната намотка при изменения на напрежението от $0,05 \cdot U_{1,н}$ до $U_{max,p}$ и при същите останали условия.

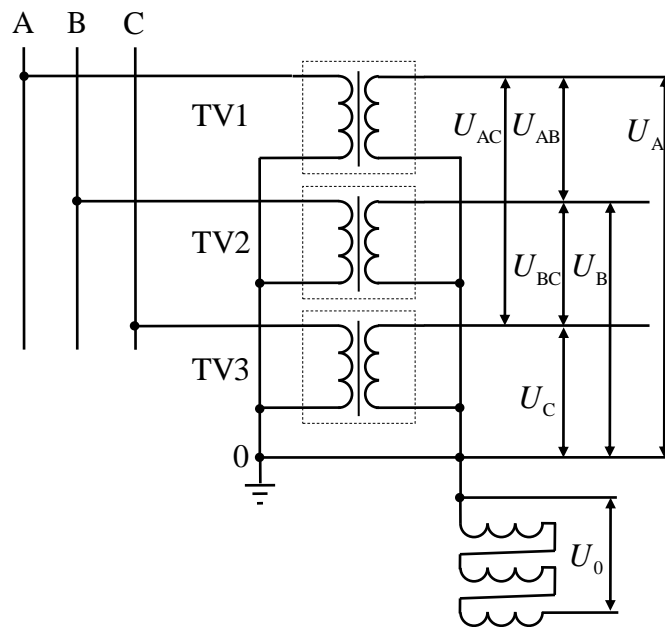
7. Клас на точност - N. Регламентираните напреженови грешки в % съответстват на номиналните класове на точност $0,1; 0,2; 0,5; 1; 3; 6$.

8. Номиналната вторична мощност ($S_{2,н}, VA$) - най-големия товар, който може да се захранва от вторичната намотка при гарантиран клас на точност.

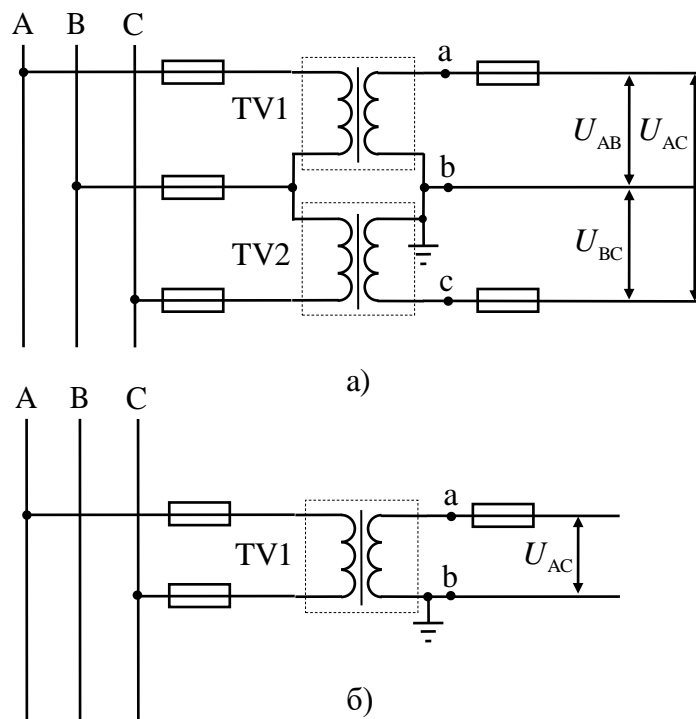
9. Граничната вторична мощност ($S_{2,гр}$, VA), която НТ може да отдава неограничено време към товара, без недопустимо прегряване и оценяване на грешката.

Схеми на свързване на НТ. Според вида (еднополюсни, двуполюсни), са приложими няколко схеми на свързване.

На Фиг. 8.2 е показана схема от три еднофазни, еднополюсно изолирани, тринамотъчни НТ, свързани в „звезда/звезда/отворен триъгълник“ със заземени звездни центрове на страна ВН и НН и заземен отворен триъгълник, за измерване на фазни, междуфазни напрежения и напрежението с нулева последователност при несиметрични режими. Схемата е универсална и приложима в разпределителните уредби за всички напрежения.



Фиг. 8.2 Схема на свързване „звезда/звезда/отворен триъгълник“ на три НТ



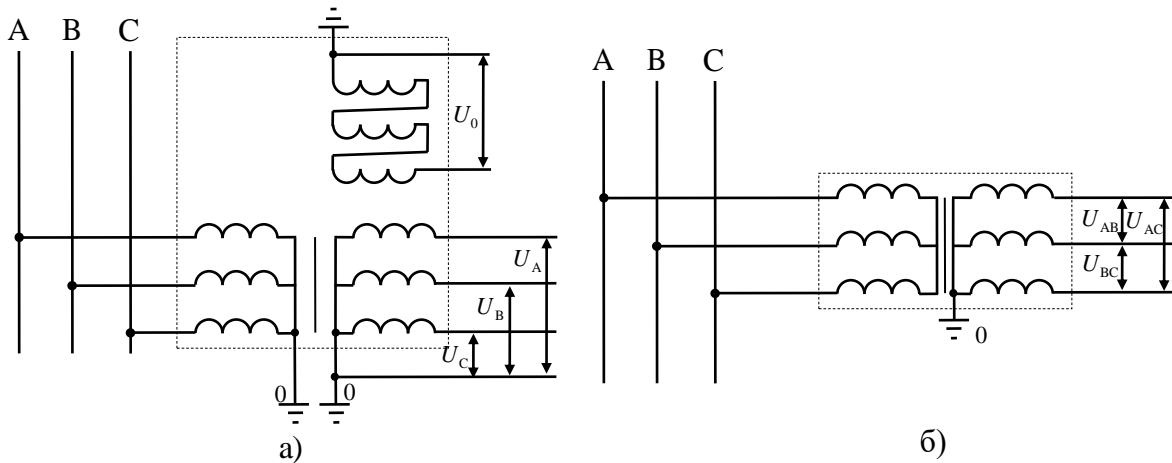
Фиг. 8.3 Схеми на свързване на двуполюсни НТ а) - с два; б) - с един

Схема с два двуполюсни НТ свързани в непълен триъгълник, за измерване само на междуфазни напрежения е показана на Фиг. 8.3а. Фаза „b“ задължително се заземява. Не се препоръчва включване на товар между фази „a“ и „c“, тъй като се увеличава грешката.

Схемата се прилага в разпределителни уредби за средно напрежение (до 20 kV) и е подходяща за захранване на трифазни измервателни апарати с две системи (схема на Арон).

Един еднофазен двуполюсно изолиран НТ включен между две фази (Фиг. 8.3б) се прилага в РУ до 20 kV за контрол на напрежението на присъединения с обратно захранване.

На Фиг. 8.4а е показана схема на петбедрен НТ с една първична и две вторични намотки свързани в „звезда/звезда/отворен триъгълник“ аналогична на схемата от Фиг. 8.2. Конструктивна особеност на магнитопровода му е, че при еднофазни повреди, магнитните потоци с нулева последователност се затварят през крайните бедра, с което се избягва прегряването, но грешката при измерването е голяма. Приложението на този тип НТ е преустановено.



Фиг. 8.4 Схеми на свързване на трифазни НТ: а) – петбедрен; б) - трибедрен



Фиг. 8.5 Еднополюсен (а) и двуполушен (б) напрежен трансформатор за средно напрежение

Трифазният трибедрен НТ е с една първична и една вторична намотка свързани в звезда се използва за измерване само на междуфазни напрежения (Фиг. 8.4б). Звездният център на първичната намотка не се заземява, за да се избегнат магнитните потоци с нулева последователност при еднофазни повреди.

Присъединяването на НТ в РУ може да бъде директно или чрез разединители и предпазители за високо напрежение, а в откритите РУ - само през разединители или без тях. За защита от токове на к.с. в незаземените вторични проводници се поставят стопяеми или автоматични предпазители за НН. За безопасност на обслужващия персонал, една точка от схемата на свързване на вторичните намотки задължително се заземява.

8.2. Видове, технически параметри, схеми на свързване и избор на измервателни трансформатори за ток

Токови трансформатори (ТТ) се конструират само еднофазни и основно биват еднонавивкови и многонавивкови.

Разпространени са проходни, шинни и вградени еднонавивкови ТТ за номинален първичен ток над 400 А с компактна конструкция и първична намотка от единичен проводник с кръгло или правоъгълно сечение.

Първична намотка с няколко навивки се използва за осигуряване на необходимата точност при измерване на малки първични токове в многонавивковите ТТ. Това затруднява изолирането и механичната устойчивост на намотките при протичане на т.к.с. ТТ за средно напрежение са от стоящ или проходен тип и се изработват със суха епоксидна изолация. Проходните ТТ над 1000А са от шинен тип без собствена първична намотка (функциите ѝ се изпълняват от преминаващата през тях шина на присъединението). По технико-икономически съображения ТТ се изработват с повече от едно ядро на магнитопроводите, като в зависимост от номиналното напрежение на РУ достигат до пет. Вторичните намотки захранват измервателни апарати, релейни защиты и автоматика и броят им съвпада с броя на ядрата.

Токовете трансформатори за средно напрежение тип „Феранти“ имат тороидален магнитопровод и една вторична намотка. Ролята на първична намотка се изпълнява от преминаващите през магнитопровода три фази на присъединението. Сумарното магнитно поле създавано от трите фазови тока е пропорционално на тока с нулева последователност. Този ток се използва от релейните защиты за установяване на несиметрични повреди на съоръженията.

ТТ за високо и свръхвисоко напрежение са с маслена изолация, с една или повече последователни степени (каскади) на трансформация. Първичната намотка е съставена от няколко секции, с изведени краища, като чрез последователно, паралелно или смесено свързване, на които, може да се променя номиналния първичен ток (коефициента на трансформация).

Техническите параметри на ТТ са следните:

1. Номинално първично напрежение ($U_{1,н}$, kV) - ефективна стойност на междуфазно напрежение, за което е оразмерена изолацията.

2. Номинални първичен и вторичен ток ($I_{1,н}$, А; $I_{2,н}$, А) - протичат неограничено време през намотките, без да предизвикват недопустимо нагряване и са стандартизирани: - първични от 1 до 40 000А, вторични - 5 или 1А.

3. Номинални ток на термична устойчивост ($I_{т,н}$, kA) и допустимо време $t_{т,н}$ (1 ÷ 4s) . В някои случаи се дава кратност на термична устойчивост $k_{тер} = I_{т,н} / I_{1,н}$.

4. Ток на динамична устойчивост $i_{дин}$, kA или максимален коефициент на динамична устойчивост $k_{дин,мах} = i_{дин} / I_{1,н} = I_{дин,мах} / (\sqrt{2} \cdot I_{1,н})$. Между токовете на динамична и термична устойчивост връзката е: $I_{дин,мах} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{т,н} = 2,55 \cdot I_{т,н}$

5. Номинален коефициент на трансформация $k_n = I_{1,н} / I_{2,н}$.

6. Токова грешка ($\Delta I_n, \%$) - нормирана най-голяма грешка, напр. за търговско измерване изискваната точност е 0,1; 0,2; 0,5%, която се осигурява при първичен ток от 100 до 120% от номиналния и вторична мощност от 25% до номиналната.

7. Клас на точност (N). Класовете на точност се определят от токовата грешка и са нормирани - 0,1; 0,2; 0,5; 1; 3; 5; 10; 5P; 10P.

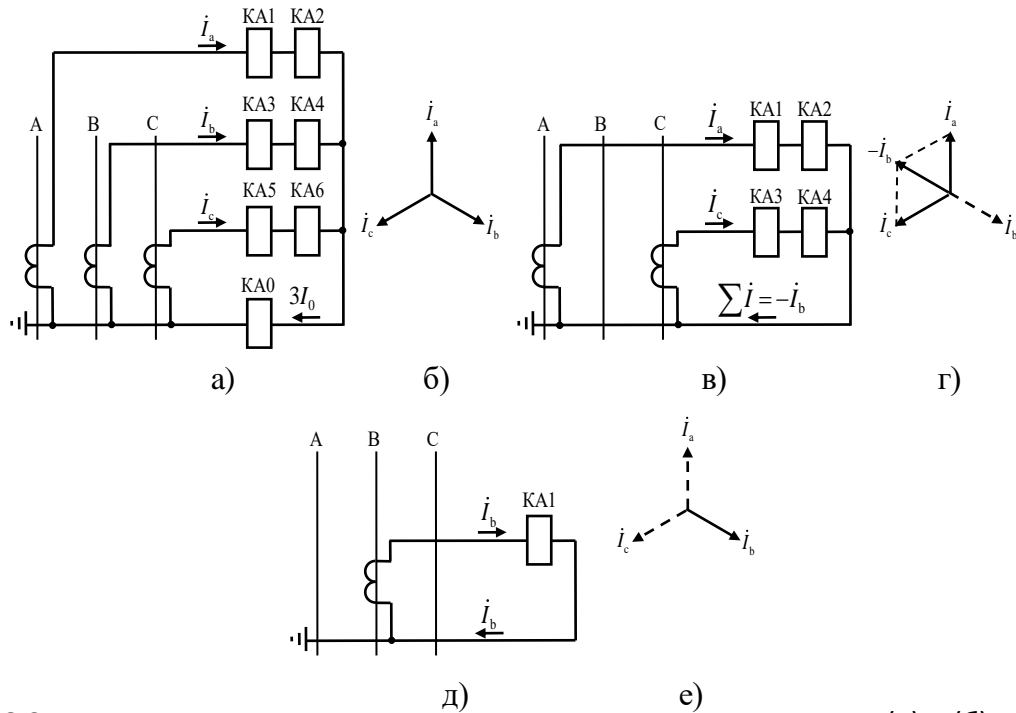
8. Номинална вторична мощност ($S_{2,n}, \text{VA}$) – мощността, при която токовата грешка е равна или по-малка от нормираната.

9. Номинален граничен ток на точност ($I_{1,r}, \text{A}$) - за релейни защиты допустимата токова грешка е 10%. ТТ с класове 5P и 10P, се избират с граничния коефициент на точност $n = I_{1,r} / I_{1,n}$, и нормирани криви на десет процентната грешка.

10. Ток на апаратна безопасност (I_s, kA), фирмите производители дават коефициент на апаратна безопасност $F_s = I_s / I_{1,n}$.

Схеми на свързване на ТТ. Отношението между тока през вторичния товар $I_{2,T}$ и фазовия ток $I_{2\phi}$ се нарича коефициент на схемата (свързване) $k_{cx} = I_{2,T} / I_{2\phi}$.

1. Пълна звезда. На Фиг. 8.6а е показана схема, реализирана с три ТТ, вторичните намотки на които са свързани в звезда ($k_{cx} = 1$). Товарът (по две токови релета на фаза) е присъединен към началата на вторичните намотки и е свързан в звезда. Звездните центрове са свързани с общ нулев проводник, през който протича ток: $\dot{I} = \dot{I}_a + \dot{I}_b + \dot{I}_c = 3I_0$. Схемата осигурява измерване както на токовете в трите фази, така и тока на несиметрия.

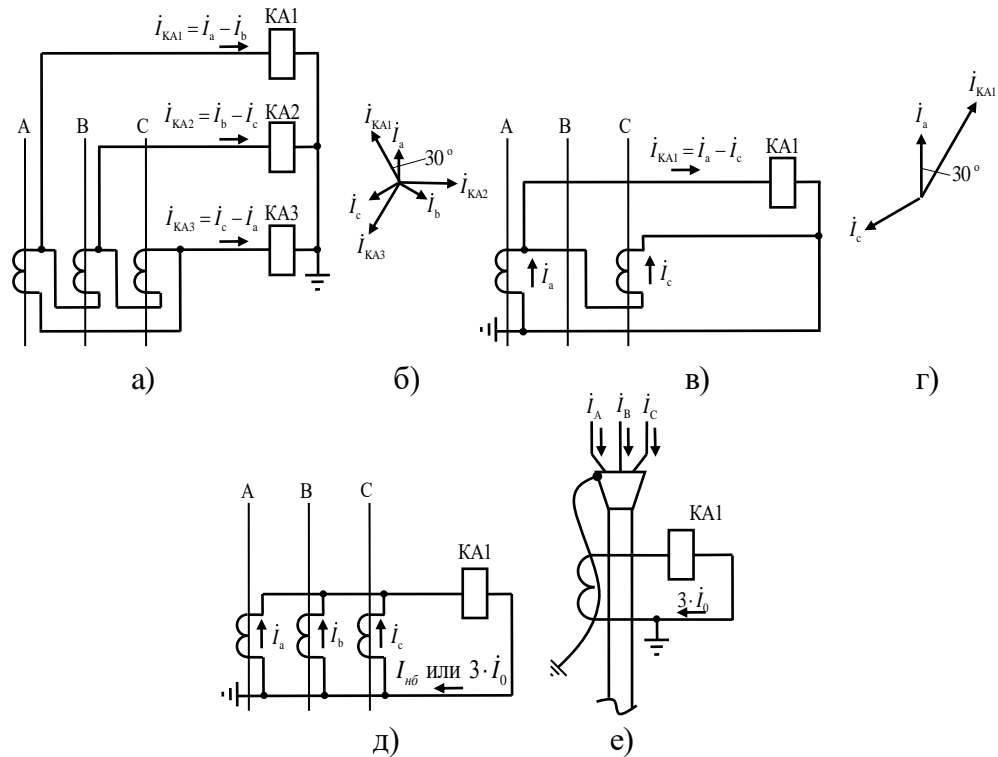


Фиг. 8.6 Схеми на свързване на ТТ и векторни диаграми - пълна звезда (а) и (б), непълна звезда (в) и (г), самостоятелен ТТ (д) и (е)

2. Непълна звезда. Схемата се свързва с два ТТ на фази А и С (Фиг. 8.6в). Общите точки на вторичните намотки и на товара са свързани с проводник, през който протича ток: $\dot{I} = \dot{I}_a + \dot{I}_c = -\dot{I}_b$. Коефициента на схемата е $k_{cx} = 1$. Схемата е ефективна в мрежи с малък ток при еднофазни повреди, за релейна защита от междуфазни к.с. и трифазни измервателни апарати с две системи.

3. Схема с един ТТ (Фиг. 8.6д) включен обикновено във фаза b.

4. Филтър за ток с нулева последователност - три ТТ с паралелно свързани вторични намотки и товар - токово реле, през което протича тока на небаланс $\dot{I}_{н\bar{0}} = \dot{I}_a + \dot{I}_b + \dot{I}_c$ в нормален или $3 \cdot I_0$, при несиметрични режими (Фиг. 8.7д). Прилага се за релейни защиты срещу еднофазно к.с. по въздушни електропроводи и други първични вериги и съоръжения.



Фиг. 8.7 Схеми на свързване на токови трансформатори в пълен триъгълник (а) и непълен триъгълник (в) и векторни диаграми (б) и (г), тритрансформаторен филтър за ток с нулева последователност (д) и токов трансформатор тип "феранти" (е)



Фиг. 8.8 Токови трансформатори: (а) сух от стоящ тип за средно напрежение; (б) комбиниран с напреженов трансформатор за високо напрежение; (в) тип "феранти"

5. Филтър за ток с нулева последователност тип „Феранти“ - сумира магнитните потоци от трите фазови тока и при несиметрия през товара (KA1) протича ток с нулева последователност (Фиг. 8.7е). Металната обвивка на кабела е заземена за правилно действие на филтъра, като заземителния проводник преминава през отвора на ТТ.

6. Пълен триъгълник - вторичните намотки на три ТТ, се свързват в триъгълник (Фиг. 8.7а). Прилага се за релейна защита на силови трансформатори с цел изравняване на фазовите ъгли при различно свързване на намотките им. $k_{cx} = \sqrt{3}$.

7. Непълен триъгълник (двуфазна еднорелейна схема) показан на Фиг. 8.7в - с два ТТ на фази А и С, за релейна защита. Токът през KA1 е дефазизиран на 30° и е по-голям с $\sqrt{3}$ от фазовия ток. $k_{cx} = \sqrt{3}$.

ТЕМА 9. Работни заземявания в електроенергийните системи

9.1. Основни понятия и определения

Съществуват няколко способа за третиране на звездните центрове на електрическите мрежи:

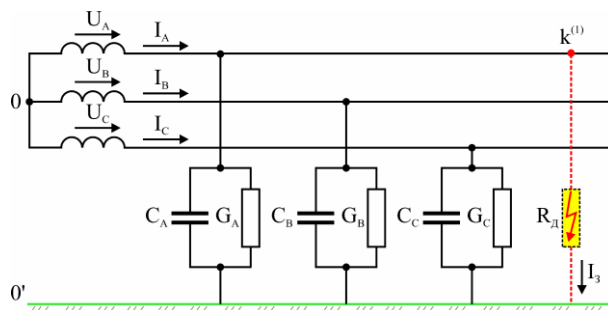
1. мрежи с изолиран звезден център;
2. мрежи със звезден център заземен през индуктивност (компенсирани мрежи);
3. мрежи със заземен през активно съпротивление звезден център;
4. мрежи с директно (ефективно) заземен звезден център.

Избора на начин на заземяване на звездния център на мрежата не влияе върху нейната работа в нормални режими. В случаи на нарушаване на изолацията на съоръженията обаче (несиметрични повреди) режимът на нуталата влияе пряко върху: нивата на токовете на еднофазни къси и земни съединения; нивото на изолация на съоръженията; големината на комутационните пренапрежения; избора на средства за защита от атмосферни пренапрежения; работата на релейната защита и автоматика; и др.

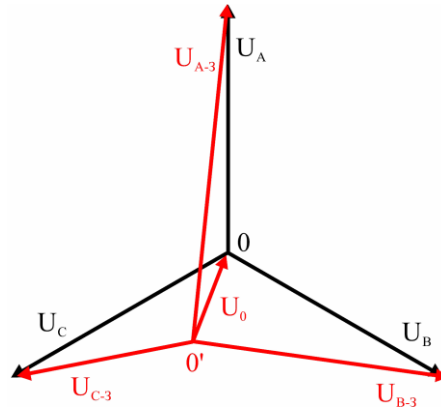
9.2. Електрически мрежи с изолиран звезден център

При този вид електрически мрежи звездните центрове на силовите трансформатори и въртящи се електрически машини се оставят незаземени. Звездните центрове на първичните намотки на измервателните напреженови трансформатори се заземяват, но поради големия импеданс на намотката не влияят върху режимите на земно съединение в мрежата. Единствената връзка на мрежата със земята са капацитивната и активната проводимост на нулева последователност - Фиг. 9.1. Междуфазните проводимости не се отчитат, тъй като не влияят върху установения режим и тока на земно съединение на мрежата.

При кабелните електропроводи капацитета на фазите спрямо земя може да се приеме за еднакъв. При въздушните електропроводи, дори при наличие на транспозиция, капацитивната проводимост на фазите към земя не е еднаква. Поради това се получават различни фазни токове и потенциала на звездния център на мрежата (0) се измества спрямо този на земята ($0'$) - Фиг. 9.2.



Фиг. 9.1 Трифазна електрическа мрежа с изолиран звезден център



Фиг. 9.2 Векторна диаграма показваща несиметрията при различни проводимости на фазите спрямо земя

Активните проводимост на отделните фази спрямо земя имат малки стойности и са близки помежду си. Затова може да се приеме, че $G = G_A = G_B = G_C$. При това за комплексната проводимост на фазите към земя може да бъде записано:

$$\dot{Y}_A = G + j\omega C_A; \dot{Y}_B = G + j\omega C_B; \dot{Y}_C = G + j\omega C_C. \quad (9.1)$$

Напрежението на звездния център спрямо земя може да бъде изчислено чрез следното съотношение:

$$\dot{U}_0 = -\frac{\dot{Y}_A \dot{U}_A + \dot{Y}_B \dot{U}_B + \dot{Y}_C \dot{U}_C}{\dot{Y}_A + \dot{Y}_B + \dot{Y}_C}. \quad (9.2)$$

Допустимо е напрежението на несиметрия да бъде неограничено време до 15% и за един час до 30%, при отсъствие на земно съединение.

В мрежите с изолирана неутрала токовете на повредата при свързване на фазов проводник със земя е прието да се наричат токове на земно съединение (т.з.с.), а не на късо съединение, тъй като имат малки стойности, обусловени от капацитивната проводимост на мрежата.

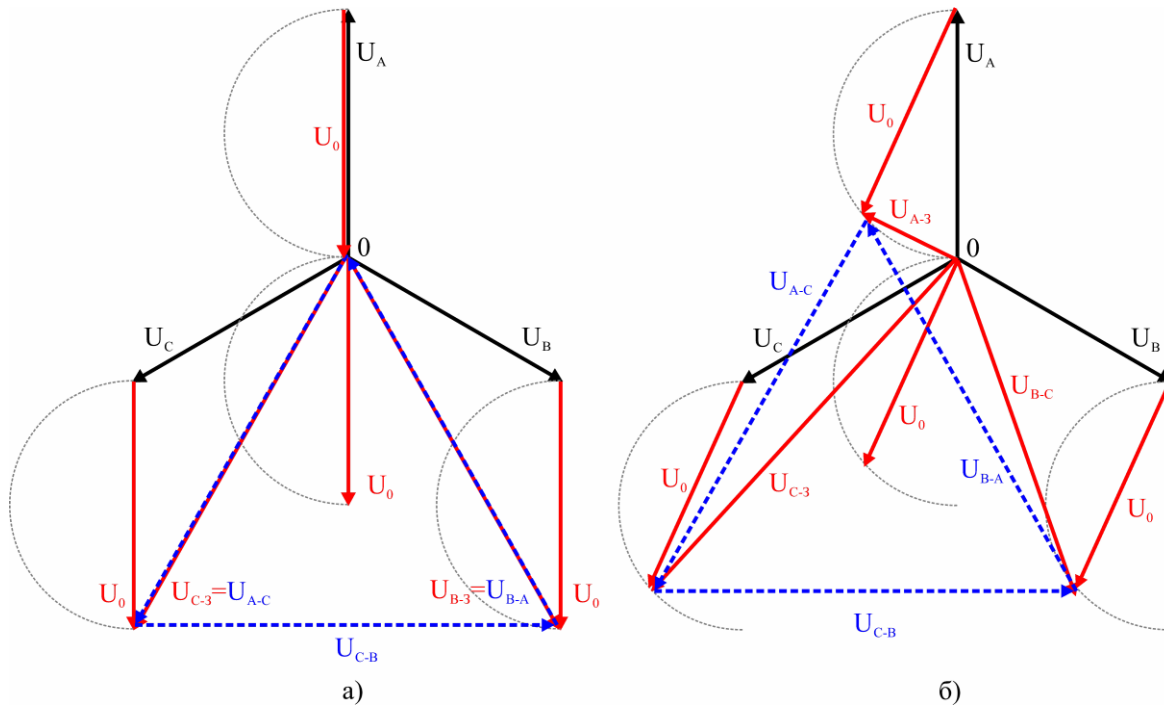
При изчисляване на т.з.с. може да се приеме, че капацитивните проводимости на електропроводите към земя са симетрични и фазните напрежения са равни помежду си. На базата на (9.2) и пренебрегвайки активната проводимост към земя, може да се запише следния израз за напрежението на звездния център:

$$\dot{U}_0 = -\dot{U}_\phi \frac{1}{1 + j3\omega C_\phi R_D} \quad (9.3)$$

От (9.3) следва, че напрежението на несиметрия зависи основно от съпротивлението на дъгата R_D и когато то е нула (метално з.с.), $\dot{U}_0 = -\dot{U}_\phi$. Векторна диаграма на напреженията, при з.с. на фаза А (вж. Фиг. 9.2), при $R_D = 0$ е показан на Фиг. 9.3а. Напрежението на повредената фаза става нула, а на здравите проводници става равно на линейното напрежение, т.е. се увеличава с $\sqrt{3}$.

При увеличаване на съпротивлението на дъгата, U_0 описва полуокръжност - Фиг. 9.3б, а напрежението на повредената фаза $U_{A-3} \neq 0$. Напреженията на здравите фази U_{B-3} и U_{C-3} имат по-ниски стойности спрямо случая на метално з.с.

От векторните диаграми на Фиг. 9.3 се вижда, че независимо от съпротивлението на дъгата големините на междуфазните напрежения остават непроменени и равни на номиналните. От това следва, че работата на потребителите присъединени към мрежи с изолирана неутрала не се смущава при з.с.



Фиг. 9.3 Векторна диаграма на напреженията на мрежа с изолиран звезден център, при з.с. при а) $R_d = 0$ и б) $R_d \neq 0$

Отношението на фазното напрежение при з.с. спрямо това при нормален режим на работа се нарича коефициент на заземяване на мрежата:

$$K_3 = U_{\phi-3} / U_{\phi}. \quad (9.4)$$

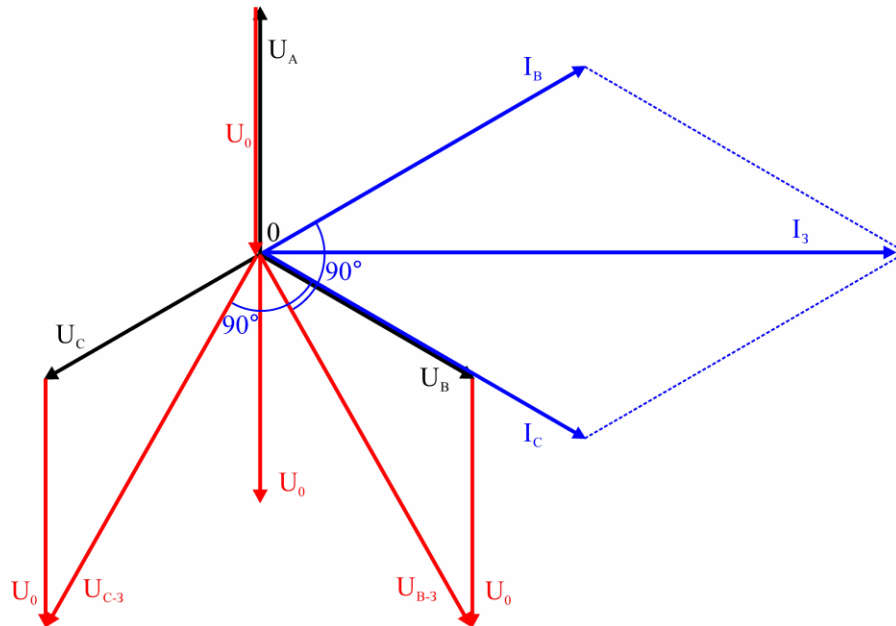
Коефициентът на заземяване в мрежите с изолиран звезден център е $\sqrt{3}$, но в неблагоприятните случаи на повторни запалвания на електрическата дъга, стига стойности до 3,2.

Токът на з.с., при $R_d = 0$, може да се изчисли със следното съотношение:

$$\dot{I}_3 = j3\omega C_{\phi} U_{\phi}. \quad (9.5)$$

Векторна диаграма за т.з.с. е показана на Фиг. 9.4. Токовете на здравите фази изпреварват с 90 ел. градуса съответните им напрежения. Токът на з.с., който протича в

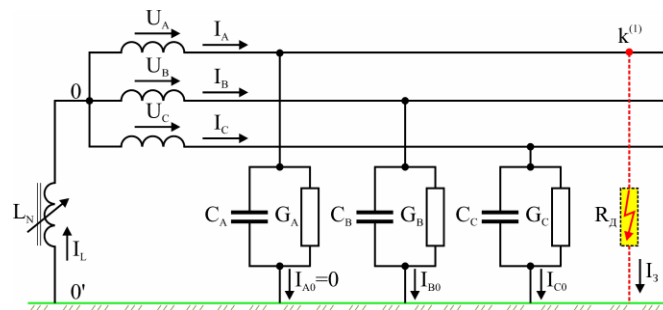
повредената фаза е геометрична сума от тези на здравите фази. Допуска се работа на мрежата с изолиран звезден център при т.з.с. до 10 А.



Фиг. 9.4 Векторна диаграма на тока на земно съединение в мрежа с изолирана нуутрала

9.3. Компенсирани електрически мрежи

Когато дължината на електропроводните линии в електрическата мрежа е голяма, т.з.с. е също голям. Когато т.з.с. надхвърля 10 А е необходимо да се използват технически средства за неговото ограничаване. Това се осъществява, като звездния център на мрежата се заземява през дългогасителен реактор (индуктивност) - Фиг. 9.5. Такова компенсиране на капацитивния ток се прилага при мрежи с преобладаващо въздушни електропроводи, тъй като конструкцията им позволява определено време да работят при наличие на з.с.



Фиг. 9.5 Трифазна електрическа мрежа със заземен през индуктивност звезден център

Съотношението за изчисляване на напрежението на несиметрия е следното:

$$\dot{U}_0 = -\dot{U}_\phi \frac{1}{1 + j \left(3\omega C_\phi - \frac{1}{\omega L_N} \right) R_D} \quad (9.6)$$

При з.с. с $R_D = 0$, аналогично на мрежите с изолирана неутрала, в тези заземени през дългогасителен реактор установеното напрежение на здравите фази се изравнява с линейното. По време на преходни процеси пренапрежението може да стигне до $2,6U_\phi$, докато при мрежите с изолиран звезден център до $3,2U_\phi$. При мрежите с изолирана неутрала около 70% от еднофазните з.с. прерастват в междуфазни, то този процент за компенсирани мрежи не надхвърля 20-45%.

Токът в мястото на з.с. при компенсирани мрежи има две компоненти:

$$\dot{I}_3 = \dot{I}_L + \dot{I}_C, \quad (9.7)$$

където \dot{I}_C е токът изчислен с (9.5), а \dot{I}_L се изчислява с:

$$\dot{I}_L = -j \frac{\dot{U}_o}{\omega L_N}. \quad (9.8)$$

Замествайки (9.5) и (9.8) в (9.7) се получава следния израз за т.з.с.:

$$\dot{I}_3 = j \left(3\omega C_\phi - \frac{1}{\omega L_N} \right) \dot{U}_o = \dot{I}_C (1 - q), \quad (9.9)$$

където

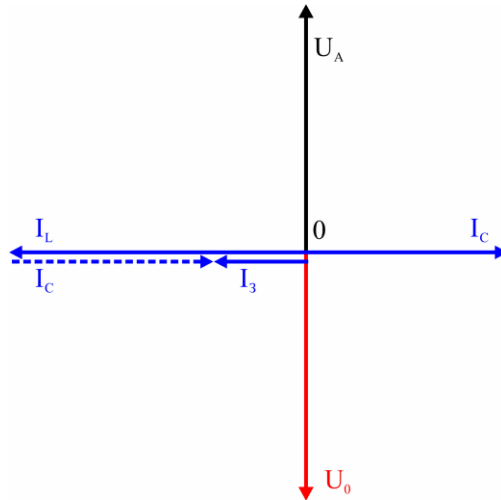
$$q = \frac{|\dot{I}_L|}{|\dot{I}_C|} = \frac{1}{3\omega^2 C_\phi L_N} \quad (9.10)$$

и се нарича степен на компенсация на мрежата. При $q=1$ се получава резонансна настройка, при което капацитивния ток в мястото на з.с. се компенсира напълно от индуктивния ток в звездния център. При $q < 1$ се казва, че мрежата е подкомпенсирана и т.з.с. има капацитивен характер, а при $q > 1$ надкомпенсирана и т.з.с. е индуктивен.

На Фиг. 9.6 е показана векторна диаграма на т.з.с. за мрежа със заземена през индуктивност неутрала. Капацитивния ток изпреварва на 90 градуса напрежението на несиметрия, а индуктивния изостава. Съгласно (9.7) т.з.с. е векторна сума от тези две компоненти. Следва да се отбележи, че не е отчетена активната компонента в т.з.с. тъй като тя има малка стойност.

Тъй като се допуска продължителна работа на мрежата при з.с. и се създава опасност за хората и съоръженията, е необходимо сигнализирането за наличие на такъв режим на работа. Най-често се прилага неселективен метод за сигнализация, тъй като селективен метод, позволяващ точното определяне на повредения извод трудно се осъществява технически. При неселективния подход се разчита на НТ поставен на събирателните шини в подстанцията. Към намотките, свързани по схема "отворен триъгълник" се свързва реле, което заработва при наличие на напрежение с нулева последователност, т.е. когато по някъде в мрежата има з.с. Контактът на това реле включва предупредителна звукова (звънец) и светлинна сигнализация. Дежурният оперативен

персонал с помощта на волтметър, също свързани към НТ, измерва трите фазни напрежения. Напрежението на повредената фаза ще бъде около нула, а това на здравите фази приблизително равно на междуфазното. Определянето на повредения извод се осъществява с последователни бързи изключения и включения, един по един на изводите. При изключването на повредения извод напрежението на нулева последователност става нула и напрежението на повредената фаза се възстановява.

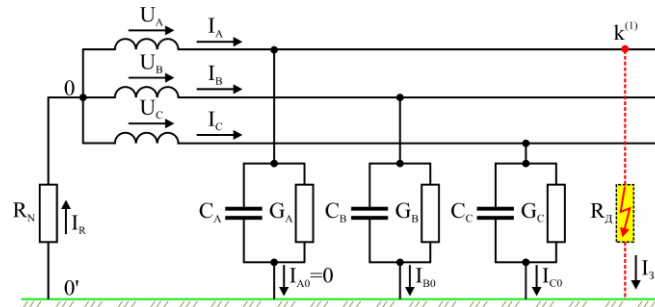


Фиг. 9.6 Векторна диаграма на тока на земно съединение в компенсирана мрежа

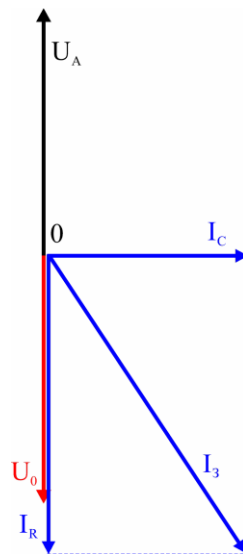
9.4. Електрически мрежи заземени през активно съпротивление

На Фиг. 9.7 е показана схема на електрическа мрежа, заземена през активно съпротивление. Такова третиране на неутралата се прилага при кабелни или смесени мрежи за СН, когато кабелната им част надхвърля 40 % от общата дължина на електропроводите.

Конструктивните особености на въздушните електропроводи улесняват самоизгасването на дъгата в мястото на з.с. При кабелните електропроводи обаче т.з.с. обикновено протича между фазовия проводник и металния екран на кабела и дъгата трудно самоизгасва. При това могат да се получат големи пренапрежения и прерастване на повредата в междуфазна. Поради тази причина при електрически мрежи с преобладаващи кабелни електропроводи се предпочита незабавното селективно изключване на т.з.с. Чрез заземяването на звездния център през активно съпротивление се цели увеличаване на т.з.с. до стойности необходими за осигуряване на чувствителност и селективност на релейна защита, ограничаване на пренапреженията до около $2,2U_{\phi}$ и ограничаване на радиосмущенията в паралелно преминаващите съобщителни кабели.



Фиг. 9.7 Трифазна електрическа мрежа със заземен през активно съпротивление звезден център



Фиг. 9.8 Векторна диаграма на т.з.с. в мрежа със заземен през активно съпротивление звезден център

В мрежи, заземени през активно съпротивление, т.з.с. има две съставлящи:

$$\dot{I}_3 = \dot{I}_R + \dot{I}_C, \quad (9.11)$$

където $\dot{I}_R = \dot{U}_0 / R_N$ е токът протичащ през звездния център. На Фиг. 9.8 е показана векторна диаграма за т.з.с.

В някои смесени електрически мрежи (с въздушни и кабелни електропроводи) се прилага комбинирано заземяване на звездния център. Нормално мрежата работи заземена през дъгогасителен реактор и при възникване на з.с. дъгата в мястото на повредата следва да самоизгасне. Ако това не се случи, паралелно на реактора се включва активно съпротивление, което увеличава т.з.с. и предизвиква селективно изключване на повредения извод от релейна защита.

9.5. Ефективно заземени електрически мрежи

Електрическите мрежи за високо и свръх високо напрежение се заземяват ефективно (директно), с цел облекчаване на изолацията на съоръженията. При тях

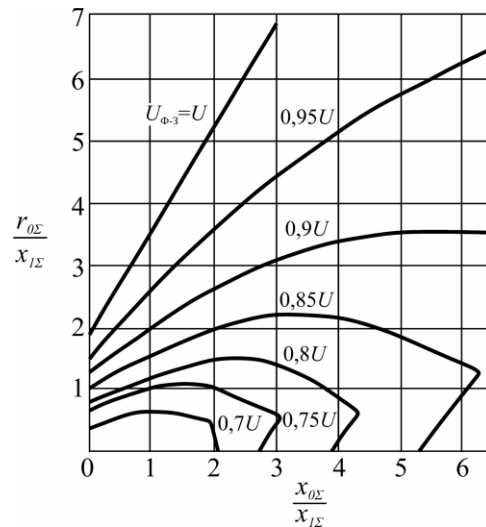
коефициентът на заземяване е $K_3 \leq 1,4$, при което стойността на напрежението на здравите фази при з.с. не превишава 80% от линейното напрежение:

$$U_{\phi-3} = K_3 U_{\phi} = 1,4 \frac{U}{\sqrt{3}} = 0,8U. \quad (9.12)$$

Както се вижда от Фиг. 9.9 за да се изпълни (9.12) е необходимо:

$$\frac{r_{0\Sigma}}{x_{1\Sigma}} \leq 1; \quad \frac{x_{0\Sigma}}{x_{1\Sigma}} \leq 3. \quad (9.13)$$

За да се постигнат тези съотношения е необходимо всички или част от звездните центрове на силовите трансформатори да бъдат директно заземени. При това изолационното ниво на изводите на намотките към звездния център се намалява до 50% от това на линейните им изводи.

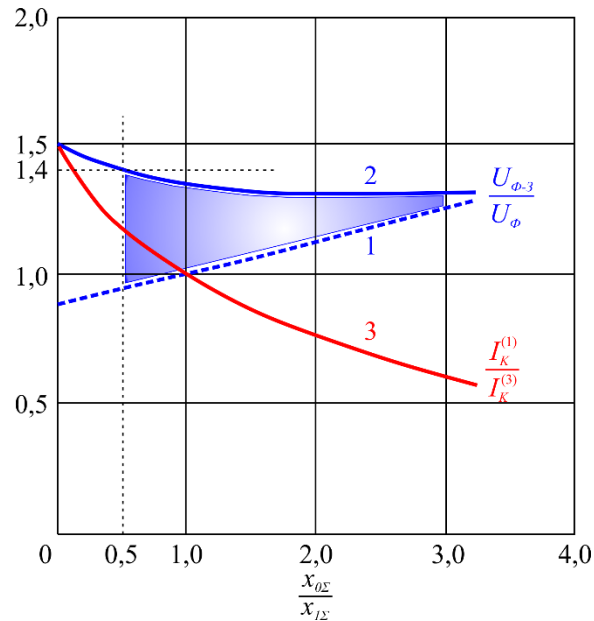


Фиг. 9.9 Напрежение на здравите фази отнесено към междуфазното напрежение, при еднофазна повреда към земя

При еднофазни повреди със земя в ефективно заземените електрически мрежи протичат големи токове и поради тази причина е прието те да се наричат токове на еднофазно к.с., вместо т.з.с. Токовете на еднофазно к.с. в някои случаи могат да надхвърлят тези на трифазно к.с. С цел улесняване на изчисленията, при избора на апарати и тоководещи части се предпочита $I_K^{(1)} / I_K^{(3)} \leq 1$ и като оразмерителен т.к.с. да се взема токът на трифазно к.с. $I_K^{(3)}$, тъй като изчисляването на несиметрични к.с. е трудоемко.

На Фиг. 9.10 са показани зависимостите $U_{\phi-3} / U_{\phi}$ и $I_K^{(1)} / I_K^{(3)}$ от големината на отношението $x_{0\Sigma} / x_{1\Sigma}$. Права 1 е построена за граничен случай $r_{0\Sigma} = 0$, а крива 2 за граничен случай $r_{0\Sigma} / x_{0\Sigma} = 1$. В реалните мрежи за ВН минималната стойност на отношението $x_{0\Sigma} / x_{1\Sigma}$ е около 0,5. Допустимата работна област е показана на Фиг. 9.10 с плътен син многоъгълник, чиито граници се определят от правата 1, кривата 2 и $0,5 \leq x_{0\Sigma} / x_{1\Sigma} \leq 3$. При

това се изпълнява условието (9.12), но все пак е възможно в някои части на мрежата, за които $x_{0\Sigma} / x_{1\Sigma} < 1$, токът на еднофазно да е по-голямо от този на трифазно к.с.



Фиг. 9.10 Зависимост на напреженията на здравите фази спрямо земя и тока на еднофазно к.с. от големината на съпротивлението с нулева последователност

Звездните центрове на кои трансформатори е необходимо да се заземяват е въпрос на конкретни изчисления. Препоръчва се звездните центрове на трансформаторите в електрическите централи да се заземяват, за да се избегне възможността при отпадане на други мрежата да остане с изолирана неутрала. задължително се заземяват звездните центрове на автотрансформаторите. Те могат да бъдат както директно заземени, така и заземени през малко активно или индуктивно съпротивление за ограничаване на тока на еднофазно к.с. Звездните центрове на силовите трансформатори в мрежите НН задължително се заземяват директно.

ДОПЪЛНИТЕЛНА ЛИТЕРАТУРА

- [1] А. Врангов, Н. Николаев, Ю. Рангелов. Наръчник по *Електрическа част на електрически централи и подстанции*. ТУ-Варна, 2014 г. ISBN 978-954-20-0703-6
- [2] Ст. Етърски. *Електрическа част на електрически централи*. Изд. Техника, 2007 г., ISBN 978-954-03-0675-9