ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ, ПОДСТАНЦИИ И СЕТИ

С. Я. СВИРЕН

ПОСОБИЕ
ПО КУРСОВОМУ И ДИПЛОМНОМУ
ПРОЕКТИРОВАНИЮ

Допущено Министерством
высшего и среднего
специального образования УССР
в качестве учебного пособия
для учащихся
энергетических специальностей
техникумов УССР

ГОСУДАРСТВЕННОЕ
ИЗДАТЕЛЬСТВО
ТЕХНИЧЕСКОЙ
ЛИТЕРАТУРЫ УССР

КИЕВ — 1962

В книге рассмотрены вопросы, связанные с проект-
рованием электрических станций, сетей, систем, по-
станций и трансформаторных пунктов; даны кратк
методические указания по расчету, технико-экономич
скому обоснованию и выбору теплотехнического и эле
тротехнического оборудования; приведены примеры ра
четов и справочные технико-экономические данные с
временного энергетического оборудования.

Книга является учебным пособием по курсовому
дипломному проектированию для учащихся энергетиче
ских и электротехнических техникумов и может быт
использована в практической работе техников-электри
ков и инженеров-электриков.

Степан Яковлевич Свирен

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ, ПОДСТАНЦИИ И СЕТИ

Редактор *Л. Я. Савченко*
Обложка художника *Л. А. Росинского*
Художественный редактор *И. Т. Лагутин*
Технический редактор *Т. А. Стародуб*
Корректор *Т. А. Филатова*

Сдано в набор 13/III-1962 г. Подписано к печати 27.VII 1962. Формат бумаги 60×90/16.
Объем: 19,25 физич. лист.; 19,25 условн. лист.; 24,26 учетно-изд. лист.
Тираж 15000. БФ 02947. Цена 1 руб.

Государственное издательство технической литературы УССР, Киев, 4, Пушкинская, 28

Отпечатано с матриц Книжной фабрики им. Фрунзе Главполиграфиздата Министерства культуры УССР, Харьков, Донец-Захаржевская, 6/8, в типографии «Коммунист» Главполиграфиздата Министерства культуры УССР, Харьков, Пушкинская, 29. Зак. 800.

ВВЕДЕНИЕ

Под руководством Коммунистической партии советский народ успешно осуществляет планы развития народного хозяйства СССР. Достигнуты значительные успехи в развитии всех отраслей народного хозяйства и особенно в развитии энергетики. За годы Советской власти резко возросла выработка электрической энергии, возникли крупные электроэнергетические объединения с высоковольтными линиями большой протяженности, мощными электрическими станциями и развитыми распределительными сетями высокого напряжения. Советский Союз вышел на второе место в мире по выработке электрической энергии, по суммарной мощности электрических станций и занимает ведущее место по темпам развития энергетики. В настоящее время разработаны, установлены и устанавливаются совершенные агрегаты теплового, электрического и гидротехнического оборудования.

По плану развития народного хозяйства на 1959—1965 гг. более чем в 2 раза увеличится суммарная мощность электрических станций, будут сооружены крупнейшие тепловые электрические станции мощностью 1200—2400 *Мвт* с агрегатами 200, 300, 600 *Мвт*, котлами большой производительности, с высокими параметрами пара, мощные и сверхмощные гидроэлектрические станции, среди которых будут станции с мощностью до 5000 *Мвт*; в 2,5—3 раза возрастет протяженность электрических сетей высокого напряжения. За время текущего семилетия среднегодовой прирост мощности составит примерно 11 000 *Мвт*.

Значительно возрастут единичная и общая мощности теплоэлектроцентралей. Наряду с общим повышением выработки электрической энергии возрастет и выработка тепла.

XXII съезд КПСС наметил перспективы дальнейшего развития народного хозяйства на ближайшие 20 лет. За это время в нашей стране будет создана материально-техническая база коммунизма. Советская энергетика, оснащенная агрегатами и приборами новейших типов и конструкций, является ведущей в осуществлении современного технического прогресса. Поэтому Программой КПСС намечается опережающее развитие электроэнергетики по сравнению с другими отраслями народного хозяйства. К концу первого деся-

тилетия намечено довести производство электроэнергии до 900—1000, а к концу второго десятилетия до 2700—3000 млрд. *квт-ч*, что в 9—10 раз превышает современный уровень производства электроэнергии. Для обеспечения такого уровня производства электроэнергии за двадцатилетие потребуется ввести в строй колоссальные мощности на тепловых и гидравлических электростанциях.

Для успешного решения важных задач, поставленных XXII съездом партии, необходимо также развивать и совершенствовать подготовку кадров с высшим и средним специальным образованием. Особое внимание при этом должно уделяться подготовке специалистов средней квалификации. Одним из важных путей, связывающих подготовку и обучение техников с производством, в период учебного процесса являются практические задания, курсовое и дипломное проектирование, спецзадания.

Курсовое проектирование считается первым шагом самостоятельной работы учащегося по своей специальности. Студент-энергетик знакомится с основными приемами и методами проектирования элементов электрической части станции и подстанции, приучается к обобщению теоретических сведений, полученных при изучении специальных курсов, к использованию директивных материалов, справочной литературы, результатов практики, учебной и периодической литературы для решения отдельных задач и выполнения проекта в целом. В связи с этим в книге приводится материал, позволяющий проектанту достаточно обоснованно разработать проект, соответствующий реальным условиям.

Дипломный проект является завершающим этапом обучения техника. Поэтому целью дипломного проектирования является окончательное формирование молодого специалиста, способного в дальнейшем совершенствовать технику эксплуатации, монтажа и проектирования электрических станций и подстанций. Значительное место отводится вопросам экономики: в процессе дипломного проектирования дипломант должен экономически обосновать ряд принятых решений как по отдельным узлам, так и по всему проекту.

В соответствии с программой дипломного проектирования последовательно разрабатывается общая часть проекта, тепловая и электрическая части, вопросы экономики, техники безопасности и противопожарной техники. Именно в таком порядке расположен материал в книге.

В общей части проекта разрабатываются вопросы, характеризующие район строительства объекта, технологические особенности потребителей, роль проектируемой станции или подстанции в системе.

В тепловой части приводится материал по выбору основного и вспомогательного оборудования машинного зала и котельной.

Электрическая часть проекта является основной. В этой части приводятся данные по составлению балансов электрической мощности, вариантов главных схем электрических соединений, схем питания собственных нужд, по экономическому сопоставлению ва-

риантов по затратам и эксплуатационным расходам. Затем приводится расчет токов короткого замыкания, выбор аппаратуры, контрольно-измерительных приборов, элементов защиты и автоматики, конструкций распределительных устройств, защиты от перенапряжений, защитного заземления.

В экономической части определяются основные технико-экономические показатели: полная стоимость установки по укрупненным показателям и стоимость единицы установленной мощности, к. п. д. основных агрегатов и станции (подстанции) в целом, процент расхода электроэнергии на собственные нужды, себестоимость электрической энергии и тепла (для ТЭЦ). В заключительной части проекта рассматриваются вопросы охраны труда и противопожарной охраны предприятия.

В книге приводятся данные, необходимые для выполнения студентами практических заданий в процессе обучения, решения вопросов дипломного и курсового проектирования на уровне современного состояния техники.

Отзывы и пожелания по книге просим направлять по адресу: Киев, 4, Пушкинская, 28, Гостехиздат УССР.

Глава первая

ВЫБОР МЕСТА СТРОИТЕЛЬСТВА ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

§ 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО ВЫБОРУ МЕСТА СТРОИТЕЛЬСТВА ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Район размещения тепловой электростанции и ее мощность должны устанавливаться заданием на проектную работу, где указываются перспективы развития энергопотребителей, топливных ресурсов и данных по гидрологии районов. После сравнения стоимости перевозок топлива и передачи электроэнергии в район потребления выбирается вариант размещения электростанции.

При выборе места строительства тепловой электростанции, работающей на твердом топливе, должна учитываться возможность увеличения грузопотоков по железным дорогам и водным путям сообщения. Для электростанций, работающих на жидком или газообразном топливе, учитывается развитие трубопроводного транспорта.

При выборе площадки строительства уточняется возможная конечная мощность электростанции по условиям водоснабжения, топливоснабжения и генерального плана площадки.

Эффективность капиталовложений по сравниваемым вариантам расположения электростанций определяется при сопоставлении показателей по капитальным затратам и эксплуатационным расходам.

Место для строительства электростанций, а также жилпоселка при ней должно выбираться в соответствии с имеющимся или разрабатываемым проектом планировки и застройки данного населенного места или схемой районной планировки данного промышленного района. При отсутствии схемы районной планировки или при уточнении ее в связи с размещением проектируемой электростанции должна разрабатываться схема планировки микрорайона, расположенного возле электростанции.

Выбор площадки для тепловой электростанции необходимо производить с учетом следующих требований, предъявляемых к электростанциям в отношении их экономической эффективности:

1) электростанция должна быть максимально приближена к источникам топлива и расположена вблизи источника водоснабжения;

2) необходимо учитывать расположение потребителей тепла, имея в виду сокращение капитальных затрат и эксплуатационных расходов на тепловые сети;

3) подъездные пути следует присоединять к ближайшей железнодорожной станции или к подъездному пути другого предприятия;

4) грунты площадки должны допускать строительство зданий и сооружений без устройства дорогостоящих оснований; уровень грунтовых вод должен быть ниже глубины подвалов, тоннелей и т. п.; площадка не должна затапливаться паводковыми водами;

5) площадку нельзя располагать над залеганием полезных ископаемых или в зонах обрушения подземных выработок, а также на закаротованных или оползневых участках;

6) поверхность площадки должна быть ровной, с уклоном 0,5—1°, обеспечивающим отвод поверхностных вод; планировка не должна быть связана с выполнением земляных работ;

7) площадку следует располагать вблизи населенного пункта (с учетом необходимого санитарного разрыва), вблизи источников энергоснабжения и водоснабжения, необходимых в период строительства, а также вблизи других существующих или намеченных к строительству предприятий, с которыми целесообразно кооперировать устройство железнодорожных и автомобильных подъездных путей, систем водоснабжения, канализации и других инженерных сооружений и сетей, а также жилищного и культурно-бытового строительства;

8) площадка строительства и зона водохранилища должны располагаться по возможности на незастроенных территориях или же территориях, требующих наименьших капитальных затрат по сносу и переносу жилых и промышленных зданий, сооружений и устройств;

9) по размерам и конфигурации площадка должна соответствовать конечной мощности электростанции и обеспечивать удобное расположение постоянных зданий и сооружений, а также временных сооружений.

При размещении ТЭЦ на территории промышленного предприятия необходимо предусматривать возможность выделения ТЭЦ в самостоятельный объект.

Размеры территории электростанции должны приниматься минимально необходимыми, не допускающими наличия излишних площадок и завышенных разрывов между зданиями и сооружениями. Для вывода воздушных высоковольтных линий и теплопроводов следует предусматривать свободные от застройки полосы земли.

Шлако-и золоотвалы необходимо располагать на непригодных или малопригодных для других целей земельных участках, по возможности ближе к площадке электростанции и на низких отметках. В случае возможности переработки золы и шлаков в районе электростанции следует предусматривать места для шлакозолоперерабатывающих предприятий.

При размещении электростанции у водных источников отметка территории, на которой располагаются производственные здания, сооружения и внутриплощадочные железнодорожные и автомобильные подъездные пути, должна быть не менее чем на 0,50 *м* выше расчетного горизонта высоких вод с учетом подпора и уклона водостока, а также высоты набега волны.

В качестве расчетного горизонта следует принимать максимальный уровень вод в течение последних 100 лет.

§ 2. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Генеральный план электростанции должен предусматривать удобный подход железнодорожных и автомобильных подъездных путей и должен быть увязан с генеральными планами соседних предприятий, планировкой магистралей и населенных пунктов.

Расположение основных производственных зданий и сооружений должно соответствовать минимальной протяженности железнодорожных и автомобильных подъездных путей, коммуникаций охлаждающей воды, сетей водопровода и канализации, выводов линий электропередачи, сетей теплофикации и золопроводов, трасс топливоподачи.

Здания и сооружения, которые обслуживаются рельсовым транспортом (материальный склад, склады реагентов водоочистки, разгрузочная площадка для оборудования и материалов, склады горюче-смазочных материалов и др.), должны располагаться у одного пути, с максимальным приближением к парку путей углеразгрузочной станции.

Связь прирельсовых складов с производственными цехами и устройствами электростанций должна осуществляться трубопроводным и безрельсовым транспортом. Монтажные постоянные пути подводятся только к монтажной площадке машинного и котельного отделений и при обосновании — к месту открытой установки трансформаторов. Прочие монтажные и строительные пути могут сооружаться как временные.

Железнодорожный ввод на территорию электростанций должен, как правило, располагаться с временного торца электростанции по ходу грузопотоков. ГРЭС следует располагать непосредственно у водного источника.

Подсобно-производственные здания следует располагать у постоянного торца электростанции.

Протяженность ограды должна быть минимальной с вынесением за ее пределы объектов, не требующих ограждения. В пределах ограждаемой территории располагаются главный и вспомогательный корпуса, пылезавод, растопочное мазутное и масляное хозяйство, дробильный корпус, открытая установка ресиверов, ацетилено-кислородная установка, открытая установка трансформаторов, главный щит управления, закрытое распределительное устройство, пиковые котлы, градирни и газораспределительный пункт. Открытые распредели-

тельные устройства, насосные циркуляционного, противопожарного и питьевого водоснабжений и брызгальные бассейны располагаются в пределах ограждаемой территории или вне ее, но с обязательным местным сетчатым ограждением.

Вне пределов ограждаемой территории электростанций располагаются золоотвал, резервный и расходные склады торфа, склады угля, железнодорожный парк приемоотправочных путей и связанные с ними разгрузочные устройства для топлива, мазутное хозяйство емкостью более 5000 $м^3$ (при наземном хранении), паровозное депо, столовая. Все эти сооружения, за исключением мазутного хозяйства, не ограждаются. Мазутное хозяйство, располагаемое вне ограждаемой территории, должно иметь сетчатое ограждение высотой не менее 2 *м*.

Глава вторая

ВЫБОР ТЕПЛОМЕХАНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

§ 3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСХОДА ПАРА НА ТУРБИНЫ

Тип парового котла и турбины выбирается после приближенного определения расхода пара. Для теплоэлектроцентралей приближенно расход пара на турбины равен расходу отборного пара на технологические нужды предприятий и хозяйственно-бытовые и коммунальные нужды.

Для конденсационных станций расход пара на турбины определяется по удельным расходам на вырабатываемый киловатт-час или по справочным данным.

Расход тепла на технологические нужды предприятий устанавливается по графикам тепловых нагрузок, по проектным данным или по данным задания. Расход тепла на хозяйственно-бытовые и коммунальные нужды определяется по укрупненным показателям потребления тепловой энергии (табл. 1, 2).

Таблица 1

Укрупненные показатели потребления энергии для хозяйственно-бытовых и коммунальных нужд (для II климатического района)

Назначение и вид потребляемой энергии	Единица измерения	Численность населения города, тыс. чел.			
		до 50	50—100	100—250	250 и более
Электроэнергия для освещения (на одного жителя)	*квт/год*	350—425	425—525	525—625	625
Горячее водоснабжение (на одного жителя)	*тыс.ккал/год*	600—950	600—950	600—950	600—950
Тепло для отопления и вентиляции (на 10 $м^2$ жилой площади)	*тыс.ккал/год*	4,5	4,5—4,2	4,2—4,0	3,8

Примечание. По другим климатическим районам вводится коэффициент K:

Для I климатического района . . . $K = 1{,}1$
» III » » . . . $K = 0{,}9$
» IV » » . . . $K = 0{,}5$

Таблица 2

Укрупненные показатели потребления тепла на отопление на 10 $м^2$ жилой площади* при наружной температуре —26°

Потребители тепла	Максимальное потребление, *ккал/час*
Отопление и вентиляция:	
при одноэтажной застройке	2850
при двух- и трехэтажной застройке	1850
при четырех- и пятиэтажной застройке . . .	1600
Горячее водоснабжение на одного жителя	450

Пользуясь данными расхода тепла на технологические, хозяйственно-бытовые и коммунальные нужды, можно определить среднечасовые расходы пара

$$D = \frac{Q}{i_п}, \qquad (1)$$

где Q — количество тепла, *ккал/час* или *Мккал/час*;

$i_п$ — теплосодержание пара, *ккал/кг* или *Мккал/т* определяется по таблицам теплосодержания паров.

§ 4. ВЫБОР ТУРБИН И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Турбины выбираются по мощности станции (предусмотренной заданием), расходу и параметрам пара на теплоснабжение (см. приложение 1—5). По мощности турбины выбирают наиболее крупными, так как они экономичнее.

В крупных и объединенных энергосистемах конденсационные турбоагрегаты устанавливаются преимущественно мощностью 200—300 *Мвт*. На ТЭЦ, в основном, применяются турбоагрегаты мощностью 25—100 *Мвт* с начальными параметрами пара 130 *ата* и 565°.

Для изолированных электростанций агрегаты выбираются так, чтобы при выходе из строя одного из них оставшиеся обеспечили покрытие электрических нагрузок с учетом допускаемого регулирования потребителем.

Конденсаторы выбираются по поверхности охлаждения, числу ходов воды в них и кратности охлаждения на основании соответствующих технико-экономических расчетов в соответствии с условиями водоснабжения электростанций, а при оборотной системе водоснабжения — в соответствии с типом водоохлаждающего устройства.

Подогреватели сетевой воды выбираются по производительности, определяемой тепловой нагрузкой.

---

* С учетом отопления общественных зданий.

На ТЭЦ резервные подогреватели сетевой воды не устанавливаются, общая паровая магистраль с давлением 0,7—1,2 *ата* для сетевых подогревателей не предусматривается. При установке на ТЭЦ пиковых водогрейных котлов пиковые подогреватели сетевой воды, как правило, не устанавливаются.

На блочных электростанциях устанавливаются сетевые подогреватели к первому и второму блоку.

Насосы подогревателей сетевой воды подразделяются на конденсатные, сетевые и подпиточные.

Конденсатные насосы при наличии пиковых подогревателей выбираются без резерва по максимальному количеству конденсата. При этом количество насосов должно быть не менее двух. При покрытии пиковой нагрузки водогрейными котлами устанавливается резервный конденсатный насос.

Сетевые и подпиточные насосы выбираются в соответствии с гидравлическим расчетом и режимом работы тепловых сетей с учетом летнего режима работы. На ТЭЦ устанавливается резервный сетевой и подпиточный насосы.

Питательные насосы выбираются по производительности.

Для электростанций с общими питательными трубопроводами суммарная производительность всех питательных электронасосов при установке барабанных котлов должна быть такой, чтобы в случае остановки одного из насосов, оставшиеся обеспечили работу котельной при максимально длительной производительности всех котлов.

На тепловых электростанциях, имеющих связи с энергосистемой, резервные питательные турбонасосы или комбинированные насосы с электро- и турбоприводом не устанавливаются.

Если электростанции не связаны с энергосистемой или не работают параллельно с другой постоянно работающей электростанцией, то помимо насосов с электроприводом должны быть установлены два резервных насоса с паровым приводом.

Резервные насосы с паровым приводом устанавливаются также для питания всех паровых котлов со слоевым сжиганием топлива. Суммарная производительность резервных питательных насосов должна обеспечить 50% номинальной производительности всех рабочих котлов.

Турбонасосы можно использовать в качестве основных постоянно работающих. В этом случае их количество и производительность должны соответствовать количеству и производительности электронасосов. При этом количество питательных турбонасосов выбирается с учетом возможности использования отработанного турбоприводом пара.

Для прямоточных котлов питательные насосы могут иметь электрический или паровой привод, причем суммарная производительность этих насосов должна обеспечивать не менее 115% максимально длительной производительности всех котлов и в случае остановки одного из насосов оставшиеся должны обеспечить работу всех котлов с максимально длительной их производительностью.

Для электростанций с блочными схемами на каждый блок устанавливается самостоятельная группа питательных насосов с одним резервным насосом в группе. При этом производительность резервного насоса принимается не менее 50% от необходимой для блока. Питательные насосы с электроприводом должны иметь регулирование числа оборотов. Резервные питательные насосы должны иметь электрический привод. Для блоков с предвключенными турбинами резервные насосы не устанавливаются.

На блоках мощностью 300 *Мвт* и более, а также с турбинами СКР-100 применяются рабочие питательные насосы с турбоприводом.

Суммарная производительность деаэраторов выбирается по максимальному расходу питательной воды. Количество деаэраторов на неблочной станции должно быть не менее двух.

При числе деаэраторов, меньшем числа турбин, должна быть обеспечена возможность ремонта любого деаэратора при ремонте одной из присоединенных к нему турбин.

Суммарный запас питательной воды в баках основных деаэраторов для конденсационных электростанций рассчитан на 10 мин. работы и для ТЭЦ — на 20 мин.; при блоках 300 *Мвт* этот запас принимается не менее 5 мин. Емкость воды в деаэраторных баках равна 85% от их геометрического объема. Запас питательной воды в баках без давления предусматривается на 20 мин.

В случае применения блочных электростанций без деаэраторов (с деаэрацией воды в конденсаторах турбин) емкость баков деаэрированной воды перед конденсатными насосами рассчитана на 5-минутный запас.

Редукционно-охладительные установки, предназначенные для резервирования производственных регулируемых отборов пара, устанавливаются по одной для каждого параметра пара производительностью, равной отбору от одной турбины, независимо от числа устанавливаемых турбин соответствующего типа.

Редукционно-охладительные установки для резервирования отопительного отбора не устанавливаются, если при выходе из работы одной турбины остальные турбины, пиковые котлы и РОУ для пиковых сетевых подогревателей и производства могут обеспечить тепловую отдачу на отопление и горячее водоснабжение не менее 80% от максимальной.

Главные паропроводы для неблочных электростанций выполняются по схеме с переключательной перемычкой, секционированной задвижками.

Переключательная перемычка для неблочных электростанций без промежуточного перегрева пара выполняется также и в тех случаях, когда все устанавливаемые котлы соединяются непосредственно с турбинами.

При давлении пара выше 60 *ата* котлы, турбины и турбонасосы от работающей системы отключаются двумя последовательно установленными запорными органами.

Для блочных электростанций с моноблоками запорные задвижки в системе промежуточного перегрева не устанавливаются, а с дубль-блоками в системе промежуточного перегрева устанавливаются на каждой нитке по одной задвижке и одному фланцевому соединению для проглушки.

Для неблочных электростанций всасывающая и напорная магистрали питательных насосов перед подогревателями высокого давления и напорная питательная магистраль в котельной выполняются одинарными с секционирующими задвижками.

Справочные данные для всех типов турбин приведены в приложениях 1—5.

§ 5. ВЫБОР КОТЛОВ И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Котлы выбирают по расходу пара на турбины. При этом необходимо учитывать следующие рекомендации.

На конденсационных электростанциях, входящих в крупные и объединенные энергосистемы, рекомендуется применять блочные схемы с промежуточным перегревом пара и с одним котлом на каждый турбогенератор. В отдельных случаях при наличии одного промежуточного перегрева и при необходимости допускается применение блочной схемы с двумя котлами на каждый турбогенератор.

Для котлов большой производительности, состоящих из двух одинаковых корпусов, тепловая схема блока должна предусматривать возможность работы на одном корпусе при остановке второго.

На изолированных или входящих в небольшие энергосистемы конденсационных электростанциях, а также на ТЭЦ с параметрами пара до 130 *ата* и 565°, как правило, применяются схемы без промежуточного перегрева и с поперечными связями по пару и воде.

Для конденсационных электростанций производительность и число котлов рекомендуется выбирать по максимальному расходу пара без установки резервных котлов в крупных энергосистемах и с установкой одного резервного котла на изолированно работающих или входящих в небольшие энергосистемы электростанциях; для теплофикационных — по максимальному расходу пара с тем, чтобы при выходе из работы одного котла оставшиеся котлы, включая пиковые, обеспечивали максимально длительную отдачу пара на производство и среднюю за наиболее холодный месяц отдачу тепла на отопление и горячее водоснабжение. При этом в крупных энергосистемах допускается снижение электрической мощности.

Для электростанций с предвключенными турбинами ремонтные котлы высокого давления не устанавливаются.

Во всех случаях котлы выбираются с учетом оптимального укрупнения их единичной производительности. Максимум тепловой нагрузки отопления покрывается паром отборов турбин и специаль-

ных пиковых котлов, причем на отборы приходится почти половина суммарной нагрузки.

В пиковых котлах рекомендуется смешивать газ или мазут независимо от вида топлива, принятого для основных котлов ТЭЦ. Пиковые водогрейные газо-мазутные котлы сооружают открытого типа и располагают на территории ТЭЦ.

На электростанциях среднего давления (до 40 *ата*) применяются барабанные котлы. На электростанциях высокого давления (90—130 *ата*) применяются барабанные и прямоточные котлы. Для электростанций с давлением выше 130 *ата* применяются прямоточные котлы.

Шаровые барабанные мельницы с пылеприготовительной установкой выполняются по схеме с промбункерами.

Производительность мельниц выбирается из расчета обеспечения 110—115% номинальной производительности котла.

Для котлов производительностью 120 *т/час* и меньше при схеме пылеприготовления с промбункерами устанавливается одна мельница на котел, для котлов большей производительности количество мельниц должно быть минимально возможным, но не менее двух на котел.

Быстроходные и среднеходные мельницы с пылеприготовительной установкой выполняются по схеме с прямым вдуванием, т. е. без промбункера.

Количество и производительность быстроходных и среднеходных мельниц выбирается таким образом, чтобы число их было не менее двух на котел и чтобы при остановке одной из них оставшиеся обеспечили не менее 90% номинальной производительности котла при трех и более мельницах на котел и 60—75% номинальной производительности при двух мельницах на котел.

Для электростанций с блоками мощностью 300 *Мвт* и более предусматривается центральный пылезавод с паровыми сушилками, работающими на отборном паре турбин.

Производительность питателей сырого угля шаровых, барабанных, молотковых и среднеходных мельниц принимается с коэффициентом запаса 1,25 к расчетной производительности мельниц.

Производительность питателей пыли должна быть такой, чтобы при выходе из строя 12—15% из установленного числа питателей была обеспечена номинальная производительность котла.

Питатели сырого угля для молотковых мельниц и питатели пыли должны снабжаться электродвигателями с широким регулированием числа оборотов (до 1 : 5).

Емкость бункеров сырого топлива для каменных углей должна быть рассчитана на 8-часовой запас по АШ; для бурых углей — на 5-часовой запас.

Емкость промбункеров угольной пыли должна обеспечить 2—2,5-часовой запас пыли при работе котла с номинальной нагрузкой.

Дутьевые вентиляторы и дымососы. Для котлов производительностью 160 *т/час* и менее устанавливается один дутьевой вентилятор. Для котлов производительностью 120 *т/час* и меньше для всех видов топлива устанавливается один дымосос. Для котлов с большей производительностью устанавливаются по два дымососа и два вентилятора на котел.

При установке на котел двух дымососов и двух дутьевых вентиляторов производительность каждого выбирается равной 50% от номинальной, причем для котлов, работающих на тощих углях и АШ, в случае работы одного дымососа или одного дутьевого вентилятора, должна быть обеспечена нагрузка котла не менее 70% от номинальной. Для сверхмощных котлов (950 *т/час* и выше) допускается установка четырех дымососов.

Характеристика дымососов и дутьевых вентиляторов выбирается с учетом следующих запасов от расчетных величин: для дымососов и вентиляторов по производительности — 5%, по напору — 10%.

В расчетной производительности вентиляторов нужно учитывать также рециркуляцию воздуха, если она предусматривается проектом.

Для регулирования работы дымососов и дутьевых вентиляторов применяются направляющие аппараты с поворотными лопатками. Дымососы и дутьевые вентиляторы устанавливаются с двухскоростными или двумя односкоростными электродвигателями с разными числами оборотов (последние для котлов производительностью более 200 *т/час*), а также гидромуфты.

Открытая установка дымососов и дутьевых вентиляторов применяется для электростанций, работающих на жидком и газообразном топливе во всех климатических районах, а для работающих на твердом топливе — в районах с расчетной наружной температурой выше —28°.

Краткая техническая характеристика котлов приведена в приложениях 6—9.

Глава третья

ВЫБОР ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ

§ 6. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПО СТУПЕНЯМ НАПРЯЖЕНИЯ И ВЫБОР ГЕНЕРАТОРА

Расчет электрических нагрузок для каждой ступени трансформации производится по графикам, представляемым в заданиях, или по фактическому потреблению электроэнергии, определяемому по приборам.

Если заданы суточные графики нагрузок для каждого напряжения, то годовой график по продолжительности можно представить графически или в форме таблиц. При этом можно пользоваться приближенным определением нагрузки по зимнему и летнему графикам или более точным — по зимнему, летнему и весенне-осеннему графикам.

Годовой график по продолжительности строится по двум характерным суточным графикам нагрузок (зимнему и летнему). Продолжительность зимнего периода условно принимается 7 месяцев (213 суток), летнего периода — 5 месяцев (152 суток).

Для более точного построения годового графика по продолжительности принимают длительность зимнего и летнего периодов по 91 суткам и весенне-осеннего — 183 суток.

Среднегодовая нагрузка определится отношением площади годового графика по продолжительности или отношением электрической энергии, потребленной за год в киловатт-часах, к числу часов в году, т. е.

$$P_{\text{ср. год}} = \frac{A_{\text{год}}}{8760}. \qquad (2)$$

Среднегодовые нагрузки можно определить по двум характерным суточным графикам, определив среднесуточные нагрузки, т. е.

$$P_{\text{ср. год}} = \frac{(213P_{\text{ср. зим}} + 152P_{\text{ср. летн}})\,24}{t}. \qquad (3)$$

По характерным суточным графикам для всех периодов

$$P_{\text{ср. год}} = \frac{(91P_{\text{ср. зим}} + 91P_{\text{ср. летн}} + 183P_{\text{ср. осен.-вес}})\,24}{t}, \qquad (4)$$

где $P_{\text{ср. зим}}$, $P_{\text{ср. летн}}$, $P_{\text{ср. осен.-вес}}$ — среднесуточные нагрузки в зимний, летний и осенне-весенний периоды, *квт*, *Мвт* или *ква*, *Мва*;

t — число часов в году.

По средним нагрузкам можно определить коэффициент нагрузки или коэффициент заполнения графика

$$k = \frac{P_{\text{ср}\%}}{P_{\text{макс}\%}} \quad \text{или} \quad k = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{макс}}}. \qquad (5)$$

По этому коэффициенту можно установить продолжительность использования максимальной мощности

$$T_{\text{макс}} = \frac{t}{k}.$$

Все рассмотренные величины могут быть отнесены ко всем ступеням напряжений электрических станций (генераторному, повышенному, пониженному), подстанций, потребителей и систем, по которым устанавливаются средние и максимальные величины электрических нагрузок или перетоки мощностей. По этим величинам можно выбирать генераторы, трансформаторы, линии передачи и производить технико-экономические сравнения. Выбор элементов электрических схем следует производить с учетом перегрузочных возможностей (генераторов с учетом работы отборов турбин, трансформаторов и линий передачи с учетом допустимой перегрузки).

Генератор выбирается в зависимости от первичного двигателя, условия задания проектирования и технико-экономического сравнения. Характеристики синхронных генераторов, выпускаемых и проектируемых отечественными заводами, приведены в приложении 10.

§ 7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСХОДА МОЩНОСТИ НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ СТАНЦИИ ИЛИ ПОДСТАНЦИИ

На электростанциях с генераторным напряжением 10 *кв* и больше питание собственных нужд осуществляется от трансформаторов собственных нужд. При генераторном напряжении 6 *кв* и ниже питание собственных нужд осуществляется от генератора через реактированные кабельные линии или непосредственно от шин генераторного напряжения.

При любом способе питания собственных нужд для повышения надежности предусматривается секционирование шин, резервирова-

ние источников питания, применение автоматического включения резервных источников питания и т. д. На электростанциях, работающих по блочной схеме (генератор — трансформатор), потребители собственных нужд питаются также от трансформаторов или генераторов, но подсоединяются эти потребители к ошиновке со стороны низкого напряжения блока генератор — трансформатор. Такой способ питания потребителей собственных нужд надежный, не зависит от режима работы сети потребителей и снижает капитальные затраты на сооружение станции.

У современных блоков большой мощности абсолютная величина потребления электрической мощности на собственные нужды очень велика, поэтому необходимо выбирать трансформаторы собственных нужд большой мощности. Это в свою очередь приводит к неустойчивой работе оборудования во время короткого замыкания. Ограничение токов короткого замыкания достигается установкой вместо одного двух трансформаторов с половинной мощностью, расщепленных реакторов на стороне низшего напряжения, применение трансформаторов с расщепленной обмоткой вторичного напряжения, последовательного подключения реакторов и т. д. Целесообразность применения одного из этих способов ограничения токов короткого замыкания устанавливается технико-экономическими сравнениями.

Общую мощность трансформаторов собственных нужд можно установить по максимальному расходу мощности на собственные нужды электростанций, выраженной обычно в процентном отношении от установленной мощности электростанции ($P_{с.н\%}$) для:

теплоэлектростанций, работающих на пылеугольном топливе	8—14
конденсационных электростанций, работающих на пылеугольном топливе	6—11
электростанций небольшой мощности, работающих на угле, сжигаемом в кусковом виде	5—7
электростанций, работающих на жидком и газообразном топливе	3—5

Мощность потребителей собственных нужд, выраженная в процентном отношении, может быть переведена в киловатты или киловольт-амперы

$$P_{с.н} = \frac{P_{с.н\%}}{100} P_{уст}; \quad S_{с.н} = \frac{P_{с.н\%}}{100\cos\varphi} P_{уст}, \qquad (6)$$

где $P_{уст}$ — установленная мощность станции или блока, *квт*.

Основная часть потребителей собственных нужд рассчитана на напряжение 3,15—6,3 *кв*. По типовым проектам и практическим данным на остальные потребители собственных нужд, рассчитанные на напряжение 0,5—0,38 *кв*, приходится расход энергии, составляющий 1,5—2% от установленной мощности с учетом освещения.

Трансформаторы собственных нужд можно выбирать по расчетным мощностям потребителей, присоединенных к сетям собственных нужд. Известно, что заводы-изготовители обеспечивают основные агрегаты механизмами собственных нужд и соответственно

электроприводами. Составляя таблицу расчетных нагрузок основных и вспомогательных агрегатов, можно подсчитать суммарную нагрузку на собственные нужды электростанций или блоков. При этом электродвигатели с кратковременной продолжительностью работы, резервные двигатели, трансформаторы низших напряжений входят в расчетную нагрузку.

Таким образом, максимальная мощность потребителей собственных нужд (выраженная в *квт* или *ква*) может быть определена соответственно по формулам:

$$P_{\text{макс}} = \sum P_{\text{дв.ном}} \frac{k_{\text{з.ср}}}{\eta_{\text{ср}}} \text{ и } S_{\text{макс}} = \sum P_{\text{дв.ном}} \frac{k_{\text{з.ср}}}{\eta_{\text{ср}} \cos \varphi_{\text{ср}}}, \qquad (7)$$

где $\sum P_{\text{дв.ном}}$ — общая номинальная мощность электродвигателей (электростанции, блока или секции), *квт*;

$k_{\text{з.ср}}$ — среднее значение коэффициента загрузки электродвигателей, принимаемое для электростанций среднего давления 0,6—0,65; электростанций с агрегатами высоких параметров пара 0,75—0,85; электростанций с агрегатами сверхвысоких параметров пара $\approx 0{,}9$; для электродвигателей на напряжение 0,38—0,5 *кв* $\approx 0{,}7$;

$\eta_{\text{ср}}$ — среднее значение коэффициента полезного действия электродвигателей, определяемое по паспортным данным двигателей; для предварительных расчетов можно принимать равным 0,88—0,92;

$\cos \varphi_{\text{ср}}$ — среднее значение коэффициента мощности, определяемое по паспортным данным (в расчетах можно принимать $\cos \varphi_{\text{ср}} = 0{,}8 - 0{,}85$).

Если определение нагрузки ведется в табличной форме по напряжениям 3,15—6,6 *кв* и 0,38—0,5 *кв*, то максимальная нагрузка на трансформатор или секцию 3—6 *кв* определяется соотношением

$$S_{\text{макс}} = S_{\text{макс3—6}} + S_{\text{макс0,5—0,38}}. \qquad (8)$$

При питании секций собственных нужд реактированными линиями реакторы выбираются по номинальному току, т. е.

$$I_{\text{р.ном}} \geqslant \frac{P_{\text{макс 3—6}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.с.н}} \cos \varphi_{\text{ср}}} \text{ или } I_{\text{р.ном}} \geqslant \frac{S_{\text{макс 3—6}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.с.н}}}, \qquad (9)$$

где $P_{\text{макс 3—6}}$; $S_{\text{макс 3—6}}$ — мощность соответственно в *квт* или *ква* на секциях 3—6 *кв*;

$U_{\text{ном.с.н}}$ — номинальное напряжение потребителей собственных нужд, *кв*.

Необходимо учитывать, что реактор должен выбираться из расчета ограничения токов короткого замыкания на секциях собственных нужд с учетом подпитки места короткого замыкания от асинхронных (иногда синхронных) двигателей. Мощность, потребляемая

для собственных нужд понижающих подстанций, обычно незначительная (50—200 *квт*). Если на подстанции имеются синхронные компенсаторы, а вблизи от нее расположены жилые и культурно-бытовые учреждения, то расход электроэнергии на собственные нужды несомненно будет несколько больше. Поэтому в каждом частном случае мощность трансформаторов собственных нужд может быть выбрана по расчетным мощностям потребителей, присоединенных к шинам собственных нужд.

После выбора последовательно соединенных реактора и трансформатора необходимо установить наибольшую суммарную мощность самозапускающихся двигателей и проверить ее по условию допустимого снижения напряжения на шинах собственных нужд (не ниже 65—70% от номинального)

$$\sum P_{\text{дв.ном}} = \frac{(105 - U_{\text{дв}\%})\,\eta_{\text{ср}} \cos\varphi_{\text{ср}} \cdot 100}{U_{\text{дв}\%} I^{*}_{\text{пуск.дв}} (x_{\text{р}\%} + U_{\text{к}\%})} S_{\text{тр.ном}}, \qquad (10)$$

где $U_{\text{дв}\%}$ — напряжение на шинах собственных нужд во время самозапуска двигателей;

$I^{*}_{\text{пуск.дв}}$ — относительный суммарный пусковой ток всех самозапускающихся двигателей, среднее значение которого $\approx 4{,}8$;

$x_{\text{р}\%}$ — реактивное сопротивление реактора в процентах, определяется по каталогу;

$U_{\text{к}\%}$ — напряжение короткого замыкания трансформатора, %.

По этой же формуле можно определить максимальную суммарную мощность самозапускающихся двигателей при допустимом снижении напряжения и питании собственных нужд непосредственно от сборных шин станции через реактированную линию без трансформации или через трансформатор без реактора. При этом значения $U_{\text{к}\%}$ или $x_{\text{р}\%}$ в формуле будут отсутствовать (так как или $U_{\text{к}\%} = 0$, или $x_{\text{р}\%} = 0$) и в случае питания собственных нужд реактированной линией вместо $S_{\text{тр.ном}}$ подставляется пропускная мощность реактора

$$S_{\text{р.ном}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{р.ном}} U_{\text{р.ном}}. \qquad (11)$$

§ 8. НОВЫЕ ГЛАВНЫЕ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ СТАНЦИИ

Теплоэлектропроектом разработаны новые типовые схемы электрических соединений электростанций с мощными турбогенераторами и потребителями, расположенными на близком расстоянии от станций. По этим схемам предусматривается питание потребителей на генераторном напряжении и связь станции с системой на повышенных напряжениях.

Схемы с распределением энергии на генераторном напряжении

рекомендуется применять смешанного типа, с расщепленными реакторами для линий с небольшими номинальными токами и с индивидуальными реакторами для линий с большими номинальными токами. Из числа таких типовых схем для учебных проектов можно рекомендовать такие схемы.

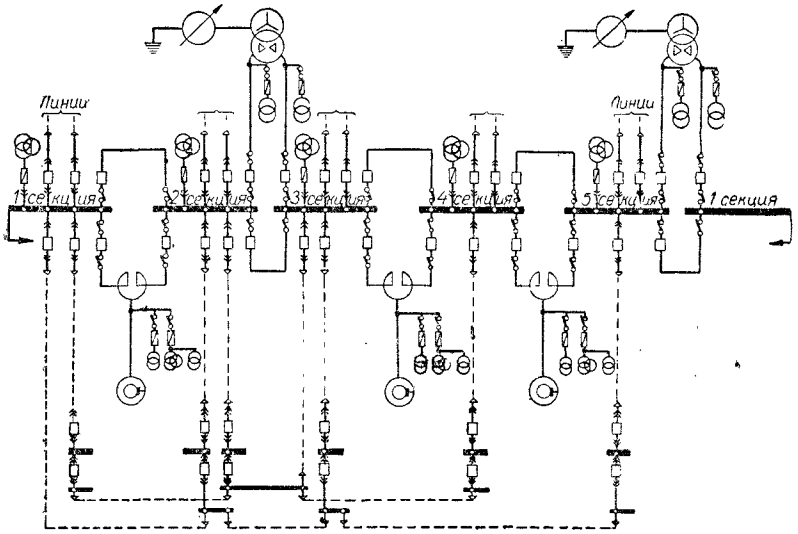


Рис. 1. Принципиальная электрическая схема станции с групповыми расщепленными реакторами в цепи генераторов.

На рис. 1 изображена принципиальная электрическая схема станции с групповыми расщепленными реакторами в цепи генераторов, со сдвоенными обмотками трансформаторов связи с системой и регулировочными трансформаторами на стороне высокого напряжения. Потребители и собственные нужды получают питание от одинарной системы шин при генераторном напряжении 6,3 *кв*. При генераторном напряжении 10 *кв* собственные нужды необходимо обеспечивать от трансформаторов 10/3,15 *кв*.

Ячейки потребительских присоединений и собственных нужд в распределительных устройствах выполняются комплектными. Применение расщепленных реакторов в цепи генераторного напряжения позволяет отказаться от индивидуальных или групповых реакторов. Эту схему рекомендуется применять для генераторов мощностью до 60 *Мвт*.

На рис. 2 представлена однолинейная электрическая схема станции с групповыми расщепленными реакторами для генераторов мощностью до 60 *Мвт*. Секции питания потребителей состоят из полусекций, по которым рекомендуется распределять нагрузку равномерно, так как значительные разницы в нагрузках вызывают перекос напряжений на рабочих полусекциях. Ячейки потребитель-

ских присоединений и собственных нужд выполняются комплектными с выключателями типа ВМГ-133. Резервное питание собственных нужд осуществляется от шинной сборки генераторного напряжения через реактированную линию при напряжении 6,3 *кв* или трансформатор 10,5/3,15 *кв* при генераторном напряжении 10,5 *кв*.

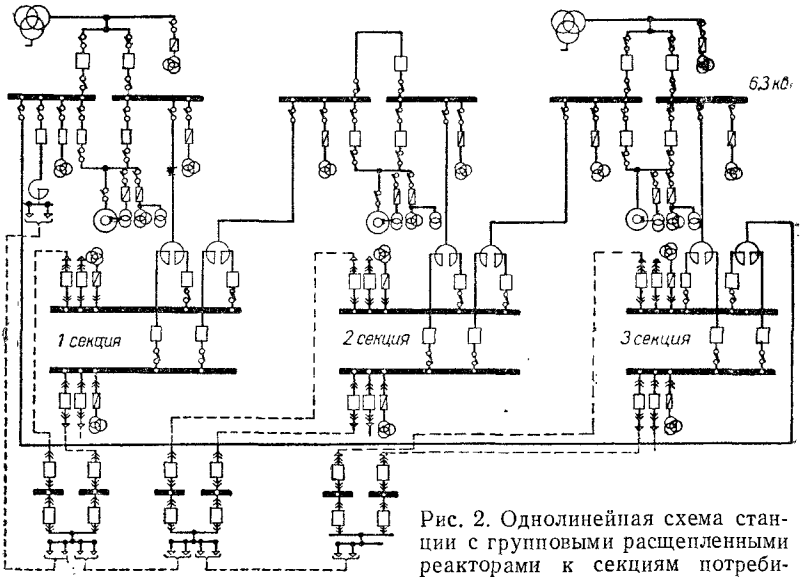


Рис. 2. Однолинейная схема станции с групповыми расщепленными реакторами к секциям потребительских присоединений.

В случае короткого замыкания на одном из фидеров секции происходит значительное снижение напряжения на соответствующей полусекции, в том числе и на потребителях собственных нужд, питающихся от нее.

Данная схема более надежна при питании собственных нужд от генераторных сборок реактированной линией (при генераторном напряжении 6,3 *кв*) или трансформаторами 10,5/3,15 *кв* (при генераторном напряжении 10,5 *кв*).

В настоящее время широко применяются схемы с одинарной или двойной секционирован-

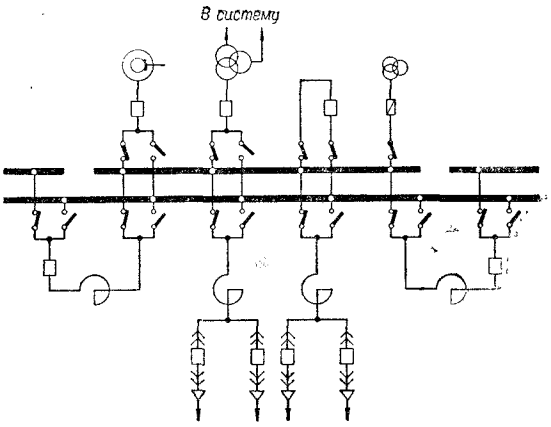


Рис. 3. Однолинейная схема с обычными реакторами.

ной системой шин и с одним обычным реактором на два присоединения (рис. 3). Выключатели реактированных присоединений устанавливаются после реакторов, что позволяет применить комплектные ячейки в распределительных устройствах генераторного напряжения. Теплоэлектропроект (ТЭП) рекомендует применять реакторы реактивностью до 8% с номинальным током 1500 *а*. Для этих схем капитальные затраты значительно меньше, чем для схем, приведенных на рис. 1, 2.

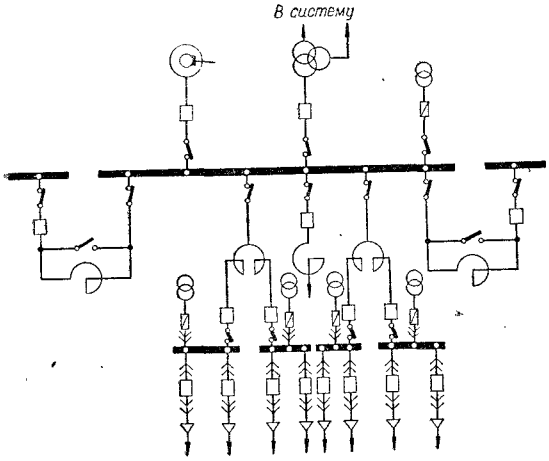


Рис. 4. Однолинейная схема станции с групповыми расщепленными реакторами.

С такими же преимуществами и с еще меньшими капитальными затратами на сооружение рекомендуются схемы с двумя групповыми расщепленными реакторами на секцию одного генератора мощностью 50—100 *Мвт* (рис. 4). Собственные нужды станции обеспечиваются реактированной линией или трансформатором собственных нужд (в зависимости от генераторного напряжения). Связь нескольких генераторов станции осуществляется секционным реактором и шунтирующим его разъединителем.

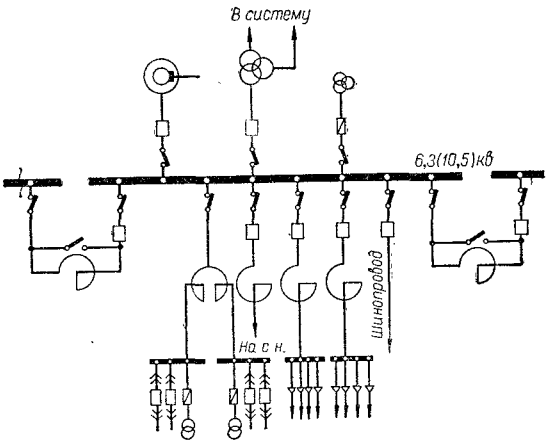


Рис. 5. Смешанная схема с групповыми обычными реакторами, групповым расщепленным реактором и шинопроводом.

На рис. 5 представлена принципиальная схема с групповыми реакторами для мелких линий, групповым расщепленным реактором и шинопроводом с номинальным током до 3000 *а* без индивидуального реактора. Теплоэлектропроект рекомендует применять групповые реакторы реактивностью до 8% и с номинальным током до 1500 *а*, а сдвоенные групповые реакторы — с номинальным током до 2×2500 *а*. При этой схеме капитальные затраты можно еще более снизить.

§ 9. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ОБОСНОВАНИЯ ПРИ ВЫБОРЕ ГЛАВНЫХ СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ

Общие рекомендации. Для технико-экономического обоснования оптимального варианта следует проанализировать технические и экономические показатели сравниваемых вариантов (указанными ниже способами). При этом рекомендуется иметь в виду следующее:

а) в вариантах с равными экономическими показателями предпочитать тот, в котором более высокие технические качества устройств и сооружений; прежде всего должна обеспечиваться надежность в эксплуатации;

б) в вариантах с равными техническими и экономическими показателями предпочитать тот, в котором предусмотрено применение установок с более высокими параметрами;

в) учитывать дефицитность материала и оборудования (цветных металлов и т. п.) и предпочитать тот вариант, в котором потребности в указанных материалах меньшие;

г) в сравниваемых вариантах должны учитываться надежность питания и обеспечение резерва.

Предельно допустимый срок окупаемости принимается 8—10 лет.

Между техническими свойствами и стоимостью сооружаемых установок существует зависимость. Так, например, повышение надежности сопровождается увеличением стоимости и, наоборот, снижение стоимости сопровождается снижением надежности или экономичности работы установок. Окончательное решение следует принимать только после сопоставления нескольких вариантов по техническим и экономическим критериям.

Технические критерии. При проектировании основными техническими качествами электротехнических установок являются:

а) надежность в работе и бесперебойность в электроснабжении потребителей с сохранением электрических параметров;

б) безопасность и удобство в эксплуатации;

в) обеспечение возможности расширения или реконструкции;

г) логичность и стройность технических решений (в техническом и экономическом отношениях).

Экономические критерии. Экономическими критериями являются стоимость установки, размер капиталовложений и годовые эксплуатационные расходы. Если по этим критериям невозможно установить оптимальный вариант, тогда применяют дополнительное условие — срок окупаемости.

Если обозначить сумму капиталовложений по одному из двух вариантов через A_1, по второму — через A_2, а полные годовые эксплуатационные расходы соответственно через $Э_1$ и $Э_2$, то преимущества одного варианта по сравнению с другим можно определить сопоставлением A_1, A_2, $Э_1$ и $Э_2$.

Отношение разности капиталовложений к разности годовых эксплуатационных расходов называется сроком окупаемости

$$\frac{A_1 - A_2}{Э_2 - Э_1} = n \text{ лет.} \qquad (12)$$

Если $n < 8$, выгоднее вариант с меньшими эксплуатационными расходами; при $n > 8$ выгоднее вариант с меньшими капиталовложениями.

Если сравнивается больше двух вариантов, то рекомендуется пользоваться такими соотношениями:

$$З_1 = Э_1 + \frac{A_1}{n_н};\ З_2 = Э_2 + \frac{A_2}{n_н};\ З_3 = Э_3 + \frac{A_3}{n_н} \text{ и т. д.,} \qquad (13)$$

где $n_н = 8$ — нормативный срок окупаемости;

$З_1$; $З_2$; $З_3$ — расчетные затраты для соответствующих вариантов.

Самым экономичным будет вариант с наименьшими расчетными затратами.

§ 10. СТОИМОСТЬ УСТАНОВКИ И РАЗМЕР КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ

При технико-экономических сопоставлениях не требуется большая точность в определении стоимости установки. Для учебных целей вполне допустим приближенный расчет по укрупненным показателям стоимости (УПС) или по расчетной стоимости отдельных элементов устройства или сооружения. В укрупненных показателях стоимости учитываются средние данные по ряду запроектированных объектов, включающие стоимость оборудования, приборов, приспособлений и стоимость их монтажа.

Учащимся следует пользоваться расчетной единичной стоимостью. В расчетной единичной стоимости, кроме стоимости по УПС, учитывается стоимость строительной части и другие расходы, относящиеся к данному элементу. Для сравнительных расчетов вполне приемлемы величины стоимости, приведенные в приложениях 11, 15, 16, 20, 21.

§ 11. ГОДОВЫЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ РАСХОДЫ

В годовые эксплуатационные расходы входят амортизационные (в том числе и расходы на капитальные ремонты); расходы на обслуживание и управление, включая расходы на текущий ремонт; стоимость потерь электроэнергии (см. § 12).

Амортизационные расходы. Вследствие износа оборудования и устройств снижается их ценность. Отчисления на амортизацию компенсируют постепенное снижение ценности оборудования. Размер отчислений определяется сроком службы любого вида оборудования и установок и суммой капиталовложений на них.

Средняя норма амортизационных отчислений по действующей инструкции МЭП принята для:

электрооборудования электростанций и подстанций	6%
линий электропередач на металлических опорах	3%
» » » смешанных »	5%
» » » деревянных »	7%
кабельных сетей	3%

Расходы на обслуживание и управление. Расходы на обслуживание, управление и текущий ремонт приняты следующие:

электрические устройства, подстанции, электростанции с мощностью основного оборудования (трансформаторов, генераторов) до 31,0 тыс. *ква*	5%
то же, при мощности 31,0—120 тыс. *ква*	3%
» » » » свыше 120 тыс. *ква*	2%
линии электропередач напряжением 35—500 *кв* на металлических и железобетонных опорах	1%
линии электропередач напряжением до 110 *кв* на деревянных опорах	2,5%
кабельные линии (рекомендация ТЭП)	1%

Полные эксплуатационные расходы зависят от стоимости объекта и приведены в табл. 3.

Таблица 3

Амортизационные отчисления, расходы на обслуживание и полные годовые отчисления

Наименование объекта	Процент от капитальных затрат		
	Амортизационные отчисления и капитальный ремонт	Расходы на обслуживание и текущий ремонт	Полные годовые отчисления
Электростанции и подстанции мощностью до 31 тыс. *ква*	6	5	11
То же, до 31—120 тыс. *ква*	6	3	9
» » свыше 120 тыс. *ква*	6	2	8
Линии электропередачи напряжением 35—500 *кв* на металлических и железобетонных опорах	3	1	4
То же, до 110 *кв* на деревянных опорах	7	2,5	9,5
Кабельные линии	3	1	4

§ 12. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ТОКОПРОВОДАХ

Потери электроэнергии являются важной составляющей годовых расходов и могут оказывать решающее влияние при выборе определенного варианта. Величина потерь электроэнергии в основном обусловлена активным (омическим) сопротивлением токоведущих частей и магнитопроводами установок. Как известно, потери мощ-

ности в токоведущих частях пропорциональны квадрату тока и сопротивлению

$$\Delta P_{ном} = I^2 R.$$

Подставив сопротивление $R = \rho \frac{l}{S}$ и ток $I = jS$, получим

$$\Delta P_{ном} = \frac{j^2 S^2 \rho l}{S} = \rho l S j^2 = \rho V j^2, \qquad (14)$$

где $V = lS$ — объем токоведущих частей, *см*³.

Если известен вес токоведущих частей $P = \lambda V$, где λ — удельный вес материала токопровода в *г/см*³, можно определить удельное значение потерь в токоведущих частях (*вт/г* или *вт/кг*) соотношением

$$\alpha = \frac{\Delta P_{ном}}{P} = \frac{\rho V}{P} j^2 = \frac{\rho}{\lambda} j^2 = k j^2. \qquad (15)$$

Множитель $k = \frac{\rho}{\lambda}$ характеризует свойство материала токопровода.

Значения k, α и удельных потерь для наиболее употребляемых в токопроводах материалов (меди и алюминия) сведены в табл. 4.

Таблица 4

Значения коэффициента, характеризующего свойства токопровода, удельного веса и удельных потерь в токоведущих частях

Материал токоведущих частей	Удельное сопротивление при 35°С ρ, $\frac{ом \cdot мм^2}{м}$	Удельный вес λ, *г/см*³	Коэффициент, характеризующий свойства материала, k	Удельные потери α, *вт/кг*
Медь	0,019	8,8	0,00216	2,16
Алюминий	0,03	2,7	0,0111	11,1

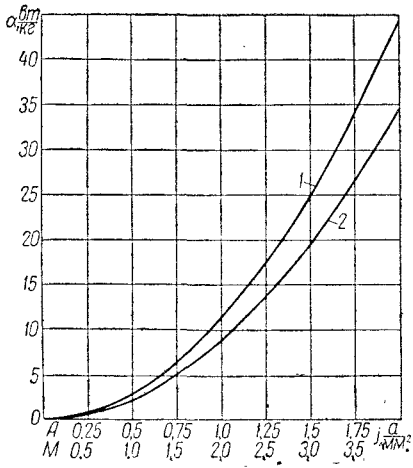


Рис. 6. Зависимость удельных потерь от плотности тока для токоведущих частей:

1 — алюминиевых; *2* — медных.

При наличии данных веса токопровода расчет потерь удобнее вести предлагаемым методом с помощью табл. 4 или графика зависимости удельных потерь от плотности тока (рис. 6) для токопроводов всех видов, кроме элементов и аппаратов с магнитными связями.

Пример 1. Определить потери электрической мощности в алюминиевом кабеле АСБ (3×95 *мм*^{2}) длиной 5 *км*, среднеквадратичная годовая нагрузка его $P = 1500$ *квт* со средневзвешенным $\cos\varphi = 0{,}8$, генераторное напряжение $U_2 = 10$ *кв*.

Средняя плотность тока кабеля

$$j_a = \frac{P}{\sqrt{3}\cos\varphi S} = \frac{1500}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0{,}8 \cdot 95} = 1{,}14 \text{ а/мм}^2.$$

Удельные потери электрической мощности в токоведущих жилах

$$\alpha = \alpha_a j_a = 11{,}1 \cdot 1{,}14^2 = 11{,}45 \text{ вт/кг}.$$

Вес токоведущих частей кабеля

$$P = V\lambda = 95 \cdot 5000 \cdot 2{,}7 \cdot 10^{-3} = 1282{,}5 \text{ кг}.$$

Потери электрической мощности в кабеле

$$\Delta P = P\alpha = 1282{,}5 \cdot 11{,}45 = 14684{,}5 \text{ вт} = 14{,}685 \text{ квт}.$$

Зная число часов работы кабеля в году, можно установить потери электрической энергии за год.

§ 13. ПОТЕРИ В ОБМОТКАХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ

При выборе числа и мощности трансформаторов необходимо учитывать назначение их в схеме электрических соединений; высшее и низшее напряжение в каждой ступени трансформации; место установки их (в закрытых или открытых распределительных устройствах); категорию нагрузок потребителей и возможность ограничения их в аварийных случаях; графики электрических нагрузок потребителей; расчетную стоимость сооружения и т. д.

Учитывая перечисленные условия, задаются несколькими вариантами количества и мощности трансформаторов или автотрансформаторов. При этом определяют их характеристику и степень обеспечения потребителей во всех возможных режимах работы. Число работающих трансформаторов при различных нагрузках определяется сопоставлением годовых потерь энергии для каждого варианта.

Потери электроэнергии в трансформаторах и автотрансформаторах состоят из постоянных потерь в стали ΔP_c и переменных потерь в меди обмоток $\Delta P_м$.

Потери в стали устанавливаются заводами при испытании холостого хода. Эти потери во всех трансформаторах и автотрансформаторах зависят не от нагрузки, а от рабочего напряжения. В технико-экономических расчетах эти потери определяются без учета изменения напряжения.

Годовые потери электроэнергии в стали определяются по формуле

$$\Delta A_c = \Delta P_c t,$$

где t — число часов работы трансформаторов или автотрансформаторов в году;

ΔP_c — мощность, теряемая в магнитопроводах трансформаторов и автотрансформаторов, или потери холостого хода, *квт*.

Определение переменных потерь активной мощности, или электроэнергии, в трансформаторах усложняется (особенно в трехобмоточных трансформаторах и автотрансформаторах), так как потери находятся в квадратичной зависимости от тока.

Сложность расчета потерь в трехобмоточных трансформаторах с разной мощностью обмоток и автотрансформаторах в том, что ток в общей обмотке равен не току нагрузки на среднем напряжении, а геометрической сумме токов среднего и высшего напряжений. Определение потерь изложено ниже в соответствии с методической необходимостью отдельно для двухобмоточных, трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов.

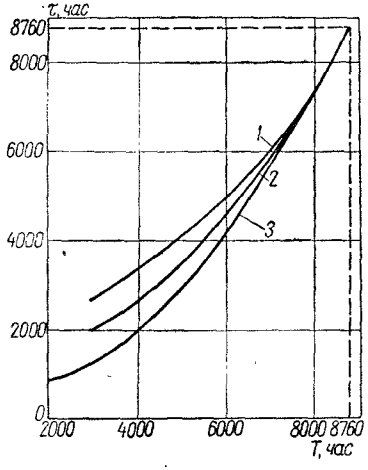


Рис. 7. Кривые зависимости τ от T и $\cos\varphi$ нагрузки:

1 — $\cos\varphi = 0{,}6$; *2* — $\cos\varphi = 0{,}8$; *3* — $\cos\varphi = 1$.

Потери энергии в двухобмоточных трансформаторах определяются теми же методами, что и для линии.

Потери в меди

$$\Delta A_м = 3 I^2_{макс} R_{тр} \tau 10^{-3} \text{ квт-ч}, \qquad (16)$$

где $I_{макс}$ — максимальный ток по графику нагрузки, проходящий через трансформатор, *а*;

$R_{тр}$ — активное сопротивление трансформатора, *ом*;

τ — условное время потерь (рис. 7).

Потери в стали

$$\Delta A_с = \Delta P_с t \text{ квт-ч}. \qquad (17)$$

Общие потери в трансформаторе

$$\Delta A = 3 I^2_{макс} R_{тр} \tau 10^{-3} + \Delta P_с t. \qquad (18)$$

В практических расчетах при определении потерь электрической энергии вводится понятие условного времени τ, в течение которого в трансформаторе, работающем с постоянной максимальной нагрузкой, теряется такое же количество энергии, как и при работе по действительному переменному графику. Зависимость $\tau = f(T)$ при определенном значении $\cos\varphi$ приведена на рис. 7. В формуле (16), заменив потери мощности на омическом сопротивлении трансформатора через величину $\Delta P_{м.ном}$ (*квт*), получим выражение для определения потерь в двухобмоточном трансформаторе

$$\Delta A = \Delta P_{м.ном} \left(\frac{S_{макс}}{S_{ном}}\right)^2 \tau + \Delta P_с t \text{ квт-ч}. \qquad (19)$$

Если работает несколько трансформаторов (n) одинаковой мощности параллельно и с одинаковым числом часов в году, то сум-

марные потери энергии за год определятся по формуле

$$\Delta A = n\Delta P_{\text{м. ном}}\left(\frac{S_{\text{макс}}}{n\,S_{\text{ном}}}\right)^2\tau + n\Delta P_{\text{с}}t.$$

Потери в трансформаторах можно выразить через их среднеквадратичные нагрузки, так как

$$S_{\text{ср. кв}} = S_{\text{макс}}\sqrt{\frac{\tau}{t}} \text{ и } S_{\text{макс}} = S_{\text{ср. кв}}\sqrt{\frac{t}{\tau}}.$$

Подставляя эти выражения в формулы (18) и (19), получим потери для одного трансформатора

$$\Delta A = \left[\Delta P_{\text{м. ном}}\left(\frac{S_{\text{ср. кв}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 + \Delta P_{\text{с}}\right]t. \qquad (20)$$

Для n одинаковых и параллельно работающих трансформаторов

$$\Delta A = \left[n\Delta P_{\text{м. ном}}\left(\frac{S_{\text{ср. кв}}}{nS_{\text{ном}}}\right)^2 + n\Delta P_{\text{с}}\right]t. \qquad (21)$$

В общем случае, когда работает несколько трансформаторов одинаковой номинальной мощности и количество их в работе меняется, суммарные потери за год определяются соотношением

$$\Delta A = n_1\Delta P_{\text{м. ном}}\left(\frac{S_{1\text{ср. кв}}}{n_1S_{\text{ном}}}\right)^2 t_1 + n_2\Delta P_{\text{м. ном}}\left(\frac{S_{2\text{ср. кв}}}{n_2S_{\text{ном}}}\right)^2 t_2 + \ldots$$

$$\ldots + n_n\Delta P_{\text{м. ном}}\left(\frac{S_{n\text{ ср. кв}}}{n_nS_{\text{ном}}}\right)^2 t_n + n_1\Delta P_{\text{с}}t_1 + n_2\Delta P_{\text{с}}t_2 + \ldots$$

$$\ldots + n_n\Delta P_{\text{с}}t_n = \left[\frac{\Delta P_{\text{м. ном}}}{n_1}\left(\frac{S_{1\text{ср. кв}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 + n_1\Delta P_{\text{с}}\right]t_1 +$$

$$+\left[\frac{\Delta P_{\text{м. ном}}}{n_2}\left(\frac{S_{2\text{ср. кв}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 + n_2\Delta P_{\text{с}}\right]t_2 + \ldots + \left[\frac{\Delta P_{\text{м. ном}}}{n_n}\left(\frac{S_{n\text{ ср. кв}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 + n_n\Delta P_{\text{с}}\right]t_n, \qquad (22)$$

где $n_1, n_2, \ldots, n_n$ — количество трансформаторов, работающих соответственно $t_1, t_2, \ldots, t_n$ часов в году;

$\Delta P_{\text{м. ном}}$ и $\Delta P_{\text{с}}$ — потери соответственно в меди и стали одного трансформатора;

$S_{1\text{ср. кв}}, S_{2\text{ср. кв}}, \ldots, S_{n\text{ср. кв}}$ — средние квадратичные мощности, которые определяются по графику нагрузки;

$S_{\text{ном}}$ — номинальная мощность каждого трансформатора.

Пример 2. На понизительной подстанции 110/10 *кв* установлены три трансформатора мощностью 31,5 *Мва* с $\Delta P_{\text{м. ном}} = 200$ *квт* и $\Delta P_{\text{с}} = 86$ *квт*.

Максимальная нагрузка на стороне низкого напряжения составляет 72 *Мвт* при средневзвешенном $\cos\varphi = 0{,}8$. Нагрузка в ночной провал и выходные дни снижается до $S_{\text{мин}} = 48$ *Мвт* при том же $\cos\varphi$. Длительность провала составляет 6 час. в сутки. Установить, есть ли необходимость отключать в резерв один трансформатор во время указанного снижения нагрузки.

Так как в году 53 выходных дня, то длительность снижения нагрузки до 48 *Мвт* в году составляет

$$t_2 = 24 \cdot 53 + 6 \cdot 312 = 3144 \text{ час.}$$

По формуле определяем потери энергии за год.

При работе трех трансформаторов

$$\Delta A_1 = \left[\frac{\Delta P_{\text{м. ном}}}{n_1}\left(\frac{S_{1\text{ср. кв}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 + n_1 \Delta P_{\text{с}}\right] t_1 + \left[\frac{\Delta P_{\text{м. ном}}}{n_1}\left(\frac{S_{2\text{ср. кв}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 + n_1 \Delta P_{\text{с}}\right] t_2 =$$

$$= \left[\frac{200}{3}\left(\frac{72}{31{,}5 \cdot 0{,}8}\right)^2 + 86 \cdot 3\right] 5616 + \left[\frac{200}{3}\left(\frac{48}{31{,}5 \cdot 0{,}8}\right)^2 + 86 \cdot 3\right] 3144 =$$

$$= 4\,500\,000 + 1\,570\,000 = 6\,070\,000 \text{ квт-ч.}$$

Если во время снижения нагрузки один трансформатор отключается в резерв, то

$$\Delta A_2 = \left[\frac{\Delta P_{\text{м. ном}}}{n_1}\left(\frac{S_{1\text{ср. кв}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 + n_1 \Delta P_{\text{с}}\right] t_1 + \left[\frac{\Delta P_{\text{м. ном}}}{n_2}\left(\frac{S_{2\text{ср. кв}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 + n_2 \Delta P_{\text{с}}\right] t_2 =$$

$$= \left[\frac{200}{3}\left(\frac{72}{31{,}5 \cdot 0{,}8}\right)^2 + 86 \cdot 3\right] 5616 + \left[\frac{200}{2}\left(\frac{48}{31{,}5 \cdot 0{,}8}\right)^2 + 86 \cdot 2\right] 3144 =$$

$$= 4\,500\,000 + 1\,660\,000 = 6\,160\,000 \text{ квт-ч.}$$

Отключать один трансформатор в резерв во время снижения нагрузки нет необходимости, так как при этом увеличиваются потери электрической энергии

$$\Delta A = \Delta A_2 - \Delta A_1 = 6\,160\,000 - 6\,070\,000 = 90\,000 \text{ квт-ч.}$$

Потери энергии в трехобмоточных трансформаторах и автотрансформаторах. Расчет потерь многообмоточных трансформаторов сложнее, так как его нужно производить по трехлучевой схеме замещения. Каждый завод-изготовитель определяет номинальные параметры выпускаемых трансформаторов, в том числе и значения потерь в меди для всех направлений потоков мощности:

от высшего напряжения к среднему

$$\Delta P_{\text{В–С}} = \Delta P_{\text{В}} + \Delta P_{\text{С}};$$

от высшего напряжения к низшему

$$\Delta P_{\text{В–Н}} = \Delta P_{\text{В}} + \Delta P_{\text{Н}};$$

от среднего напряжения к низшему

$$\Delta P_{\text{С–Н}} = \Delta P_{\text{С}} + \Delta P_{\text{Н}}.$$

Номинальные потери в лучах трехлучевой схемы замещения (при номинальной нагрузке лучей) трехобмоточных трансформато-

ров, имеющих все обмотки равной мощности, можно определить решением трех уравнений, т. е.

$$\Delta P_{\text{В}} = \frac{\Delta P_{\text{В–С}} + \Delta P_{\text{В–Н}} - \Delta P_{\text{С–Н}}}{2};$$

$$\Delta P_{\text{С}} = \frac{\Delta P_{\text{В–С}} + \Delta P_{\text{С–Н}} - \Delta P_{\text{В–Н}}}{2};$$

$$\Delta P_{\text{Н}} = \frac{\Delta P_{\text{В–Н}} + \Delta P_{\text{С–Н}} - \Delta P_{\text{В–С}}}{2}. \qquad (23)$$

Отечественные заводы выпускают трехобмоточные трансформаторы с уменьшенными допускаемыми нагрузками на обмотки среднего и низкого напряжения ($0{,}67\,S_{\text{ном}}$). Тогда потери в обмотках высокого, среднего и низкого напряжений при протекании в каждой из них номинальной мощности $S_{\text{В ном}}$, $S_{\text{С ном}}$, $S_{\text{Н ном}}$ будут иметь соответственно значения $\Delta P'_{\text{В}}$, $\Delta P'_{\text{С}}$, $\Delta P'_{\text{Н}}$.

В обмотках среднего и низкого напряжения, рассчитанных на нагрузку $0{,}67S_{\text{ном}}$, расчетные токи и сечение меди уменьшены пропорционально отношению $\frac{S_{\text{С ном}}}{S_{\text{ном}}}$ или $\frac{S_{\text{Н ном}}}{S_{\text{ном}}}$, а омическое сопротивление обмоток увеличено пропорционально $\frac{S_{\text{ном}}}{S_{\text{С ном}}}$ или $\frac{S_{\text{ном}}}{S_{\text{Н ном}}}$. Потери активной мощности в меди пропорциональны квадрату тока и омическому сопротивлению, поэтому они уменьшатся соответственно в $\frac{S_{\text{С ном}}}{S_{\text{ном}}}$ или $\frac{S_{\text{Н ном}}}{S_{\text{ном}}}$ раз.

Поэтому номинальные потери в лучах трехлучевой схемы замещения трехобмоточных трансформаторов с обмотками разной мощности на среднем и низком напряжениях определяются по выражениям:

$$\Delta P'_{\text{В}} = \frac{\Delta P_{\text{В–С}} + \Delta P_{\text{В–Н}} - \Delta P_{\text{С–Н}}}{2} = \Delta P_{\text{В}};$$

$$\Delta P'_{\text{С}} = \frac{\Delta P_{\text{В–С}} + \Delta P_{\text{С–Н}} - \Delta P_{\text{В–Н}}}{2} \cdot \frac{S_{\text{С ном}}}{S_{\text{ном}}} = \Delta P_{\text{С}} \frac{S_{\text{С ном}}}{S_{\text{ном}}};$$

$$\Delta P'_{\text{Н}} = \frac{\Delta P_{\text{В–Н}} + \Delta P_{\text{С–Н}} - \Delta P_{\text{В–С}}}{2} \cdot \frac{S_{\text{Н ном}}}{S_{\text{ном}}} = \Delta P_{\text{Н}} \frac{S_{\text{Н ном}}}{S_{\text{ном}}}. \qquad (24)$$

Номинальные потери в лучах трехлучевой схемы замещения силовых автотрансформаторов можно определить по коэффициенту выгодности

$$\alpha = 1 - \frac{1}{k_{\text{В–С}}},$$

где $k_{\text{В–С}}$ — коэффициент трансформации.

Коэффициент трансформации представляет собой отношение высшего напряжения к среднему или отношение тока обмотки среднего напряжения к току обмотки высокого напряжения, т. е.

$$k_{\text{В—С}} = \frac{U_{\text{В}}}{U_{\text{С}}} = \frac{I_{\text{С ном}}}{I_{\text{В ном}}}.$$

Как правило, потери задаются в виде отношения к собственной мощности обмоток, поэтому для автотрансформаторов необходимо производить пересчет потерь на их номинальную мощность.

В автотрансформаторах коэффициент выгодности α можно выразить отношением мощности обмотки, рассчитанной на меньшую нагрузку, к номинальной мощности автотрансформатора, т. е. $\alpha = \frac{S_{\text{Н ном}}}{S_{\text{ном}}}$. Тогда расчетные величины номинальных потерь в лучах трехлучевой схемы автотрансформатора определятся соотношениями:

$$\Delta P'_{\text{В}} = \frac{\Delta P_{\text{В—С}} + \frac{\Delta P_{\text{В—Н}}}{\alpha^2} - \frac{\Delta P_{\text{С—Н}}}{\alpha^2}}{2};$$

$$\Delta P'_{\text{С}} = \frac{\Delta P_{\text{В—С}} + \frac{\Delta P_{\text{С—Н}}}{\alpha^2} - \frac{\Delta P_{\text{В—Н}}}{\alpha^2}}{2};$$

$$\Delta P'_{\text{Н}} = \frac{\frac{\Delta P_{\text{В—Н}}}{\alpha^2} + \frac{\Delta P_{\text{С—Н}}}{\alpha^2} - \Delta P_{\text{В—С}}}{2}. \qquad (25)$$

Полная мощность потерь в меди трехобмоточных трансформаторов с одинаковыми мощностями обмоток

$$\Delta P_{\text{м. ном}} = \Delta P_{\text{В}}\left(\frac{S_{\text{В}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 + \Delta P_{\text{С}}\left(\frac{S_{\text{С}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 + \Delta P_{\text{Н}}\left(\frac{S_{\text{н}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2; \qquad (26)$$

для трехобмоточных трансформаторов с разными мощностями обмоток (среднего и низкого напряжений)

$$\Delta P_{\text{м. ном}} = \Delta P'_{\text{В}}\left(\frac{S_{\text{В}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 + \Delta P'_{\text{С}}\left(\frac{S_{\text{С}}}{S_{\text{С ном}}}\right)^2 + \Delta P'_{\text{Н}}\left(\frac{S_{\text{Н}}}{S_{\text{Н ном}}}\right)^2; \qquad (27)$$

для автотрансформаторов

$$\Delta P_{\text{м. ном}} = \Delta P'_{\text{В}}\left(\frac{S_{\text{В}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 + \Delta P'_{\text{С}}\left(\frac{S_{\text{С}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 + \Delta P'_{\text{Н}}\left(\frac{S_{\text{Н}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2, \qquad (28)$$

где $S_{\text{В}}$, $S_{\text{С}}$, $S_{\text{Н}}$, $S_{\text{ном}}$ — мощности соответственно на сторонах высокого, среднего, низкого напряжений и номинальная мощность трансформатора или автотрансформатора, *ква*.

Полные потери энергии в меди трехобмоточных трансформаторов за год можно определить по формулам (26)—(28) и по величине τ (времени потерь), приведенной на рис. 8 в виде функции

$$\tau = f(T,\ \cos\varphi) \text{ и } \tau = f(T).$$

Время работы трансформатора с нагрузкой определяется по формуле

$$T = \frac{A}{P_{\text{макс}}}.$$

Средневзвешенный коэффициент мощности $\cos\varphi$ определяется как отношение активной и кажущейся мощности $\left(\cos\varphi = \frac{P}{S}\right)$. Для современных станций и подстанций $\cos\varphi = 0{,}8 \div 0{,}85$.

Полные потери в трехобмоточных трансформаторах и автотрансформаторах за год можно определить и такими равенствами:

для одного трехобмоточного трансформатора или автотрансформатора

$$\Delta A = \Delta P_{\text{м. ном}}\tau + \Delta P_{\text{с}} t; \quad (29)$$

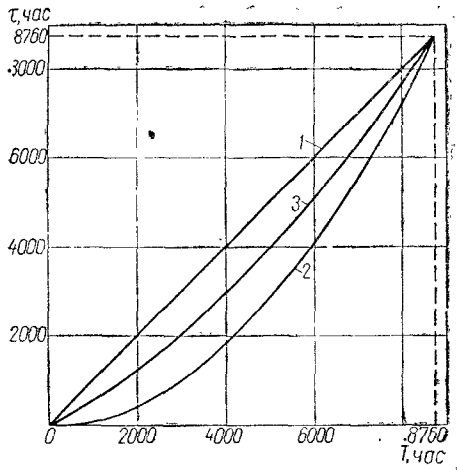


Рис. 8. Кривые зависимости τ от T:
1 — максимально возможное значение времени потерь $\tau_1 = T$; *2* — минимально возможное значение времени потерь $\tau_2 = \frac{T^2}{8760}$; *3* — среднее расчетное значение времени потерь $\tau_3 = \frac{\tau_1 + \tau_2}{2}$.

для n равных трехобмоточных трансформаторов или автотрансформаторов с равным временем работы

$$\Delta A = (\Delta P_{\text{м. ном}}\tau + \Delta P_{\text{с}} t)\, n; \quad (30)$$

в общем случае, когда работает несколько трехобмоточных трансформаторов или автотрансформаторов с одинаковой номинальной мощностью, но количество их в работе меняется

$$\Delta A = (\Delta P_{\text{м. ном}}\tau_1 + \Delta P_{\text{с}} t_1)\, n_1 + (\Delta P_{\text{м. ном}}\tau_2 + \Delta P_{\text{с}} t_2)\, n_2 + \\ + (\Delta P_{\text{м. ном}}\tau_3 + \Delta P_{\text{с}} t_3)\, n_3 + \ \ldots\ + (\Delta P_{\text{м. ном}}\tau_n + \Delta P_{\text{с}} t_n)\, n_n. \quad (31)$$

Полные годовые потери в n работающих трехобмоточных трансформаторах с обмотками одинаковой мощности согласно формулам (23), (26), (29) можно определить по фактическим нагрузкам и времени работы

$$\Delta A = \sum n\Delta P_{\text{с}} t + \frac{1}{n}\sum\left(\Delta P_{\text{В}}\frac{S_{\text{В}}^2}{S_{\text{ном}}^2} + \Delta P_{\text{С}}\frac{S_{\text{С}}^2}{S_{\text{ном}}^2} + \Delta P_{\text{Н}}\frac{S_{\text{Н}}^2}{S_{\text{ном}}^2}\right) t; \quad (32)$$

по максимальным нагрузкам обмоток и времени максимальных потерь энергии τ

$$\Delta A = \sum n\Delta P_c t + \frac{1}{n}\sum\left(\Delta P_В \frac{S^2_{В\,макс}}{S^2_{ном}}\tau_В + \Delta P_С \frac{S^2_{С\,макс}}{S^2_{ном}}\tau_С + \right.$$
$$\left. + \Delta P_Н \frac{S^2_{Н\,макс}}{S^2_{ном}}\tau_Н\right). \qquad (33)$$

Из формул (24), (27) полные годовые потери в n работающих трехобмоточных трансформаторах с обмотками разной мощности (среднего и низкого напряжений) можно также определить

по фактическим нагрузкам и времени работы в году

$$\Delta A = \sum n\Delta P_c t + \frac{1}{n}\sum\left(\Delta P'_В \frac{S^2_В}{S^2_{ном}} + \Delta P'_С \frac{S^2_С}{S^2_{С\,ном}} + \Delta P'_Н \frac{S^2_Н}{S^2_{Н\,ном}}\right) t; \quad (34)$$

по максимальным нагрузкам обмоток и времени максимальных потерь энергии τ

$$\Delta A = \sum n\Delta P_c t + \frac{1}{n}\sum\left(\Delta P'_В \frac{S^2_{В\,макс}}{S^2_{ном}}\tau_В + \Delta P'_С \frac{S^2_{С\,макс}}{S^2_{С\,ном}}\tau_С + \right.$$
$$\left. + \Delta P'_Н \frac{S^2_{Н\,макс}}{S^2_{Н\,ном}}\tau_Н\right). \qquad (35)$$

Из формул (25), (28), (29) определим полные годовые потери в n работающих автотрансформаторах по фактическим нагрузкам и времени работы в году

$$\Delta A = \sum n\Delta P_c t + \frac{1}{n}\sum\left(\Delta P'_В \frac{S^2_В}{S^2_{ном}} + \Delta P'_С \frac{S^2_С}{S^2_{ном}} + \Delta P'_Н \frac{S^2_Н}{S^2_{ном}}\right) t; \quad (36)$$

по максимальным нагрузкам обмоток и времени максимальных потерь энергии τ

$$\Delta A = \sum n\Delta P_c t + \frac{1}{n}\sum\left(\Delta P'_В \frac{S^2_{В\,макс}}{S^2_{ном}}\tau_В + \Delta P'_С \frac{S^2_{С\,макс}}{S^2_{ном}}\tau_С + \right.$$
$$\left. + \Delta P'_Н \frac{S^2_{Н\,макс}}{S_{ном}}\tau_Н\right), \qquad (37)$$

где $S_В$, $S_С$, $S_Н$, $S_{В\,макс}$, $S_{С\,макс}$, $S_{Н\,макс}$ — соответственно нагрузки обмоток всех трансформаторов или автотрансформаторов в течение времени t и максимальные нагрузки обмоток в течение времени максимальных потерь (τ);

$S_{\text{В ном}}$, $S_{\text{С ном}}$, $S_{\text{Н ном}}$ — номинальные мощности трансформаторов или автотрансформаторов и их средней и низкой обмоток;

$\Delta P_{\text{с}}$, $\Delta P_{\text{В}}$, $\Delta P_{\text{С}}$, $\Delta P_{\text{Н}}$, $\Delta P'_{\text{В}}$, $\Delta P'_{\text{С}}$, $\Delta P'_{\text{Н}}$ — соответственно потери в стали и меди обмоток трансформаторов или автотрансформаторов, *квт*;

t — время работы в году трансформаторов или автотрансформаторов;

$\tau_{\text{В}}$, $\tau_{\text{С}}$, $\tau_{\text{Н}}$ — время максимальных потерь в году обмоток трансформаторов или автотрансформаторов определяется по кривым рис. 7, 8.

§ 14. ПОТЕРИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В ОБМОТКАХ ГЕНЕРАТОРОВ И ДВИГАТЕЛЕЙ

Годовые потери в обмотках вращающихся электрических машин можно определять равенством

$$\Delta A = \Delta P \tau. \tag{38}$$

Потери ΔP можно определить по выражению (17).

Если потери определяются по средним квадратичным величинам ($I_{\text{ср. кв}}$, $P_{\text{ср. кв}}$), то в равенстве (38) необходимо подставить то же среднее значение τ, которое можно определить по кривой рис. 8 или по формулам:

$$\tau_{\text{ср}} = \frac{1}{I^2_{\text{макс}}} \int_0^t I^2 dt = \frac{I^2_{\text{ср. кв}}}{I^2_{\text{макс}}} 8760 \tag{39}$$

или

$$\tau_{\text{ср}} = \frac{T + \frac{T^2}{8760}}{2} = \frac{\tau_{\text{макс}} + \tau_{\text{мин}}}{2}, \tag{40}$$

где $I_{\text{ср. кв}}$ — средний квадратичный ток в обмотке, *а* или *ка*;

$I_{\text{макс}}$ — максимальное значение тока в обмотке, *а* или *ка*;

$\tau_{\text{макс}}$ — максимальное время потерь в году, час.;

$\tau_{\text{мин}}$ — минимальное время потерь в году, час.;

T — время использования максимальной нагрузки, час.

§ 15. СТОИМОСТЬ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Стоимость потерь электроэнергии определяется по следующей формуле:

$$Э_{п} = (\Delta P_{м.\ ном} + \Delta P_{с})\, c, \qquad (41)$$

где c — себестоимость электроэнергии, *руб/квт-ч*.

По данным Госплана СССР себестоимость электроэнергии для Европейской части СССР принимается равной 0,008 *руб/квт-ч*; для Центрально-Сибирской системы и Казахстана — 0,006 *руб/квт-ч*.

Пример 3. Выполнить технико-экономическое сравнение трех вариантов главной схемы электрических соединений.

Принципиальные схемы соединений для сравниваемых вариантов приведены на рис. 9, 10, 11. Перетоки мощности в схеме каждого варианта представлены

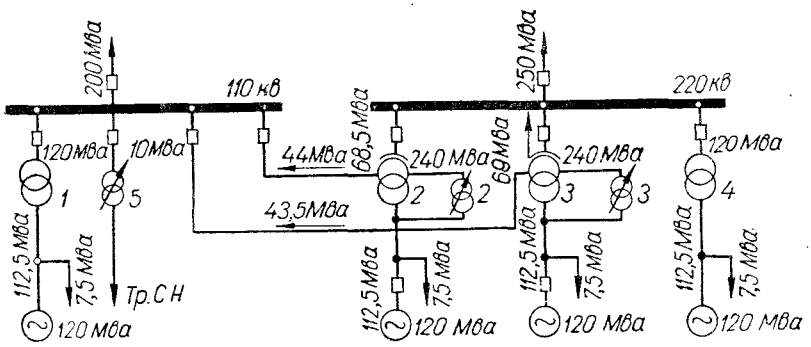


Рис. 9. Принципиальная схема соединения для варианта I.

в *Мва* при $\cos\varphi = 0{,}83$ для режима максимальных нагрузок. Число часов работы трансформаторов и автотрансформаторов $t = 8760$ час/год. Число часов использования максимума нагрузки принято $T = 6000$ час/год.

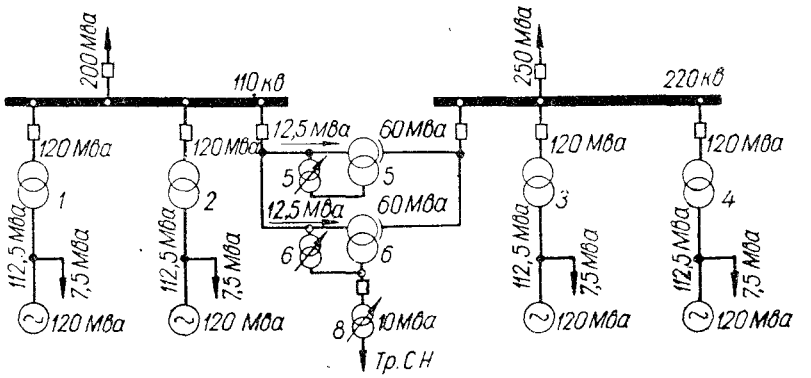


Рис. 10. Принципиальная схема соединения для варианта II.

Характеристики сравниваемых элементов и устройств сведены в табл. 5.

Таблица 5

Характеристика сравниваемых элементов вариантов к примеру 3

Наименование элементов	Расчетная стоимость единицы, тыс. руб.	Номинальные потери, *квт*			
		$\Delta P_с$	$\Delta P_м$		
			$\Delta P_{В-С}$	$\Delta P_{В-Н}$	$\Delta P_{С-Н}$
Установка с трехфазными автотрансформаторами 220/110/13,8 *кв*, $S_{ном} = 240$ *Мва*	275,0	430	555	265	370
То же, $S_{ном} = 60$ *Мва*	127,0	115	177	148	149
Установка с трехфазными трансформаторами 110/13,8 *кв*, $S_{ном} = 120$ *Мва*	108,0	220	—	500	—
Установка с трехфазными трансформаторами 220/13,8 *кв*, $S_{ном} = 120$ *Мва*	170,0	240	—	565	—
Установка с трехфазным трансформатором собственных нужд и регулированием напряжения под нагрузкой 110/6 *кв*, $S_{ном} = 10$ *Мва*	33,0	25	—	120	—
То же, 10/6 *кв*, $S_{ном} = 7{,}5$ *Мва* .	20,0	28	—	96	—
Регулирующее устройство напряжения для варианта I, $S_{ном} = 240$ *Мва*	40,0	94	—	222	—
То же, для варианта II, $S_{ном} = 60$ *Мва*	45,0	42	—	125	—
Ячейка ОРУ 220 *кв* с выключателем типа ВВН-220	100,0	—	—	—	—
Ячейка ОРУ 110 *кв* с выключателем типа ВВН-110	35,0	—	—	—	—
Ячейка РУ-13,8 *кв* с выключателем типа МГ-10	9,5	—	—	—	—

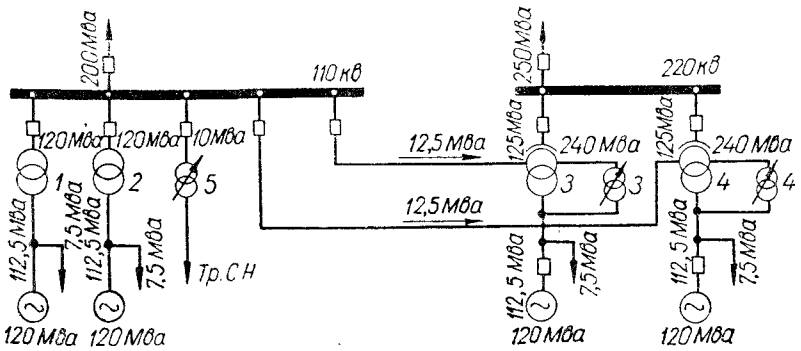


Рис. 11. Принципиальная схема соединения для варианта III.

Пользуясь табл. 5 и принятыми схемами, составим расчет стоимости оборудования по вариантам и сведем в табл. 6. По затрате капиталовложений при сооружении схемы соединений третий вариант является наивыгоднейшим. Для окончательного решения вопроса по выбору варианта необходимо определить потери энергии во всех вариантах и годовые эксплуатационные расходы.

Таблица 6

Расчет стоимости оборудования по вариантам

Наименование элементов	I вариант		II вариант		III вариант	
	Количество единиц, шт.	Сумма, тыс. руб.	Количество единиц, шт.	Сумма, тыс. руб.	Количество единиц, шт.	Сумма, тыс. руб.
Установка с трехфазными автотрансформаторами 220/110/13,8 *кв*, $S_{ном} = 240$ *Мва*	2	550,0	—	—	2	550,0
То же, с $S_{ном} = 60$ *Мва*	—	—	2	254,0	—	—
Установка с трехфазным трансформатором 110/13,8 *кв*, $S_{ном} = 120$ *Мва*	1	108,0	2	216,0	2	216,0
То же, при напряжениях 220/13,8 *кв*, $S_{ном} = 120$ *Мва* . .	1	170,0	2	340,0	—	—
Установка с трехфазным трансформатором собственных нужд 110/6 *кв* с регулированием напряжения под нагрузкой, $S_{ном} = 10$ *Мва*	1	33,0	—	—	1	33,0
То же, при напряжениях 13,8/6 *кв*, $S_{ном} = 10$ *Мва*	—	—	1	20,0	—	—
В I и III вариантах с проходной мощностью $S_{ном} = 240$ *Мва* . .	2	80,0	—	—	2	80,0
То же, во II варианте с проходной мощностью $S_{ном} = 60$ *Мва*	—	—	2	50,0	—	—
Ячейка ОРУ 220 *кв* с выключателем типа ВВН-220	3	300,0	3	300,0	2	200,0
Ячейка ОРУ 110 *кв* с выключателем типа ВВН-110	4	140,0	3	105,0	5	175,0
Ячейка РУ 13,8 *кв* с выключателем типа МГ-10	2	19,0	1	9,5	2	19,0
Итого капиталовложений A по вариантам	—	1500,0	—	1294,5	—	1273,0
Разница по отношению к III варианту	—	227,0	—	21,5	—	—

Определение потерь мощности в обмотках автотрансформаторов по трехлучевой схеме замещения. Рассчитаем потери мощности в обмотках автотрансформаторов 220/110/13,8 *кв* с $S_{ном} = 240$ *Мва* по формуле (25). Коэффициент ценности $\alpha = 0{,}5$

$$\Delta P'_{В} = \frac{\Delta P_{В-С} + \frac{\Delta P_{В-Н}}{\alpha^2} - \frac{\Delta P_{С-Н}}{\alpha^2}}{2} = \frac{555 + \frac{265}{0{,}5^2} - \frac{370}{0{,}5^2}}{2} = 67{,}5 \text{ кВт};$$

$$\Delta P'_{\text{С}} = \frac{\Delta P_{\text{В–С}} + \frac{\Delta P_{\text{С–Н}}}{\alpha^2} - \frac{\Delta P_{\text{В–Н}}}{\alpha^2}}{2} = \frac{555 + \frac{370}{0{,}5^2} - \frac{265}{0{,}5^2}}{2} = 487{,}5 \text{ } квт;$$

$$\Delta P'_{\text{Н}} = \frac{\frac{\Delta P_{\text{В–Н}}}{\alpha^2} + \frac{\Delta P_{\text{С–Н}}}{\alpha^2} - \Delta P_{\text{В–С}}}{2} = \frac{\frac{265}{0{,}5^2} + \frac{370}{0{,}5^2} - 555}{2} = 995 \text{ } квт.$$

Данные $\Delta P_{\text{В–С}}$; $\Delta P_{\text{В–Н}}$: $\Delta P_{\text{С–Н}}$ приведены в приложениях 12, 13, 14.

Потери мощности в обмотках автотрансформаторов 220/110/13,8 *кв* с $S_{\text{ном}} = 60$ *Мва* пересчитаем по характеристикам, приведенным в приложениях 12, 13, 14 и по тем же уравнениям:

$$\Delta P'_{\text{В}} = \frac{177 + \frac{148}{0{,}5^2} - \frac{149}{0{,}5^2}}{2} = 86{,}5 \text{ } квт;$$

$$\Delta P'_{\text{С}} = \frac{177 + \frac{149}{0{,}5^2} - \frac{148}{0{,}5^2}}{2} = 99{,}5 \text{ } квт;$$

$$\Delta P'_{\text{Н}} = \frac{\frac{148}{0{,}5^2} + \frac{149}{0{,}5^2} - 177}{2} = 506{,}0 \text{ } квт.$$

На схеме всех вариантов указаны распределения потоков мощности, необходимые для определения потерь электроэнергии.

Определение потерь электроэнергии в обмотках трансформаторов и автотрансформаторов. При $T = 6000$ час/год и $\cos\varphi = 0{,}83$ по кривой, приведенной на рис. 7, $\tau = 5100$. Число часов работы установок в году $t = 8760$ час/год.

Потери электроэнергии по I варианту (рис. 9). В автотрансформаторах 220/110/13,8 *кв* с $S_{\text{ном}} = 240$ *Мва*

$$\Delta A_1 = (\Delta P_{\text{м. ном}}\tau + \Delta P_{\text{с}} t)\, n = (242 \cdot 5100 + 430 \cdot 8760) \cdot 2 = 9{,}66 \cdot 10^6 \text{ } квт\text{-}ч/год,$$

где

$$\Delta P_{\text{м}} = \Delta P'_{\text{В}} \left(\frac{S_{\text{В}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 + \Delta P'_{\text{С}} \left(\frac{S_{\text{С}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 + \Delta P'_{\text{Н}} \left(\frac{S_{\text{Н}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 =$$

$$= 67{,}5 \left(\frac{68{,}5}{240}\right)^2 + 487{,}5 \left(\frac{44{,}0}{240}\right)^2 + 995 \left(\frac{112{,}5}{240}\right)^2 = 242 \text{ } квт.$$

В трансформаторе 220/13,8 *кв* с $S_{\text{ном}} = 120$ *Мва*

$$\Delta A_2 = \Delta P_{\text{м. ном}} \left(\frac{S_{\text{ср. кв}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 \tau + \Delta P_{\text{с}} t = 565 \left(\frac{112{,}5}{120}\right)^2 5100 +$$

$$+ 240 \cdot 8760 = 4{,}63 \cdot 10^6 \text{ } квт\text{-}ч/год.$$

В трансформаторе 110/13,8 *кв* с $S_{\text{ном}} = 120$ *Мва*

$$\Delta A_3 = \Delta P_{\text{м. ном}} \left(\frac{S_{\text{ср. кв}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 \tau + \Delta P_{\text{с}} t =$$

$$= 500 \left(\frac{112{,}5}{120}\right)^2 5100 + 220 \cdot 8760 = 4{,}17 \cdot 10^6 \text{ } квт\text{-}ч/год.$$

В регулирующих устройствах автотрансформаторов проходной мощностью 240 *Мва*

$$\Delta A_4 = \frac{\Delta P_{\text{м. ном}}}{n} \left(\frac{S_{\text{ср. кв}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 \tau + \Delta P_{\text{с}} t = \frac{222}{2} \left(\frac{225}{240}\right)^2 5100 +$$

$$+ 2 \cdot 94 \cdot 8760 = 2{,}15 \cdot 10^6 \text{ } квт\text{-}ч/год.$$

В установке с трехфазным трансформатором собственных нужд 110/6 *кв* с $S_{ном} = 10$ *Мва* нет необходимости рассчитывать потери, так как этот трансформатор находится обычно в отключенном состоянии.

Общие потери по I варианту

$$\Delta A = \Delta A_1 + \Delta A_2 + \Delta A_3 + \Delta A_4 =$$
$$= (9{,}65 + 4{,}63 + 4{,}17 + 2{,}15)\,10^6 = 20{,}60 \cdot 10^6 \text{ } \textit{квт-ч/год}.$$

Потери электроэнергии по II варианту в автотрансформаторах 220/110/13,8 *кв* с $S_{ном} = 60$ *Мва* (см. рис.10). В данном случае к одному автотрансформатору подключен резервный трансформатор собственных нужд, который практически не работает на протяжении года, т. е. оба автотрансформатора работают в трансформаторном режиме. Поэтому потери электроэнергии определятся соотношением

$$\Delta A_1 = \frac{\Delta P_{м.\,ном}}{n}\left(\frac{S_{ср.\,кв}}{S_{ном}}\right)^2 \tau + n\Delta P_c t = \frac{177}{2}\left(\frac{25}{60}\right)^2 5100 +$$
$$+ 2 \cdot 115 \cdot 8760 = 2{,}127 \cdot 10^6 \text{ } \textit{квт-ч/год}.$$

Потери в трансформаторах 110/13,8 *кв* с $S_{ном} = 120$ *Мва*

$$\Delta A_2 = \frac{\Delta P_{м.\,ном}}{n}\left(\frac{S_{ср.\,кв}}{S_{ном}}\right)^2 \tau + n\Delta P_c t = \frac{500}{2}\left(\frac{225}{120}\right)^2 5100 +$$
$$+ 2 \cdot 220 \cdot 8760 = 8{,}34 \cdot 10^6 \text{ } \textit{квт-ч/год}.$$

Потери в трансформаторах 220/13,8 *кв* с $S_{ном} = 120$ *Мва*

$$\Delta A_3 = \frac{565}{2}\left(\frac{225}{120}\right)^2 5100 + 2 \cdot 240 \cdot 8760 = 9{,}26 \text{ } \textit{квт-ч/год}.$$

Потери электроэнергии в регулирующих устройствах с проходной мощностью 60 *Мва*

$$\Delta A_4 = \frac{125}{2}\left(\frac{25}{60}\right)^2 5100 + 2 \cdot 42 \cdot 8760 = 0{,}846 \cdot 10^6 \text{ } \textit{квт-ч/год}.$$

Полные потери электрической энергии в обмотках трансформаторов и автотрансформаторов по II варианту

$$\Delta A = \sum_1^n A_n = (2{,}127 + 8{,}34 + 9{,}26 + 0{,}846)\,10^6 = 20{,}573 \cdot 10^6 \text{ } \textit{квт-ч/год}.$$

Потери электроэнергии по III варианту. Схема соединений представлена на рис. 11.

Потери электрической энергии в трансформаторах 110/13,8 *кв* мощностью 120 *Мва*

$$\Delta A_1 = \frac{\Delta P_{м.\,ном}}{n}\left(\frac{S_{ср.\,кв}}{S_{ном}}\right)^2 \tau + n\Delta P_c t = \frac{500}{2}\left(\frac{225}{120}\right)^2 5100 +$$
$$+ 2 \cdot 220 \cdot 8760 = 8{,}34 \cdot 10^6 \text{ } \textit{квт-ч/год}.$$

Потери электрической энергии в автотрансформаторах 220/110/13,8 *кв* с $S_{ном} = 240$ *Мва*

$\Delta A_2 = (\Delta P_{м.\,ном}\tau + \Delta P_c t)\,n = (239{,}5 \cdot 5100 + 430 \cdot 8760)\,2 = 9{,}97 \cdot 10^6$ *квт-ч/год*, где

$$\Delta P_м = \Delta P'_В\left(\frac{S_В}{S_{ном}}\right)^2 + \Delta P'_С\left(\frac{S_С}{S_{ном}}\right)^2 + \Delta P'_Н\left(\frac{S_Н}{S_{ном}}\right)^2 =$$
$$= 67{,}5\left(\frac{125}{240}\right)^2 + 487{,}5\left(\frac{12{,}5}{240}\right)^2 + 995\left(\frac{112{,}5}{240}\right)^2 = 239{,}5 \text{ } \textit{квт}.$$

Потери, приведенные к мощности обмоток, определяются по формулам (21), (22).

Потери в регулирующих устройствах проходной мощностью 240 *Мва*

$$\Delta A_3 = \frac{\Delta P_{\text{м. ном}}}{n}\left(\frac{S_{\text{ср. кв}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 \tau + n\Delta P_c t = \frac{222}{2}\left(\frac{225}{240}\right)^2 5100 + \\ + 2 \cdot 94 \cdot 8760 = 2{,}15 \cdot 10^6 \text{ квт-ч/год.}$$

Полные потери электроэнергии по III варианту

$$\Delta A = \sum_1^n \Delta A_n = (8{,}34 + 9{,}97 + 2{,}15)\, 10^6 = 20{,}46 \cdot 10^6 \text{ квт-ч/год.}$$

Таким образом, установлены потери электроэнергии по всем вариантам. На основании этого определяем годовые эксплуатационные расходы (табл. 7).

Таблица 7

Годовые эксплуатационные расходы

Наименование	I вариант, тыс. руб.	II вариант, тыс. руб.	III вариант, тыс. руб.
Отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание составляет 8% от суммы капиталовложений A (см. табл. 6)	$1500 \cdot 0{,}08 = 120$	$1294{,}5 \cdot 0{,}08 = 103{,}5$	$1273{,}0 \cdot 0{,}08 = 101{,}8$
Стоимость потерь электроэнергии при себестоимости ее $c =$ $= 0{,}008$ *руб/квт-ч*	$20{,}6 \cdot 10^6 \times$ $\times\, 0{,}008 \cdot 10^3 =$ $= 165{,}0$	$20{,}573 \cdot 10^6 \times$ $\times\, 0{,}008 \cdot 10^3 =$ $= 169{,}0$	$20{,}46 \cdot 10^6 \times$ $\times\, 0{,}008 \cdot 10^3 =$ $= 167{,}0$
Итого	285	272,5	268,8
Разница по отношению к варианту III	163,0	73,0	—
Расчетные затраты $З =$ $= Э + \frac{A}{n}$	$285 + \frac{1500}{8} =$ $= 472{,}525$	$272{,}5 + \frac{1294{,}5}{8} =$ $= 434{,}53$	$268{,}8 + \frac{1273{,}0}{8} =$ $= 428{,}35$

* * *

1. По экономическим показателям наивыгоднейший III вариант и менее выгодны I—II варианты.

2. Перетоки мощности между распределительными устройствами высоких напряжений для всех вариантов одинаковы.

3. Имеются общие недостатки в I и III вариантах:

а) отсутствие четкости и единообразия в схемах блоков генератор-трансформатор;

б) требуется установка тяжелых выключателей в цепях генераторного напряжения автотрансформаторных блоков;

в) снижена надежность и гибкость питания от резервного трансформатора собственных нужд станции (в случае короткого замыкания на шинах 110 *кв* выходят из работы оба блока генератор—трансформатор и лишается питания трансформатор собственных нужд 10 тыс. *ква*);

г) установка сложных автотрансформаторных узлов с регулирующими устройствами и выключателями приводит к удорожанию и усложнению сооружений в зоне электростанции.

На основании изложенного следовало бы рекомендовать II вариант схемы электрических соединений станции, менее выгодный по экономическим показателям, но лишенный очень существенных изложенных выше недостатков.

16. ЭКОНОМИЧЕСКИ ВЫГОДНОЕ КОЛИЧЕСТВО ВКЛЮЧЕННЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ИЛИ АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ

Нагрузка потребителей меняется в течение суток и сезонов, поэтому при некоторых их величинах целесообразно отключать один трансформатор (автотрансформатор) в резерв.

Это может быть в тех случаях, когда суммарные потери в стали и меди у n трансформаторов (автотрансформаторов) равны суммарным потерям у $(n-1)$ трансформаторов (автотрансформаторов).

Для двухобмоточных трансформаторов при суммарной нагрузке потребителей S это равенство имеет такой вид:

$$n\Delta P_{\text{с}} + \frac{1}{n}\,\Delta P_{\text{м. ном}}\frac{S^2}{S^2_{\text{ном}}} = (n-1)\,\Delta P_{\text{с}} + \frac{1}{n-1}\,\Delta P_{\text{м. ном}}\frac{S^2}{S^2_{\text{ном}}}.$$

Решив уравнение, получим выражение

$$S = S_{\text{ном}}\sqrt{n(n-1)\frac{\Delta P_{\text{с}}}{\Delta P_{\text{м. ном}}}}, \qquad (42)$$

где $\Delta P_{\text{с}}$ и $\Delta P_{\text{м. ном}}$ — потери в стали и меди, *квт*.

Из этого выражения можно сделать вывод, что при общей нагрузке, меньшей S, выгодно отключать один двухобмоточный трансформатор.

Экономически целесообразное количество включенных трехобмоточных трансформаторов (с соотношением мощностей обмоток 100/100/100) и зависимость между нагрузками могут быть установлены равенством

$$n\Delta P_{\text{с}} + \frac{1}{n}\left(\Delta P_{\text{в}}\frac{S^2_{\text{в}}}{S^2_{\text{ном}}} + \Delta P_{\text{с}}\frac{S^2_{\text{с}}}{S^2_{\text{ном}}} + \Delta P_{\text{н}}\frac{S^2_{\text{н}}}{S^2_{\text{ном}}}\right) =$$

$$= (n-1)\,\Delta P_{\text{с}} + \frac{1}{n-1}\left(\Delta P_{\text{в}}\frac{S^2_{\text{в}}}{S^2_{\text{ном}}} + \Delta P_{\text{с}}\frac{S^2_{\text{с}}}{S^2_{\text{ном}}} + \Delta P_{\text{н}}\frac{S^2_{\text{н}}}{S^2_{\text{ном}}}\right),$$

откуда

$$n(n-1)\,\Delta P_{\text{с}} = \frac{\Delta P_{\text{в}}S^2_{\text{в}} + \Delta P_{\text{с}}S^2_{\text{с}} + \Delta P_{\text{н}}S^2_{\text{н}}}{S^2_{\text{ном}}}.$$

Окончательный вид этого равенства

$$S_{\text{ном}}\sqrt{n(n-1)\Delta P_{\text{с}}} = \sqrt{\Delta P_{\text{В}}S_{\text{В}}^2 + \Delta P_{\text{С}}S_{\text{С}}^2 + \Delta P_{\text{Н}}S_{\text{Н}}^2}. \qquad (43)$$

По заданным условиям или графикам нагрузок определяются для каждой ступени трансформации мощности $S_{\text{В}}$, $S_{\text{С}}$, $S_{\text{Н}}$. Подставляя их в равенство (43), получим экономически целесообразное количество трехобмоточных трансформаторов n, необходимое для работы.

Для трехобмоточных трансформаторов с различными мощностями обмоток можно вывести зависимость между нагрузками обмоток и экономически целесообразным количеством включенных трансформаторов по потерям мощности в меди, приведенным к номинальной мощности обмотки или к номинальной мощности трансформатора.

Если потери мощности в меди приведены к номинальным мощностям обмоток, то на основании формул (34), (35) можно написать равенство потерь (для n и $(n-1)$ трансформаторов)

$$n\Delta P_{\text{с}} + \frac{1}{n}\left(\Delta P'_{\text{В}}\frac{S_{\text{В}}^2}{S_{\text{В ном}}^2} + \Delta P'_{\text{С}}\frac{S_{\text{С}}^2}{S_{\text{С ном}}^2} + \Delta P'_{\text{Н}}\frac{S_{\text{Н}}^2}{S_{\text{Н ном}}^2}\right) =$$

$$= (n-1)\Delta P_{\text{с}} + \frac{1}{n-1}\left(\Delta P'_{\text{В}}\frac{S_{\text{В}}^2}{S_{\text{ном}}^2} + \Delta P'_{\text{С}}\frac{S_{\text{С}}^2}{S_{\text{С ном}}^2} + \Delta P'_{\text{Н}}\frac{S_{\text{Н}}^2}{S_{\text{Н ном}}^2}\right).$$

После преобразований и упрощений равенство примет вид

$$\sqrt{\Delta P'_{\text{В}}\frac{S_{\text{В}}^2}{S_{\text{ном}}^2} + \Delta P'_{\text{С}}\frac{S_{\text{С}}^2}{S_{\text{С ном}}^2} + \Delta P'_{\text{Н}}\frac{S_{\text{Н}}^2}{S_{\text{Н ном}}^2}} = \sqrt{n(n-1)\Delta P_{\text{с}}}. \qquad (44)$$

Из формул (24) можно написать равенство потерь в n и $(n-1)$ трансформаторах (если потери мощности в меди обмоток приведены к мощности наибольшей обмотки)

$$n\Delta P_{\text{с}} + \frac{1}{n}\left(\Delta P_{\text{В}}\frac{S_{\text{В}}^2}{S_{\text{ном}}^2} + \Delta P_{\text{С}}\frac{S_{\text{С}}^2}{S_{\text{ном}}S_{\text{С ном}}} + \Delta P_{\text{Н}}\frac{S_{\text{Н}}^2}{S_{\text{ном}}S_{\text{Н ном}}}\right) =$$

$$= (n-1)\Delta P_{\text{с}} + \frac{1}{n-1}\left(\Delta P_{\text{В}}\frac{S_{\text{В}}^2}{S_{\text{ном}}^2} + \Delta P_{\text{С}}\frac{S_{\text{С}}^2}{S_{\text{ном}}S_{\text{С ном}}} + \Delta P_{\text{Н}}\frac{S_{\text{Н}}^2}{S_{\text{ном}}S_{\text{Н ном}}}\right).$$

После преобразований равенство примет вид

$$\sqrt{S_{\text{ном}}n(n-1)\Delta P_{\text{с}}} =$$

$$= \sqrt{\Delta P_{\text{В}}\frac{S_{\text{В}}^2}{S_{\text{ном}}^2} + \Delta P_{\text{С}}\frac{S_{\text{С}}^2}{S_{\text{ном}}S_{\text{С ном}}} + \Delta P_{\text{Н}}\frac{S_{\text{Н}}^2}{S_{\text{ном}}S_{\text{Н ном}}}}. \qquad (45)$$

Зная $S_{\text{В}}$, $S_{\text{С}}$, $S_{\text{Н}}$, можно решить уравнения (44), (45) и установить экономически целесообразное количество трехобмоточных трансформаторов для этих нагрузок.

Экономически целесообразное количество автотрансформаторов для разных нагрузок $S_В$, $S_С$, $S_Н$ устанавливается равенством

$$n\Delta P_с + \frac{1}{n}\left(\Delta P'_В \frac{S_В^2}{S_{ном}^2} + \Delta P'_С \frac{S_С^2}{S_{ном}^2} + \Delta P'_Н \frac{S_Н^2}{S_{ном}^2}\right) =$$

$$= (n-1)\Delta P'_с + \frac{1}{n-1}\left(\Delta P'_В \frac{S_В^2}{S_{ном}^2} + \Delta P'_С \frac{S_С^2}{S_{ном}^2} + \Delta P'_Н \frac{S_Н^2}{S_{ном}^2}\right).$$

После преобразований и упрощений окончательный вид равенства будет

$$S_{ном}\sqrt{n(n-1)\Delta P_с} = \sqrt{\Delta P'_В S_В^2 + \Delta P'_С S_С^2 + \Delta P'_Н S_Н^2}. \qquad (46)$$

17. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ

При выборе трансформаторов и автотрансформаторов на электрических станциях и подстанциях, с одной стороны, следует стремиться к обеспечению надежной связи с системой и надежному электроснабжению потребителей, а с другой,— к уменьшению их мощности и количества.

Для этого сначала намечается несколько технически целесообразных вариантов числа, мощности и типа трансформаторов, а затем производится технико-экономическое сравнение, при котором учитывается стоимость не только трансформаторов, но и ячеек распределительных устройств всех напряжений, а также годовые эксплуатационные расходы (амортизационные расходы, расходы на обслуживание и управление, стоимость потерь электроэнергии).

Количество трансформаторов на станциях и подстанциях определяется степенью ответственности нагрузок, которые в соответствии с «Правилами устройства электроустановок» делятся на категории, экономической выгодностью количества включенных трансформаторов (автотрансформаторов) и нормами технологического проектирования.

Мощность трансформаторов на станциях и подстанциях определяется по трансформируемой мощности с учетом коэффициента заполнения суточного графика нагрузки (коэффициента нагрузки) и с учетом недогрузки в летнее время (до 15%). Нормальная перегрузка трансформаторов по двум правилам допускается до 30%. Трансформаторы (автотрансформаторы) следует выбирать трехфазные.

Это обусловлено меньшими затратами материалов, меньшей стоимостью энергии по отношению к трехфазным группам из однофазных трансформаторов такой же мощности.

При очень больших мощностях устанавливаются трехфазные группы из однофазных трансформаторов, причем в этих случаях может предусматриваться резервная фаза, если можно сократить

количество устанавливаемых групп или уменьшить их установленную мощность. Технические характеристики трансформаторов и автотрансформаторов приведены в приложениях 12, 13, 14.

Выбор трансформаторов и автотрансформаторов подстанций. Типы выбираемых трансформаторов или автотрансформаторов обусловливаются количеством ступеней трансформации мощности на высоком напряжении подстанции, режимом работы сетей и нормами технологического проектирования (см. глава I).

Понизительные подстанции. Для двух высоких напряжений на понизительной подстанции устанавливаются двухобмоточные трансформаторы, для трех высоких напряжений — трехобмоточные трансформаторы или автотрансформаторы.

Трехобмоточные трансформаторы устанавливаются в тех случаях, когда сеть на одном из высоких напряжений работает с изолированной нейтралью. Автотрансформаторы устанавливаются, в основном, на подстанциях с глухо заземленными нейтралями в сетях высокого и среднего напряжений.

На понизительных подстанциях, питающих нагрузки первой и второй категории, устанавливается не менее двух трансформаторов, если не предусмотрено резервное питание. Допускается установка одного трансформатора на подстанциях с нагрузкой второй категории, если в системе имеется резервный передвижной трансформатор и им можно быстро заменить поврежденный.

На понизительных подстанциях с нагрузкой потребителей третьей категории устанавливается один трансформатор, который резервируется передвижным трансформатором энергосистемы.

На подстанциях с двумя или большим количеством трансформаторов (автотрансформаторов) эти трансформаторы должны быть установлены такой мощности, чтобы при выходе из строя одного из них остальные с допустимой перегрузкой могли бы обеспечить питание потребителей первой и второй категории.

Согласно «Правилам устройства электроустановок» (ПУЭ) рекомендуется плавно и встречно регулировать напряжение на шинах подстанции в пределах $\pm 5\%$ от номинального и для нормальной работы потребителей выбирать трансформаторы и автотрансформаторы с автоматическим устройством регулирования напряжения в пределах $\pm 10\%$ (под нагрузкой).

Подстанции, связывающие различные сети высоких напряжений. В настоящее время стремятся укрупнять энергетические системы СССР и в дальнейшем будет создана Единая система, связывающая разные высокие напряжения.

В таких условиях необходимо в качестве связи применять трансформаторы или автотрансформаторы, работающие в разных режимах (постоянная трансформация мощности из сети одного напряжения в сеть другого, или реверсивная трансформация мощности). В сетях 110, 154, 220, 330, 400, 500 *кв* с глухо заземленными нейтралями для связи применяются автотрансформаторы, причем к обмотке низкого напряжения присоединяются синхронные ком-

пенсаторы или местная нагрузка, или одновременно оба вида присоединений.

При трансформации постоянной мощности из сети одного напряжения в сеть другого напряжения устанавливается два трансформатора (автотрансформатора) мощностью не менее максимальной трансформируемой мощности, причем в случае выхода из строя одного из них оставшийся должен обеспечить передачу мощности с допустимой аварийной перегрузкой. При этом система должна использовать вращающиеся резервы на электростанциях.

В некоторых системах имеется полный или частичный вращающийся резерв, тогда установленная мощность трансформаторов или автотрансформаторов выбирается из такого расчета, чтобы при выходе из работы одного из них оставшиеся смогли бы передать недостающую мощность (с допустимой аварийной перегрузкой) принимающей системе.

В системах без резервов установленная мощность трансформаторов (автотрансформаторов) выбирается из такого расчета, что при выходе из работы одного из них оставшиеся должны обеспечить (с допустимой аварийной перегрузкой) передаваемую в нормальном режиме мощность.

При всех режимах работы трансформаторов или автотрансформаторов рекомендуется выбирать их со средствами автоматического регулирования напряжения под нагрузкой.

Выбор трансформаторов и автотрансформаторов для блочных электростанций. Электростанции большой мощности типа КЭС и ГЭС основную часть или всю вырабатываемую мощность передают в энергосистемы на повышенных напряжениях, и генераторы таких электростанций работают по блочной схеме генератор—трансформатор или генератор—автотрансформатор.

При связи с системой на одном повышенном напряжении применяются схемы блоков с двухобмоточным трансформатором. Если в систему передается мощность с двумя повышенными напряжениями, то могут применяться схемы блоков с двухобмоточными, трехобмоточными трансформаторами или автотрансформаторами, в зависимости от режима работы нейтралей в сетях и от распределения мощности на высоком и среднем напряжении.

В сетях с изолированной нейтралью одного или двух повышенных напряжений предусматриваются блоки генераторов с двухобмоточными или трехобмоточными трансформаторами. В сетях с глухо заземленными нейтралями на всех повышенных напряжениях могут применяться блоки с трехобмоточными трансформаторами или автотрансформаторами.

При связи с системой на двух повышенных напряжениях и сравнительно малой отдаче мощности в сеть среднего напряжения иногда экономичнее применять блок генератор — два двухобмоточных трансформатора (один трансформирует мощность в сеть высокого напряжения, другой — в сеть среднего напряжения) вместо блока генератор — трехобмоточный трансформатор или автотрансформатор.

На электростанциях с генераторами относительно небольшой мощности к одному трансформатору или автотрансформатору можно подключать два или несколько генераторов по блочной схеме (к обмотке низшего напряжения), если это допустимо по токам короткого замыкания на генераторном напряжении. Такие схемы рекомендуются в тех случаях, когда мощность трансформируется в сеть с очень высоким напряжением.

Для уменьшения токов короткого замыкания и при больших мощностях трансформаторов или автотрансформаторов целесообразно применять трансформаторы или автотрансформаторы с расщепленными обмотками на стороне низкого напряжения. К каждой расщепленной обмотке может быть подключен (через выключатели) один или несколько генераторов.

Целесообразность любого способа передачи электроэнергии в систему и применение трансформаторов или автотрансформаторов решается после технико-экономических сравнений.

Мощность трансформаторов всегда выбирается по мощности присоединенного к ним генератора, наличие отпаек к собственным нуждам при этом не учитывается. На электростанциях, передающих мощность на двух повышенных напряжениях, суммарная мощность блоков генератор—двухобмоточный трансформатор, подключенных в сеть среднего напряжения, не должна превышать минимальной нагрузки этой сети. Это обусловлено режимом работы сети высокого напряжения и увеличением потерь энергии. Суммарная мощность блоков генератор—трехобмоточный трансформатор должна быть достаточной для обеспечения максимальных нагрузок в сети среднего напряжения при выходе из работы любого из блоков генератор—двухобмоточный трансформатор или генератор—трехобмоточный трансформатор.

Мощность автотрансформаторов, соединенных с генераторами, равна номинальной мощности генератора, деленной на коэффициент выгодности автотрансформатора

$$S_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{г}}}{\alpha}, \tag{47}$$

где $S_{\text{г}}$ — мощность генератора, *ква* или *Мва*;

α — коэффициент выгодности автотрансформатора.

Величина коэффициента выгодности

$$\alpha = 1 - \frac{1}{k_{\text{В—С}}},$$

где $k_{\text{В—С}}$ — коэффициент трансформации между обмотками высокого и среднего напряжений.

Это свидетельствует о том, что проходная мощность (мощность обмотки высокого напряжения) автотрансформатора будет больше мощности генератора пропорционально величине α.

Выбор силовых трансформаторов на электростанциях с распределением мощности на генераторном напряжении.

По графикам электрической нагрузки определяется установленная мощность генераторов электростанции и трансформаторов подстанции. В некоторых случаях одновременно задается установленная мощность генераторов электростанции и нагрузка потребителей на генераторном и повышенных напряжениях, по которым необходимо выбрать установленную мощность трансформаторов подстанции.

Установленная мощность генераторов современных электростанций должна быть такой, чтобы при выходе из работы одного генератора оставшиеся покрыли всю нагрузку, присоединенную к шинам генераторного напряжения (в том числе и нагрузку собственных нужд).

Графики электрических нагрузок ТЭЦ, ГЭС изменяют в зависимости от сезона. На ТЭЦ это изменение обусловлено графиком тепловых нагрузок; на ГЭС — периодами паводков и спада воды.

Избыточная мощность с шин генераторного напряжения может передаваться в систему с одним и двумя повышенными напряжениями. Поэтому количество и мощность генераторов и трансформаторов выбирается с учетом норм технологического проектирования (см. глава II) и технико-экономических сравнений нескольких вариантов.

При выборе мощности трансформаторов связи с системой с одним повышенным напряжением рекомендуется руководствоваться следующими положениями:

1. Если на повышенное напряжение трансформируется мощность больше мощности одного генератора, то необходимо устанавливать два трансформатора.

2. Мощность двух трансформаторов (в п. 1) должна быть равна мощности на генераторном напряжении при номинальной нагрузке на всех генераторах.

3. При небольшой отдаче в систему можно устанавливать один трансформатор, мощностью, обеспечивающей условия в п. 2 и покрытие нагрузки на генераторном напряжении при выходе из работы самого мощного генератора.

4. Если максимальная нагрузка на шинах генераторного напряжения превышает установленную мощность генераторов, то устанавливается два трансформатора, суммарная мощность которых равна максимальной мощности, получаемой из системы. В аварийных случаях один трансформатор с допустимой аварийной нагрузкой должен обеспечить недостающую мощность на шинах генераторного напряжения при нормальной работе всех генераторов.

При выборе мощности трансформаторов связи с системой с двумя повышенными напряжениями следует руководствоваться следующим:

1. На электростанциях с распределением мощности на генераторном напряжении и одним из повышенных напряжений до 35 *кв*

связь с системой осуществляется трехобмоточными трансформаторами (так как при таких напряжениях отсутствуют глухие заземления нейтралей сетей).

2. На электростанциях с двумя повышенными напряжениями 110 *кв* и выше и при глухом заземлении нейтралей в сетях связь с системой может быть осуществлена трехобмоточными трансформаторами или автотрансформаторами (данный способ связи решается после технико-экономических сравнений).

3. Связь шин генераторного напряжения с шинами повышенных напряжений в пп. 1 и 2 осуществляется двумя трансформаторами или автотрансформаторами, общая мощность которых должна быть достаточной для того, чтобы пропустить без перегрузки избыточную мощность с шин генераторного напряжения в дневное время (при работе генераторов с номинальной нагрузкой).

4. Если на одном из повышенных напряжений осуществляется питание потребителей по радиальной схеме, то мощность одного трансформатора (автотрансформатора) должна обеспечить максимальную нагрузку этих потребителей.

5. Мощности обмоток повышенных напряжений трехобмоточных трансформаторов целесообразно принимать равными 100% от номинальной мощности трансформатора, если нагрузка каждой из них превышает 40—50% номинальной мощности трансформатора; при меньших нагрузках на повышенных напряжениях мощность соответствующих обмоток принимается равной 67% номинальной мощности трансформатора.

6. Мощность автотрансформаторов необходимо выбирать с учетом коэффициента выгодности [см. формулу (47)].

7. Все трансформаторы и автотрансформаторы необходимо выбирать с регулировочными устройствами напряжения под нагрузкой на стороне высокого напряжения (так как режим работы станции резко меняется на протяжении суток).

Глава четвертая

РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

§ 18. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ ЭЛЕМЕНТОВ КОРОТКОЗАМКНУТОЙ ЦЕПИ И ПРИВЕДЕНИЕ ИХ К БАЗИСНЫМ УСЛОВИЯМ

Сопротивление элементов электрических цепей может быть заданным в именованных величинах и в процентах или относительных величинах. Обычно сопротивление воздушных и кабельных линий задают в именованных единицах, а трансформаторов, автотрансформаторов, генераторов и реакторов — в относительных единицах. Для удобства расчетов в установках высокого напряжения принято все сопротивления элементов короткозамкнутой цепи выражать в относительных единицах, приведенных к базисным условиям.

Базисную мощность можно принимать любой величины, но для удобства расчетов желательно принимать величину, кратную десяти или кратную установленной мощности генерирующих источников расчетной системы. За базисное напряжение принимается номинальное напряжение той ступени, для которой вычисляется ток короткого замыкания.

Сопротивления элементов цепи, заданные в относительных величинах или процентах, приводятся к базисным условиям по формулам:

$$x_{*б} = x_{*ном}\frac{S_б}{S_{ном}} \quad \text{и} \quad x_{*б} = x_{*ном}\frac{I_б}{I_{ном}}$$

или

$$x_{*б} = \frac{x_{*ном\%}}{100}\cdot\frac{S_б}{S_{ном}} \quad \text{и} \quad x_{*б} = \frac{x_{*ном\%}}{100}\cdot\frac{I_б}{I_{ном}}. \qquad (48)$$

Сопротивления, заданные в омах, к базисным условиям приводятся по формуле

$$x_* = x\frac{S_б}{U^2_{ср}}, \qquad (49)$$

где $S_б$ и $I_б$ — соответственно базисные мощность и ток;
$S_{ном}$ и $I_{ном}$ — номинальные мощность и ток элемента цепи;
$x_{*ном}$ и $x_{*ном}\%$ — соответственно номинальная относительная величина сопротивления элемента и та же величина, выраженная в %;
x — сопротивление элемента, выраженное в омах.

Ниже приводятся формулы для определения относительных сопротивлений всех элементов короткозамкнутой цепи, приведенных к базисным условиям.

Для синхронных генераторов и компенсаторов

$$x_{*б} = x''_{*d}\frac{S_б}{S_{ном}}$$

или

$$x_{*б} = \frac{x''_{d}\%}{100}\cdot\frac{S_б}{S_{ном}}, \qquad (50)$$

где x''_{*d} и $x''_{d}\%$ — относительное сверхпереходное сопротивление по продольной оси полюсов генератора или компенсатора, определяемое по справочным данным.

Силовые трансформаторы и автотрансформаторы. Для двухобмоточных трансформаторов

$$x_{*б} = \frac{U_{к}\%}{100}\cdot\frac{S_б}{S_{ном}}, \qquad (51)$$

где $U_{к}\%$ — напряжение короткого замыкания, определяемое по справочным или паспортным данным.

Для трехобмоточных трансформаторов или автотрансформаторов напряжения короткого замыкания, приведенные к номинальной мощности или проходной мощности самого трансформатора (рис. 12) или автотрансформатора, даны для каждой пары обмоток

$$U_{к\,в-н}\%;\quad U_{к\,в-с}\%;\quad U_{к\,с-н}\%.$$

Схема замещения их приведена на рис. 12, *в*. Относительные сопротивления лучей схемы, приведенные к базисным условиям, можно определить по формулам:

$$x_{*б\,н} = \frac{1}{200}(U_{к\,в-н}\% + U_{к\,с-н}\% - U_{к\,в-с}\%)\frac{S_б}{S_{ном}};$$

$$x_{*б\,с} = \frac{1}{200}(U_{к\,в-с}\% + U_{к\,с-н}\% - U_{к\,в-н}\%)\frac{S_б}{S_{ном}};$$

$$x_{*б\,в} = \frac{1}{200}(U_{к\,в-с}\% + U_{к\,в-н}\% - U_{к\,с-н}\%)\frac{S_б}{S_{ном}}. \qquad (52)$$

Следует отметить, что часто в справочных и паспортных данных напряжения короткого замыкания ($U_{\text{В–Н}}$, $U_{\text{В–С}}$, $U_{\text{С–Н}}$) трехобмоточных трансформаторов или автотрансформаторов с разными мощностями обмоток ($0{,}67S_{\text{ном}}$) приведены к номинальной мощности обмотки с наименьшей мощностью. В таких случаях необходимо учитывать коэффициент выгодности α указанных трансформаторов или автотрансформаторов

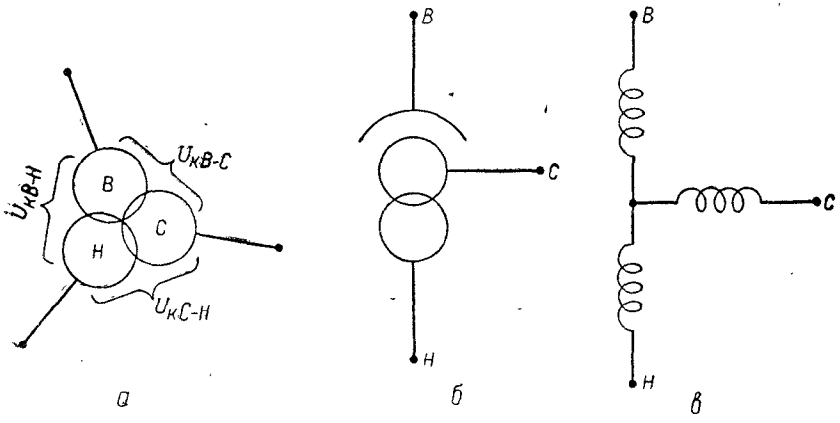


Рис. 12. Схемы:

а — трехобмоточного трансформатора; *б* — силового автотрансформатора; *в* — замещения.

$$\alpha = 1 - \frac{1}{k};\quad k = \frac{\omega_{\text{В}}}{\omega_{\text{Н}}} = \frac{\omega_{\text{В}}}{\omega_{\text{С}}} \text{ или } k = \frac{U_{\text{В}}}{U_{\text{Н}}} = \frac{U_{\text{В}}}{U_{\text{С}}},$$

где $\omega_{\text{В}}$, $\omega_{\text{С}}$, $\omega_{\text{Н}}$ — количество витков.

Относительные сопротивления лучей схемы для указанных случаев определяются по формулам:

$$x_{*\text{б Н}} = \frac{1}{200}\left(\frac{U_{\text{к В–Н\%}}}{\alpha} + \frac{U_{\text{к С–Н\%}}}{\alpha} - U_{\text{к В–С\%}}\right)\frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{ном}}};$$

$$x_{*\text{б С}} = \frac{1}{200}\left(U_{\text{к В–С\%}} + \frac{U_{\text{к С–Н\%}}}{\alpha} - \frac{U_{\text{к В–Н\%}}}{\alpha}\right)\frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{ном}}};$$

$$x_{*\text{б В}} = \frac{1}{200}\left(U_{\text{к В–С\%}} + \frac{U_{\text{к В–Н\%}}}{\alpha} - \frac{U_{\text{к С–Н\%}}}{\alpha}\right)\frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{ном}}}. \qquad (53)$$

Реакторы. По конструкции реакторы бывают обычные и сдвоенные (или расщепленные). В каталогах приводятся относительные индуктивные сопротивления, выраженные в процентах ($x_{\text{р\%}}$).

Обычные реакторы приводятся к базисным условиям по формуле

$$x_{*р} = \frac{x_{р\%}}{100} \cdot \frac{I_б}{I_{ном}} \cdot \frac{U_{ном}}{U_{ср}} \text{ или } x_{*р} = \frac{x_{р\%}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном}}; \qquad (54)$$

$$S_{ном} = \sqrt{3} \cdot U_{ном} I_{ном},$$

где $S_{ном}$ — номинальная (пропускная) мощность реактора;

$I_б$ — базисный ток, определяемый по среднему напряжению;

$U_{ср}$ — среднее напряжение по месту установки реактора.

Относительное сопротивление, приведенное к базисным условиям расщепленного реактора, определяется по-разному, в зависи-

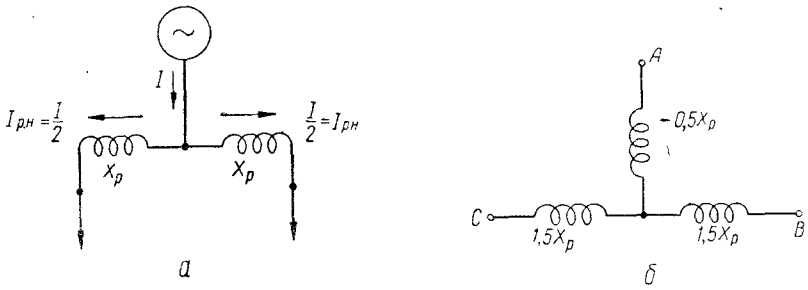


Рис. 13. Схемы реакторов:
а — принципиальная; *б* — замещения.

мости от места короткого замыкания и расположения реактора в расчетной схеме.

Схема замещения расщепленного реактора приведена на рис. 13, *б*. Коэффициент ветви (f_c) расщепленных реакторов, выпускаемых в СССР, равен 0,5.

Если источники питания подключены со стороны вывода *A*, а короткое замыкание произойдет со стороны *B* или *C*, то относительное сопротивление, приведенное к базисным условиям, определится теми же отношениями, что и для обычного реактора.

Если источники питания подключены со стороны *C*, то относительное сопротивление, приведенное к базисным условиям,

$$x_{*р} = \frac{3x_{р\%}}{100} \cdot \frac{I_б}{I_{ном}} \cdot \frac{U_{ном}}{U_б} \text{ или } x_{*р} = \frac{3x_{р\%}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном}}.$$

Если источники питания подключены со стороны *B* и *C*, а короткое замыкание произошло на выводах *A*, то величина относительного сопротивления реактора, приведенного к базисным условиям,

$$x_{*р} = \frac{0{,}25x_{р\%}}{100} \cdot \frac{I_б}{I_{ном}} \cdot \frac{U_{ном}}{U_б} \text{ или } x_{*р} = \frac{0{,}25x_{р\%}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном}}. \qquad (55)$$

Если короткое замыкание рассматривается за пределами выводов A, B, C, то относительные сопротивления лучей реактора (схемы замещения его), приведенные к базисной мощности, определятся соответственно значениями:

для луча A

$$x_{*р} = -\frac{0{,}5x_{р\%}}{100} \cdot \frac{I_б}{I_{ном}} \cdot \frac{U_{ном}}{U_б} \text{ или } x_{*р} = -\frac{0{,}5x_{р\%}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном}}; \quad (56)$$

для лучей B и C

$$x_{*р} = \frac{1{,}5x_{р\%}}{100} \cdot \frac{I_б}{I_{ном}} \cdot \frac{U_{ном}}{U_б} \text{ или } x_{*р} = \frac{1{,}5x_{р\%}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном}}. \quad (57)$$

Таким же образом определяются относительные сопротивления, приведенные к базисным условиям, по схемам замещения силовых трансформаторов с расщепленными обмотками.

Воздушные и кабельные линии. Для воздушных и кабельных линий предварительно определяются сопротивления в именованных единицах, так как они задаются геометрическими размерами и номинальным напряжением.

Ниже приведены средние значения индуктивного сопротивления 1 *км* линий (x_0), *ом/км*:

воздушные линии (одноцепные)			напряжением	6—500 *кв*	0,4
»	»	»	»	до 1000 *в*	0,3
трехжильные кабельные линии			напряжением	35 *кв*	0,12
»	»	»	»	3—10 *кв*	0,07—0,08
»	»	»	»	до 1 *кв*	0,06—0,07

Относительное сопротивление линий, приведенных к базисным условиям,

$$x_{*л} = x_0 l \frac{S_б}{U^2_{ср}}, \quad (58)$$

где l — длина линий, *км*.

Активными сопротивлениями элементов короткозамкнутой цепи принято пренебрегать, если $r < \frac{1}{3}x$. В случае необходимости активные сопротивления линий можно определять по справочным таблицам и формуле

$$r = \rho \frac{l}{S}.$$

Для меди $\rho = 0{,}0175$ *ом · мм²/м*, для алюминия $\rho = 0{,}029$ *ом · мм²/м*.

§ 19. ПРЕОБРАЗОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СХЕМ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТИРУЮЩИХ И РАСЧЕТНЫХ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ

Токи короткого замыкания в рассматриваемой точке системы можно определить после последовательных преобразований и определения результирующего относительного сопротивления расчетной

схемы $x_{*рез}$ (или в именованных единицах $x_{рез}$). Результирующие сопротивления определяются после вычисления сопротивлений отдельных элементов и следующих преобразований в схемах.

Сложение относительных сопротивлений, соединенных последовательно

$$x_* = x_{*1} + x_{*2} + \ldots + x_{*n}. \tag{59}$$

Замена нескольких относительных сопротивлений, соединенных параллельно, одним равнозначным

$$\frac{1}{x_*} = \frac{1}{x_{*1}} + \frac{1}{x_{*2}} + \ldots + \frac{1}{x_{*n}}. \tag{60}$$

Для двух сопротивлений

$$x_* = \frac{x_{*1}x_{*2}}{x_{*1} + x_{*2}}. \tag{61}$$

Для трех сопротивлений

$$x_* = \frac{x_{*1}x_{*2}x_{*3}}{x_{*1}x_{*2} + x_{*1}x_{*3} + x_{*2}x_{*3}}. \tag{62}$$

Если все величины равны, то

$$x_* = \frac{x_{*n}}{n}, \tag{63}$$

где x_{*n} — относительное сопротивление одной ветви;

n — количество параллельных ветвей.

Соединение звездой с относительными сопротивлениями лучей x_{*1}, x_{*2}, x_{*3} (рис. 14) может быть заменено эквивалентным соединением в треугольник, относительные сопротивления сторон которого вычисляются по формулам:

$$x_{*12} = x_{*1} + x_{*2} + \frac{x_{*1}x_{*2}}{x_{*3}};$$

$$x_{*13} = x_{*1} + x_{*3} + \frac{x_{*1}x_{*3}}{x_{*2}};$$

$$x_{*23} = x_{*2} + x_{*3} + \frac{x_{*2}x_{*3}}{x_{*1}}. \tag{64}$$

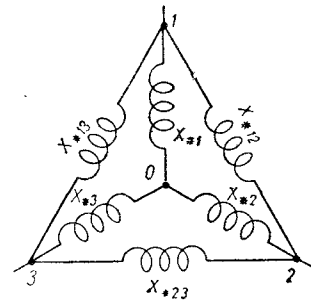


Рис. 14. Схема преобразования треугольника сопротивлений в эквивалентную звезду и наоборот.

При преобразовании треугольника относительных сопротивлений в эквивалентную звезду пользуются формулами:

$$x_{*1} = \frac{x_{*12}x_{*13}}{x_{*12} + x_{*13} + x_{*23}};$$

$$x_{*2} + \frac{x_{*12}x_{*23}}{x_{*12} + x_{*13} + x_{*23}};$$

$$x_{*3} = \frac{x_{*13}x_{*23}}{x_{*12} + x_{*13} + x_{*23}}. \tag{65}$$

Преобразование многолучевой звезды в многоугольник (рис. 15, *а* и *б*) со связями между двумя любыми вершинами многоугольника в общем случае производится по формуле

$$x_{*nm} = x_{*n} x_{*m} \sum y_*, \tag{66}$$

где x_{*nm} — относительное сопротивление связи между двумя любыми вершинами;

x_{*n}, x_{*m} — относительные сопротивления лучей звезды, присоединенных соответственно к точкам n и m;

$\sum y_*$ — сумма относительных проводимостей лучей звезды.

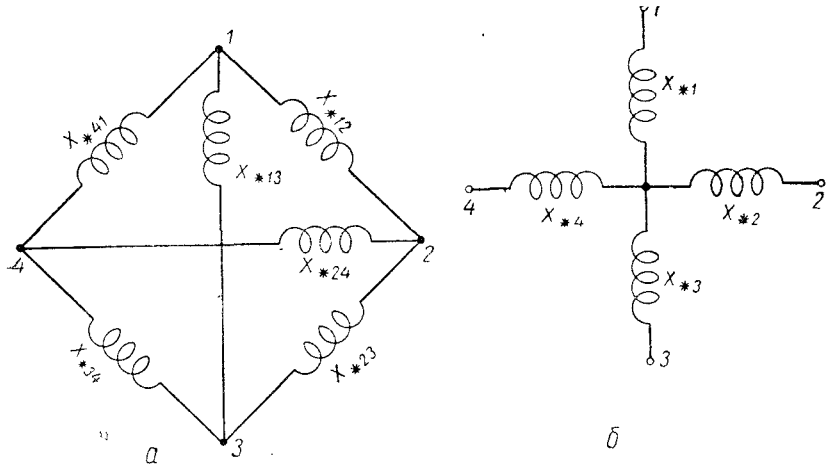


Рис. 15. Схема преобразования многолучевой звезды сопротивлений в многоугольник со связями.

Применительно к 4-лучевой звезде (рис. 15, *а* и *б*) расчетные формулы будут иметь вид:

$$\begin{aligned} x_{*12} &= x_{*1} x_{*2} \sum y_*; \quad x_{*41} = x_{*4} x_{*1} \sum y_*; \\ x_{*23} &= x_{*2} x_{*3} \sum y_*; \quad x_{*13} = x_{*1} x_{*3} \sum y_*; \\ x_{*34} &= x_{*3} x_{*4} \sum y_*; \quad x_{*24} = x_{*2} x_{*4} \sum y_*, \end{aligned} \tag{67}$$

где $\sum y_* = \frac{1}{x_{*1}} + \frac{1}{x_{*2}} + \frac{1}{x_{*3}} + \frac{1}{x_{*4}}$.

Значительное упрощение схем достигается совмещением точек одинакового потенциала. Если принять э. д. с. источников питания одинаковыми, то равенство потенциалов точек m и n (рис. 16, *а*, *в*, *д*) определяется отношениями:

$$\frac{x_{*1m}}{x_{*2n}} = \frac{x_{*3m}}{x_{*4n}} = \frac{x_{*5m'}}{x_{*6n'}} = \ldots, \tag{68}$$

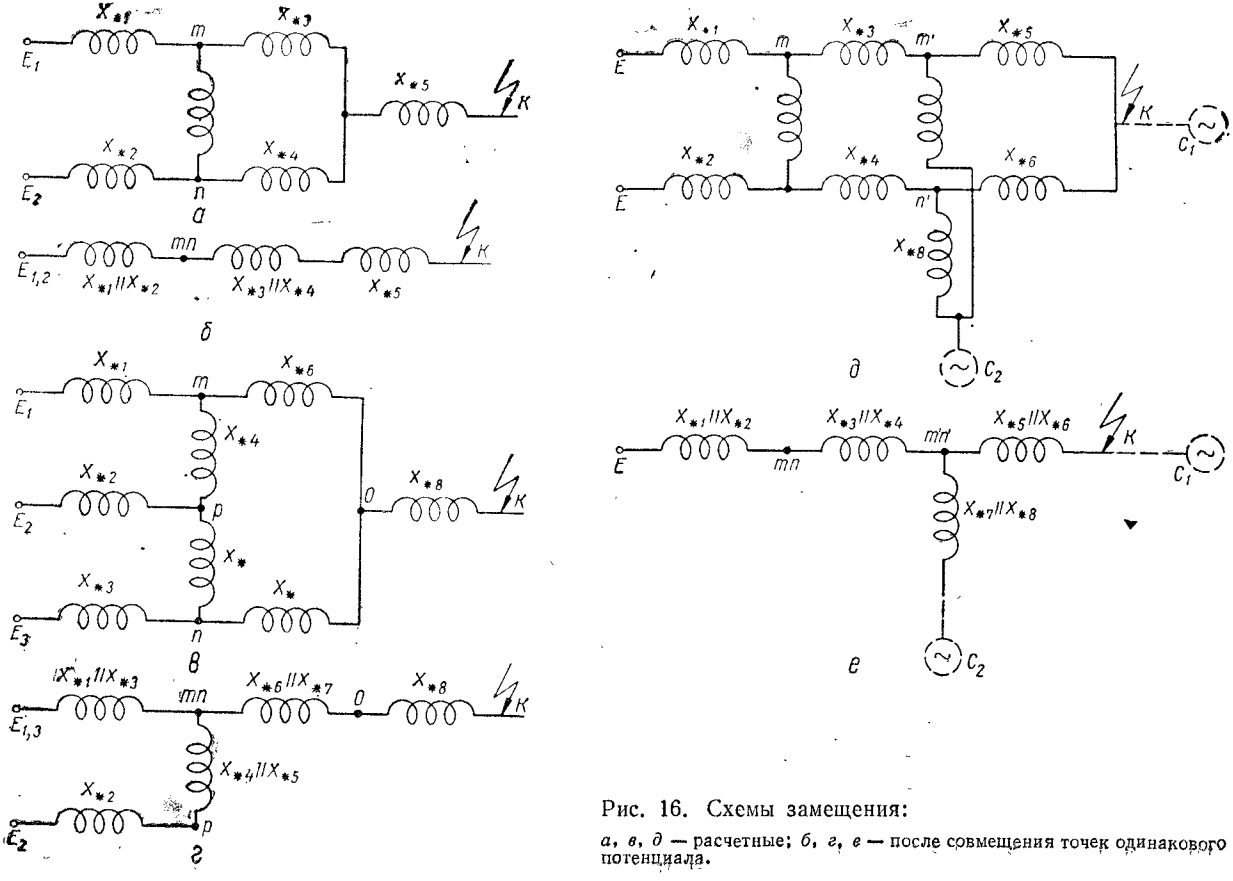


Рис. 16. Схемы замещения:

а, в, д — расчетные; *б, г, е* — после совмещения точек одинакового потенциала.

где x_{*1m}; x_{*2n}; x_{*3m}; x_{*4n}; $x_{*5m'}$; $x_{*6n'}$ — относительные сопротивления одноименных элементов, подключенных к точкам m и n, причем точки m и n будут равнопотенциальными, если в этих точках нет короткого замыкания. При совмещении равнопотенциальных точек сопротивления одноименных элементов складываются как параллельные (рис. 16, *б*, *г*, *е*).

Упрощение схем должно производиться в следующей последовательности:

1. Необходимо проверить, нет ли в схеме точек одинакового потенциала и, если таковые обнаруживаются, совместить их.

2. Сложить последовательные и параллельные сопротивления.

3. Применить преобразования любой звезды в треугольник или многоугольник или наоборот.

4. Привести схему к виду, удобному для расчета токов короткого замыкания по индивидуальному изменению в отдельных генераторах схемы (или лучах); желательно схему упрощать до двухлучевого вида (рис. 17).

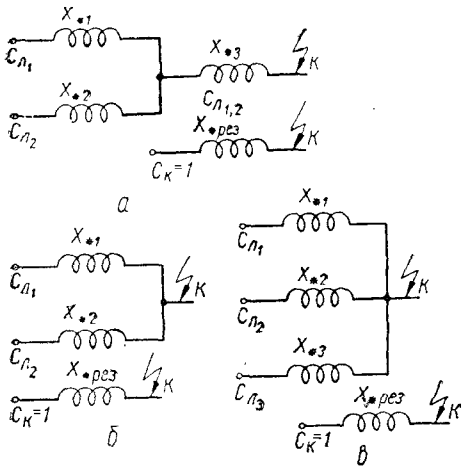


Рис. 17. Схемы лучевого вида для расчетов тока короткого замыкания с учетом индивидуального изменения в отдельных генераторах.

5. Определить относительное результирующее сопротивление всей схемы до места короткого замыкания ($x_{*рез}$).

Результирующие сопротивления каждой схемы (рис. 17) можно определить по формулам:

для схемы *а*

$$x_{*рез} = \frac{x_{*1}x_{*2}}{x_{*1} + x_{*2}} + x_{*3};$$

для схемы *б*

$$x_{*рез} = \frac{x_{*1}x_{*2}}{x_{*1} + x_{*2}};$$

для схемы *в*

$$x_{*рез} = \frac{x_{*1}x_{*2}x_{*3}}{x_{*1}x_{*2} + x_{*1}x_{*3} + x_{*2}x_{*3}}. \qquad (69)$$

Обычно схему сводят к двум лучам (рис. 17, *а*, *б*), учитывая разнотипность генераторов или удаленность однотипных генераторов. Но если в схеме имеются разнотипные генераторы и одновременно с этим однотипные генераторы с различной удаленностью, тогда схему желательно приводить к виду, показанному на рис. 17, *в*.

В отдельные лучи также необходимо выделять системы, заданные параметрами отключающей аппаратуры, мощностью и относительным сопротивлением, синхронные компенсаторы и синхронные двигатели, которые находятся близко к месту короткого замыкания.

§ 20. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ПО МЕТОДУ РАСЧЕТНЫХ КРИВЫХ

Расчетные кривые построены для расчетных схем, симметричных относительно места короткого замыкания, т. е. все генераторы однотипные и с одинаковыми относительными сопротивлениями по отношению к месту короткого замыкания. Но действительные расчетные схемы, как правило, отличаются от вышеуказанных, поэтому при расчете токов короткого замыкания по расчетным кривым рас-

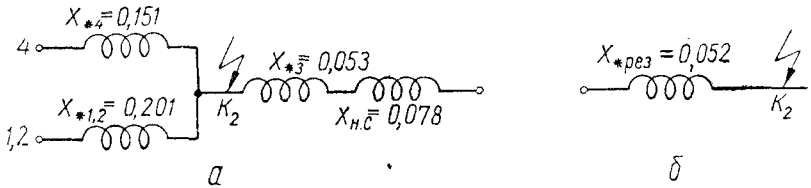


Рис. 18. Схема к расчету по индивидуальному изменению.

сматриваются схемы симметричные и асимметричные относительно места короткого замыкания.

Для симметричных схем определяется общее изменение тока короткого замыкания в месте к. з., и такой способ называют расчетом по общему изменению. Этот расчет сводится к тому, чтобы определить одно результирующее относительное сопротивление эквивалентной схемы, необходимое для определения расчетного относительного сопротивления схемы

$$x_{*\text{расч}} = x_{*\text{рез}} \frac{\sum S_{\text{ном}}}{S_б}, \qquad (70)$$

где $\sum S_{\text{ном}}$ — сумма номинальных мощностей источников питания места короткого замыкания, *Мва* или *ква*.

По расчетному относительному сопротивлению и по расчетным кривым определяются относительные токи для соответствующего времени.

Для асимметричных схем (при разнотипных источниках питания места короткого замыкания) должно учитываться индивидуальное изменение в отдельных генераторах (или лучах). Этот способ называется расчетом по индивидуальному изменению тока в отдельных лучах схемы.

При расчете по индивидуальному изменению расчетную схему приводят к лучевой (рис. 17, *а, б, в* и рис. 18, *а, б*) и определяют расчетные относительные сопротивления каждого луча.

Заменяя действительную схему лучевой, необходимо сохранить значение результирующего сопротивления и токораспределение в лучах схемы, т. е.

$$x_{*\text{рез.р}} = x_{*\text{рез.л}} = x_{*л_1} \| x_{*л_2} \| x_{*л_3} \qquad (71)$$

$$\text{и } C_1 = C_{л_1};\ C_2 = C_{л_2},$$

где C_1, C_2, $C_{л_2}$ и т. д. — коэффициенты токораспределения в генераторах расчетной схемы и в лучах преобразованной схемы;

$x_{*л_1}$; $x_{*л_2}$; $x_{*л_3}$ — относительные сопротивления лучей преобразованной схемы;

$x_{*\text{рез.р}}$ и $x_{*\text{рез.л}}$ — результирующие относительные сопротивления цепи расчетной и лучевой схем.

Известно, что коэффициенты распределения токов обратно пропорциональны относительным сопротивлениям, а общий коэффициент распределения для данного ответвления $c=1$, поэтому

$$\frac{x_{*л_1}}{x_{*\text{рез.р}}} = \frac{1}{C_{л_1}};\ \frac{x_{*л_2}}{x_{*\text{рез.р}}} = \frac{1}{C_{л_2}};\ \frac{x_{*л_3}}{x_{*\text{рез.р}}} = \frac{1}{C_{л_3}};$$

откуда

$$x_{*л_1} = \frac{x_{*\text{рез.р}}}{C_{л_1}};\ x_{*л_2} = \frac{x_{*\text{рез.р}}}{C_{л_2}};\ x_{*л_3} = \frac{x_{*\text{рез.р}}}{C_{л_3}}, \qquad (72)$$

$x_{*\text{рез.р}}$; $C_{л_1}$; $C_{л_2}$; $C_{л_3}$ — находятся по расчетной схеме и соответствуют условиям формул (71) — (73).

Применительно к преобразованным схемам коэффициенты распределения определяются соотношениями:

для схемы на рис. 17, *а*, *б*

$$C_{л_1} = \frac{x_{*2}}{x_{*1} + x_{*2}};\ C_{л_2} = \frac{x_{*1}}{x_{*1} + x_{*2}} \text{ или } C_{л_1} = \frac{x_{*\text{рез.л}}}{x_{*1}};\ C_{л_2} = \frac{x_{*\text{рез.л}}}{x_{*2}};$$

для схемы на рис. 17, *в*

$$C_{л_1} = \frac{x_{*\text{рез.л}}}{x_{*1}};\ C_{л_2} = \frac{x_{*\text{рез.л}}}{x_{*2}};\ C_{л_3} = \frac{x_{*\text{рез.л}}}{x_{*3}};$$

для схемы на рис. 18

$$C_1 = C_{1-2}\frac{x_{*2}}{x_{*1} + x_{*2}};\ C_2 = C_{1-2}\frac{x_{*1}}{x_{*1} + x_{*2}};$$

$$C_3 = \frac{x_{*\text{рез}(1-4)}}{x_{*3} + x_{*\text{рез}(1-4)}};\ C_{1-2} = \frac{x_{*3}}{x_{*3} + x_{*\text{рез}(1-4)}}. \qquad (73)$$

Полученные относительные сопротивления лучей остаются приведенными к общей базисной мощности.

Для определения относительных токов короткого замыкания по расчетным кривым полученные относительные сопротивления лучей

необходимо привести к мощности источников лучей

$$x_{*\text{расч }1} = \frac{x_{*\text{рез.л}}}{C_1}\frac{S_{л_1}}{S_б};\ x_{*\text{расч }2} = \frac{x_{*\text{рез.л}}}{C_2}\frac{S_{л_2}}{S_б} \text{ и т. д.,} \qquad (74)$$

где $S_{л_1}$, $S_{л_2}$ — сумма мощностей источников каждого луча, *Мва* или *ква*.

Пользуясь относительными расчетными сопротивлениями каждого луча и расчетными кривыми, определяют относительные токи каждого луча для соответствующего времени.

Ток каждого луча (в килоамперах) для любого времени определяется по формуле

$$I_{tл} = I_{*t} I_{\text{л.ном}}, \qquad (75)$$

где $I_{\text{л.ном}}$ — номинальный ток каждого луча равен

$$I_{\text{л.ном}} = \frac{S_л}{\sqrt{3}\cdot U_б}.$$

Ток короткого замыкания в точке к. з. равен сумме токов отдельных лучей для соответствующего времени

$$I_t = I_{tл_1} + I_{tл_2} + I_{tл_3} + \ldots + I_{tл_n}. \qquad (76)$$

При вычислении ударных токов короткого замыкания следует учитывать нагрузочные ответвления, примыкающие непосредственно к точке короткого замыкания. Ударный ток короткого замыкания определится величиной

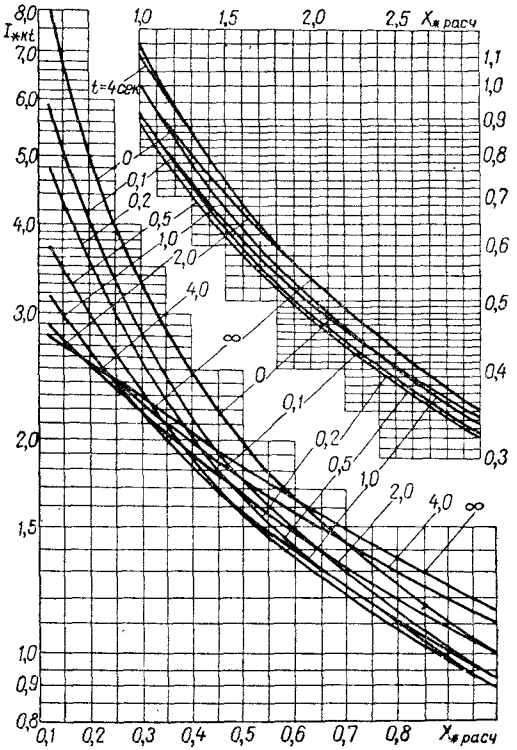


Рис. 19. Расчетные кривые для типового турбогенератора с автоматическим регулятором напряжения.

$$i_у = 2{,}55I'' + 4I_{\text{нагр}}. \qquad (77)$$

В практических расчетах по расчетным кривым для турбогенераторов (рис. 19) и для гидрогенераторов (рис. 20) определяются относительные значения токов короткого замыкания I''_* и $I_{*\infty}$ соответственно для начального времени $t = 0$ и установившегося времени $t = \infty$.

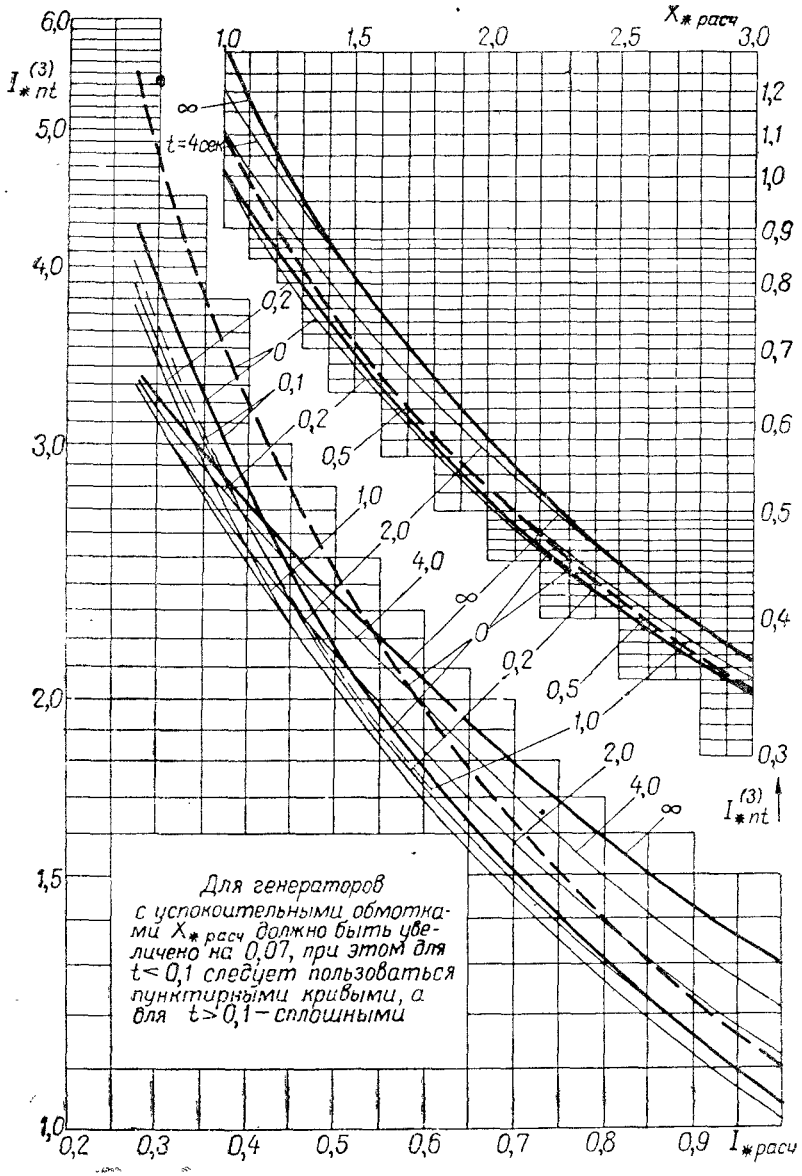


Рис. 20. Расчетные кривые для типового гидрогенератора с автоматическим регулятором напряжения.

Затем определяются токи в килоамперах

$$I'' = I_б I''_*; \quad I_\infty = I_б I_{*\infty}, \tag{78}$$

где $I_б$ — базисный ток в точке короткого замыкания.

По начальному току короткого замыкания определяют мощность S'' и ударный ток $i_у$ короткого замыкания.

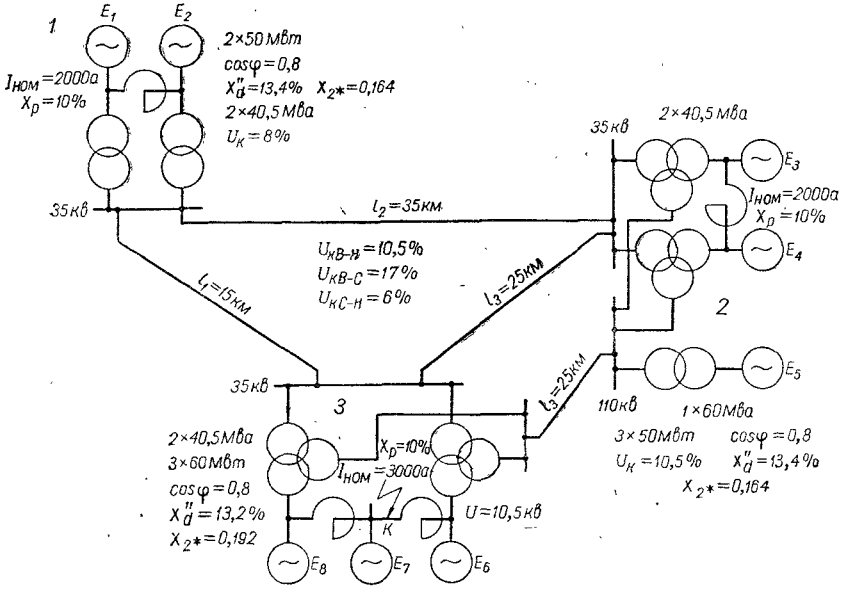


Рис. 21. Расчетная схема системы к примеру 4.

Этих величин достаточно для выбора отключающей аппаратуры и токопроводов.

Для облегчения выбора аппаратуры и уменьшения объема расчетно-пояснительной записки результаты расчетов рекомендуется сводить в таблицу.

Пример 4. Определить токи и мощность трехфазного короткого замыкания для точки K по расчетным параметрам, приведенным на схеме рис. 21 по индивидуальному изменению тока.

За базисную мощность принимаем $S_б = 200$ *Мва*, а за базисные напряжения $U_б = U_{ном} = 10{,}5$ *кв*.

Приведем сопротивления элементов системы к базисным условиям.

1. Генераторы станций *1* и *2*

$$x_{*г} = \frac{x''_{d\%}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_г} = \frac{13{,}4}{100} \cdot \frac{200 \cdot 0{,}8}{50} = 0{,}416.$$

2. Генераторы станции *3*

$$x_{*г} = \frac{13{,}2}{100} \cdot \frac{200 \cdot 0{,}8}{60} = 0{,}346.$$

3. Трансформаторы станции *1*

$$x_{*т} = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{тр.ном}} = \frac{8}{100} \cdot \frac{200}{40{,}5} = 0.395.$$

4. Двухобмоточные трансформаторы станции *2*

$$x_{*тр} = \frac{10{,}5}{100} \cdot \frac{200}{60} = 0{,}35.$$

5. Трехобмоточные трансформаторы станций *2* и *3* с соотношением мощностей обмоток 100/100/100

$$x_{*В} = \frac{1}{200}(U_{к\,В-С\%} + U_{к\,В-Н\%} + U_{к\,С-Н\%}) \frac{S_б}{S_{ном}} = \frac{1}{200}(10{,}5 + 17 - 6) \times$$

$$\times \frac{200}{40{,}5} = 0{,}532;$$

$$x_{*С} = \frac{1}{200}(U_{к\,В-С\%} + U_{к\,С-Н\%} - U_{к\,В-Н\%}) \frac{S_б}{S_{ном}} = \frac{1}{200}(17 + 6 - 10{,}5) \times$$

$$\times \frac{200}{40{,}5} = 0{,}334;$$

$$x_{*Н} = \frac{1}{200}(U_{к\,В-Н\%} + U_{к\,С-Н\%} - U_{к\,В-С\%}) \frac{S_б}{S_{ном}} = \frac{1}{200}(10{,}5 + 6 - 17) \frac{200}{40{,}5} = 0.$$

6. Реакторы станции *1*

$$x_{*р} = \frac{10}{100} \cdot \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2}\left(\frac{10}{10{,}5}\right)^2 = 0{,}59.$$

7. Реакторы станции *3*

$$x_{*р} = \frac{x_{р\%}}{100} \cdot \frac{S_б}{\sqrt{3}U_{ном}I_{ном}}\left(\frac{U_{ном}}{U_{раб}}\right)^2 = \frac{10}{100} \cdot \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 3}\left(\frac{10}{10{,}5}\right)^2 = 0{,}35.$$

8. Линии 35 *кв*

$$x_{*л_1} = 0{,}4 \cdot 15\frac{200}{35^2} = 0{,}98; \quad x_{*л_2} = 0{,}4 \cdot 35\frac{200}{35^2} = 2{,}28;$$

$$x_{*л_3} = 0{,}4 \cdot 25\frac{200}{35^2} = 1{,}63.$$

9. Линии 110 *кв*

$$x_{*л} = 0{,}4 \cdot 25\frac{200}{110^2} = 0{,}165.$$

Расчетную схему системы (рис. 21) заменяем схемой замещения (рис. 22, *а*).

В схеме (рис. 22, *а*) совместим равнопотенциальные точки *а* и *b*; *с* и *d*; *е* и *g*, сложим параллельно соединенные сопротивления и получим упрощенную схему (рис. 22, *б*).

Сложим последовательно соединенные сопротивления в схеме (рис. 22, *б*) и получим схему, приведенную на рис. 22, *в*.

В схеме (рис. 22, *в*) совмещаем точки $E_{3,4}$ и E_5 и преобразуем треугольники *1—2—3* и *4—5—6* в звезду, где лучи:

$$x_{*40} = \frac{0{,}208 \cdot 0{,}266}{0{,}208 + 0{,}266 + 0{,}766} = 0{,}0445;$$

$$x_{*50} = \frac{0{,}266 \cdot 0{,}766}{0{,}208 + 0{,}266 + 0{,}766} = 0{,}167; \qquad x_{*60} = \frac{0{,}208 \cdot 0{,}766}{0{,}208 + 0{,}266 + 0{,}766} = 0{,}127;$$

$$x_{*10} = \frac{x_{*12}x_{*13}}{x_{*12} + x_{*23} + x_{*31}} = \frac{2{,}28 \cdot 0{,}98}{2{,}28 + 0{,}98 + 1{,}63} = 0{,}457;$$

$$x_{*20} = \frac{x_{*21}x_{*23}}{x_{*12} + x_{*23} + x_{*31}} = \frac{2{,}28 \cdot 1{,}63}{2{,}28 + 0{,}98 + 1{,}63} = 0{,}763;$$

$$x_{*30} = \frac{x_{*13}x_{*23}}{x_{*12} + x_{*23} + x_{*31}} = \frac{0{,}98 \cdot 1{,}63}{2{,}28 + 0{,}98 + 1{,}63} = 0{,}327.$$

В упрощенной схеме, приведенной на рис. 22, *г*, сложим последовательно сопротивления, и она примет вид, изображенный на рис. 22, *д*. После сложения последовательных сопротивлений образовавшийся треугольник *1—2—3* можно преобразовать в звезду.

Сопротивления лучей эквивалентной звезды будут равны:

$$x_{*10} = \frac{0{,}494 \cdot 0{,}9745}{2{,}063} = 0{,}238; \qquad x_{*20} = \frac{0{,}9745 \cdot 0{,}595}{2{,}063} = 0{,}28;$$

$$x_{*30} = \frac{0{,}595 \cdot 0{,}494}{2{,}063} = 0{,}142.$$

После этого схема примет вид, представленный на рис. 22, *е*. При дальнейшем преобразовании (рис. 22, *е*, *ж*, *з*) можно получить трехлучевую схему индивидуального изменения в лучах рис. 22, *и*, по которой определим параметры точки к. з. *К*.

Затем определим результирующее значение относительного сопротивления $x_{*рез}$ и коэффициенты токораспределения в лучах рис. 22, *к*, *л*:

$$x_{*рез} = \frac{0{,}297 \cdot 0{,}346}{0{,}297 + 0{,}346} = 0{,}16;$$

$$C_{12} = \frac{x_{*3}}{x_{*12} + x_{*3}} = \frac{0{,}346}{0{,}297 + 0{,}346} = 0{,}538;$$

$$C_3 = \frac{x_{*12}}{x_{*12} + x_{*3}} = \frac{0{,}297}{0{,}297 + 0{,}346} = 0{,}462;$$

$$C_2 = C_{12}\frac{x_{*2}}{x_{*1} + x_{*2}} = 0{,}538\,\frac{0{,}439}{0{,}439 + 0{,}173} = 0{,}384;$$

$$C_1 = C_{12}\frac{x_{*1}}{x_{*1} + x_{*2}} = 0{,}538\,\frac{0{,}173}{0{,}439 + 0{,}173} = 0{,}154.$$

Тогда расчетные относительные сопротивления всех лучей можно определить по формулам:

$$x_{*расч\,1} = \frac{x_{*рез}S_{л_1}}{C_1S_б} = \frac{0{,}16 \cdot 125}{0{,}154 \cdot 200} = 0{,}65;$$

$$x_{*расч\,2} = \frac{x_{*рез}S_{л_2}}{C_2S_б} = \frac{0{,}16 \cdot 337{,}5}{0{,}384 \cdot 200} = 0{,}705;$$

$$x_{*расч\,3} = \frac{x_{*рез}S_{л_3}}{C_3S_б} = \frac{0{,}16 \cdot 75}{0{,}452 \cdot 200} = 0{,}13,$$

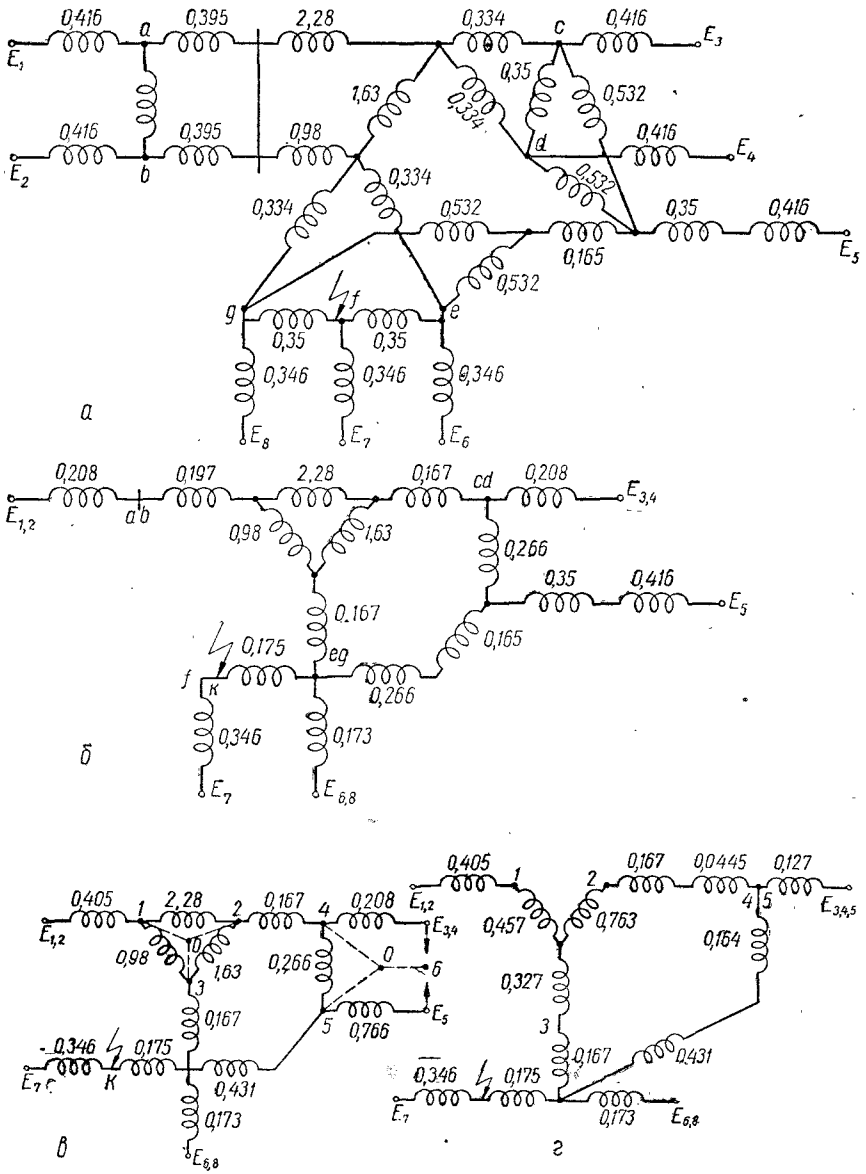


Рис. 22. Схемы замещения расчетной системы

где $S_{л_1}$, $S_{л_2}$, $S_{л_3}$ — соответственно мощности источников питания точки короткого замыкания I, II и III лучей,

$$S_{л_1} = 125\ Мва; \quad S_{л_2} = 337{,}5\ Мва; \quad S_{л_3} = 75\ Мва.$$

Номинальные токи лучей в килоамперах определим по формулам:

$$I_{л_1} = \frac{S_{л_1}}{\sqrt{3}U_б} = \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 10{,}5} = 6{,}85\ ка;$$

$$I_{л_2} = \frac{S_{л_2}}{\sqrt{3}U_б} = \frac{337{,}5}{\sqrt{3} \cdot 10{,}5} = 18{,}5\ ка;$$

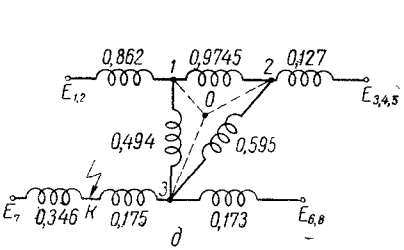
$$I_{л_3} = \frac{S_{л_3}}{\sqrt{3}U_б} = \frac{75}{\sqrt{3} \cdot 10{,}5} = 4{,}12\ ка.$$

По расчетным кривым (см. рис. 19) определяем начальное сверхпереходное и установившееся относительное значение токов короткого замыкания:

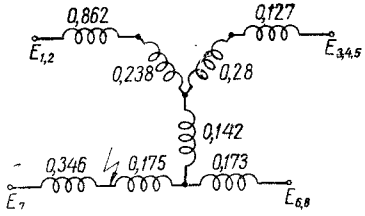
для I луча при $x_{*расч\,1} = 0{,}65$, $I''_{*1} = 1{,}52$, $I_{*\infty 1} = 1{,}57$;

для II луча при $x_{*расч\,2} = 0{,}705$, $I''_{*2} = 1{,}4$, $I_{*\infty 2} = 1{,}48$;

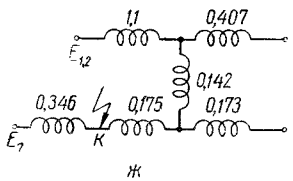
для III луча при $x_{*расч\,3} = 0{,}13$, $I''_{*3} = 7{,}0$, $I_{*\infty 3} = 2{,}7$



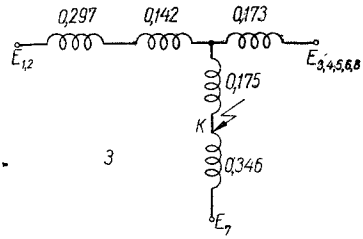
д

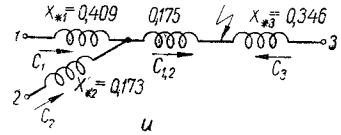


е

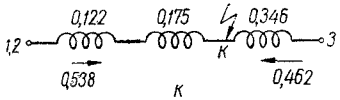


ж

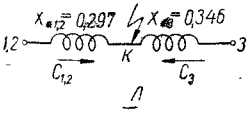




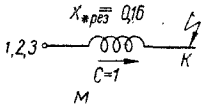
и



к



л



м

при трехфазном к. з. к примеру 4.

Токи короткого замыкания, притекающие к точке к. з. от каждого луча, определятся величинами:

от I луча $I_1'' = I_{*1}'' I_{л_1} = 1{,}52 \cdot 6{,}85 = 10{,}4$ *ка*;

$I_{\infty 1} = I_{*\infty 1} I_{л_1} = 1{,}57 \cdot 6{,}85 = 10{,}7$ *ка*;

от II луча $I_2'' = I_{*2}'' I_{л_2} = 1{,}40 \cdot 18{,}5 = 25{,}8$ *ка*;

$I_{\infty 2} = I_{*\infty 2} I_{л_2} = 1{,}48 \cdot 18{,}5 = 27{,}4$ *ка*;

от III луча $I_3'' = I_{*3}'' I_{л_3} = 7{,}0 \cdot 4{,}12 = 28{,}8$ *ка*;

$I_{\infty 3} = I_{*\infty 3} I_{л_3} = 2{,}7 \cdot 4{,}12 = 11{,}1$ *ка*.

Общий ток трехполюсиого короткого замыкания:

$$I'' = I_1'' + I_2'' + I_3'' = 10{,}4 + 25{,}8 + 28{,}8 = 65{,}0 \text{ ка};$$

$$I_\infty = I_{\infty 1} + I_{\infty 2} + I_{\infty 3} = 10{,}7 + 27{,}4 + 11{,}1 = 42{,}9 \text{ ка}.$$

Ударное значение тока короткого замыкания без учета нагрузки

$$i_у = 2{,}55 I'' = 2{,}55 \cdot 65{,}0 = 167 \text{ ка}.$$

Мощность короткого замыкания в точке к. з. определится по формулам:

$$S'' = \sqrt{3}\, I'' U_{ном} = \sqrt{3} \cdot 65{,}0 \cdot 10{,}5 = 1180 \text{ Мва};$$

$$S_\infty = \sqrt{3}\, I_\infty U_{ном} = \sqrt{3} \cdot 49{,}2 \cdot 10{,}5 = 890 \text{ Мва}.$$

Определенных параметров тока в точке к. з. вполне достаточно для выбора аппаратуры и токопроводов.

Пример 5. Определить токи и мощность трехполюсного короткого замыкания в точке *К* (рис. 21) по общему измеиению тока.

В данном случае все преобразования можно произвести в таком же порядке, как это изображено на рис. 21, 22. Результирующее относительное сопротивление системы по расчетной схеме (рис. 22, *м*) $x_{*рез} = 0{,}16$. Тогда расчетное относительиое сопротивление этой системы

$$x_{*расч} = \frac{x_{*рез} S_с}{S_б} = 0{,}16 \frac{537{,}5}{200} = 0{,}45;$$

$$S_с = \sum S_г = \frac{2 \cdot 50}{0{,}8} + \frac{3 \cdot 50}{0{,}8} + \frac{3{,}60}{0{,}8} \approx 538 \text{ Мва};$$

$$I_{с.\,ном} = \sum I_г = \frac{\sum S_г}{\sqrt{3}\, U_{ном}} = \frac{538}{\sqrt{3} \cdot 10{,}5} = 29{,}67 \text{ ка}.$$

По расчетным кривым (см. рис. 19) определяем начальное сверхпереходное и устаиовившееся значения токов короткого замыкания (I_*'' и $I_{*\infty}$). При $x_{*расч} = 0{,}45$ $I_*'' = 2{,}2$; $I_{*\infty} = 1{,}95$.

Ток короткого замыкания, поступающий от всех источников питания, соответственно для времеии $t = 0$ и $t = \infty$ будет равен:

$$I'' = I_*'' I_{с.\,ном} = 2{,}2 \cdot 29{,}67 \approx 65{,}0 \text{ ка};$$

$$I_\infty = I_{*\infty} I_{с.\,ном} = 1{,}95 \cdot 29{,}67 = 58 \text{ ка}.$$

Ударное значение тока короткого замыкаиия

$$i_у = 2{,}55 I'' = 2{,}55 \cdot 65{,}0 = 167 \text{ ка}.$$

Мощность короткого замыкания

$$S'' = \sqrt{3} I'' U_{ном} = 65{,}0 \cdot 1{,}73 \cdot 10{,}5 = 1180 \text{ Мва};$$

$$S_\infty = \sqrt{3} I_\infty U_{ном} = 3 \cdot 58 \cdot 10{,}5 = 1055 \text{ Мва}.$$

Из сравнения примеров 4 и 5 видно, что установившиеся значения тока короткого замыкания резко отличаются. Это может повлиять на выбор аппаратов и токопроводов по термической устойчивости. Начальные сверхпереходные значения тока и мощности к. з. не отличаются в обоих случаях расчетов.

Это обусловлено тем, что разнотипность генераторов и различная удаленность точки к. з. не влияет на величину сверхпереходного значения тока к. з.

Поэтому в случае однотипности и одинаковой удаленности генераторов от точки к. з. параметры короткозамкнутой цепи могут быть с достаточной точностью рассчитаны по общему изменению.

§ 21. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ С УЧЕТОМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ИЛИ ПО ТИПУ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ (ПО МОЩНОСТИ ОТКЛЮЧЕНИЯ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ)

При наличии расчетной схемы системы и всех необходимых параметров элементов ее можно рассчитать токи короткого замыкания в любой точке по ранее изложенному методу. Но в сложных или объединенных системах такой расчет усложняется множеством вычислений и преобразований.

Значительно проще можно рассчитать токи короткого замыкания по суммарной номинальной мощности генераторов системы $S_{\text{с. ном}}$ и суммарному сопротивлению $x_{\text{с}}$ до соответствующей точки расчетной системы или типу выключателя, посредством которого присоединяется часть элементов расчетной схемы (или другой системы). Суммарное сопротивление системы в именованных или относительных единицах задается отнесенным к мощности неизвестной системы.

В очень мощных системах или если система может значительно увеличивать свою мощность, можно принимать $S_{\text{с. ном}} = \infty$ и $x_{\text{с}} = 0$ и учитывать только элементы связи неизвестной системы с расчетной (линии передачи, трансформаторы).

Сопротивление системы (в омах) можно определить по формуле

$$x_{\text{с}} = \frac{U_{\text{ср}}^2}{S''}, \tag{79}$$

где $U_{\text{ср}}$ — среднее напряжение в точке короткого замыкания до короткого замыкания;

S'' — мощность от системы в точке короткого замыкания.

При $S_{\text{с. ном}} = \infty$ и $x_{\text{с}} = 0$ вместо S'' подставляется $S_{\text{б}}$.

Для системы с конечной мощностью сопротивление в относительных единицах определяется по формуле

$$x_{*\text{с}} = \frac{S_{\text{с. ном}}}{S''}. \tag{80}$$

Для системы с $S_{\text{с. ном}} = \infty$

$$x_{*\text{с}} = \frac{S_{\text{б}}}{S''}. \tag{81}$$

Для системы с конечной мощностью дальнейший расчет ведем в обычном порядке, как изложено выше, причем система выделяется в отдельный расчетный луч.

Ток в точке к. з., притекающий от системы с $S_{\text{с. ном}} = \infty$, определяется по формуле

$$I_{\text{к}} = \frac{I_{\text{б}}}{x_{*\text{с}}},$$

где

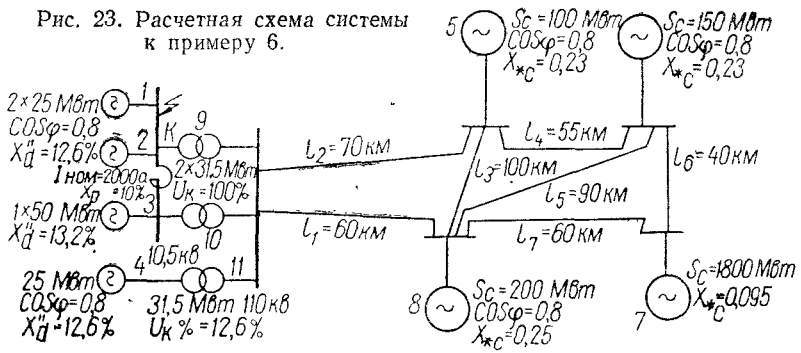
$$I_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{б}}},$$

тогда

$$I_{\text{к}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} U_{\text{б}} x_{*\text{с}}}, \qquad (82)$$

$I_{\text{б}}$ определяется по базисному напряжению в точке к. з.

Рис. 23. Расчетная схема системы к примеру 6.



Если неизвестная система характеризуется только типом выключателя, то расчет токов короткого замыкания в точке к. з. ведется в следующем порядке:

1. По справочным данным находят мощность отключения $S_{\text{откл}}$ данного выключателя.

2. Рассчитывают мощность короткого замыкания $S''_{\text{с. изв}}$ от известной системы или станции без учета мощности системы, находящейся за выключателем.

3. Определяют мощность короткого замыкания от неизвестной системы за выключателем, которая определится разностью

$$S''_{\text{с. неизв}} = S_{\text{откл}} - S''_{\text{с. изв}}. \qquad (83)$$

4. По мощности короткого замыкания неизвестной системы определяют сопротивление этой системы по формуле

$$x_{*\text{с}} = \frac{S_{\text{б}}}{S''_{\text{с. неизв}}}. \qquad (84)$$

В дальнейшем расчет токов короткого замыкания ведется в обычном порядке в предположении, что периодическая составляющая тока от системы по времени не изменяется.

Пример 6. Рассчитать токи трехполюсного короткого замыкания системы, приведенной на рис. 23, в точке K с учетом индивидуального изменения тока.

Базисную мощность принимаем $S_б = 100$ *Мва* и базисное напряжение $U_б = 10{,}5$ *кв*.

Все сопротивления расчетной схемы приводим к базисным условиям:

1) линии передач

$$x_{*л} = x\frac{S_б}{U^2_{ср}};$$

$$x_{*л_1} = 0{,}4 \cdot 60 \cdot \frac{100}{115^2} = 0{,}182;$$

$$x_{*л_2} = 0{,}4 \cdot 70 \cdot \frac{100}{115^2} = 0{,}212;$$

$$x_{*л_3} = 0{,}4 \cdot 100 \cdot \frac{100}{115^2} = 0{,}313;$$

$$x_{*л_4} = 0{,}4 \cdot 55 \cdot \frac{100}{115^2} = 0{,}17;$$

$$x_{*л_5} = 0{,}4 \cdot 90 \cdot \frac{100}{115^2} = 0{,}27;$$

$$x_{*л_6} = 0{,}4 \cdot 40 \cdot \frac{100}{115^2} = 0{,}121;$$

$$x_{*л_7} = 0{,}4 \cdot 60 \cdot \frac{100}{115^2} = 0{,}182;$$

2) реакторов

$$x_{*р} = \frac{x_{р\%}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном}} = \frac{10}{100} \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 0{,}29;$$

3) генераторов

$$x_{*г_{124}} = \frac{x''_{d\%}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном}} = \frac{12{,}6}{100} \cdot \frac{100 \cdot 0{,}8}{25} = 0{,}4;$$

$$x_{*г_3} = \frac{13{,}2\%}{100} \cdot \frac{100 \cdot 0{,}8}{50} = 0{,}21;$$

4) трансформаторов

$$x_{*тр} = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном}};$$

$$x_{*тр_{10}} = \frac{10}{100} \cdot \frac{100}{31{,}5} = 0{,}318;$$

$$x_{*тр_{11}} = \frac{12{,}5}{100} \cdot \frac{100}{31{,}5} = 0{,}4;$$

5) станции

$$x_{*ст_5} = 0{,}23 \cdot \frac{100 \cdot 0{,}8}{100} = 0{,}183;$$

$$x_{*ст_6} = 0{,}23 \cdot \frac{100 \cdot 0{,}8}{150} = 0{,}122;$$

$$x_{*ст_8} = 0{,}25 \cdot \frac{100 \cdot 0{,}8}{200} = 0{,}1;$$

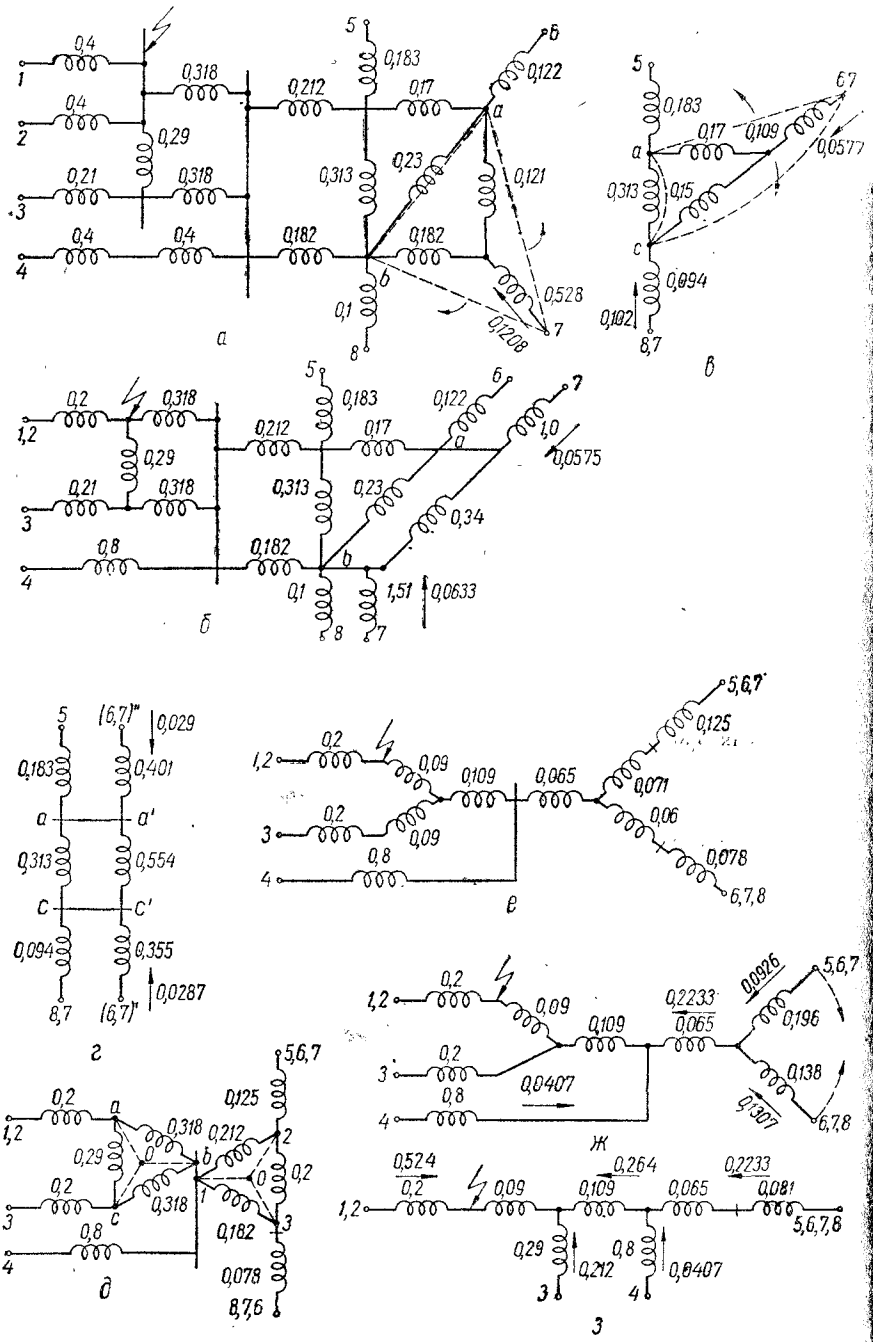


Рис. 24. Схема замещения и схемы

6) системы

$$x_{*c_7} = 0{,}095 \cdot \frac{100}{1800} = 0{,}528.$$

Заменим расчетную схему (рис. 23) схемой замещения (рис. 24, *а*):

$$x_{*a7} = 0{,}121 + 0{,}528 + \frac{0{,}121 \cdot 0{,}528}{0{,}182} = 1{,}0;$$

$$x_{*b7} = 0{,}182 + 0{,}528 + \frac{0{,}182 \cdot 0{,}528}{0{,}121} = 1{,}51;$$

$$x_{*ab} = 0{,}182 + 0{,}121 + \frac{0{,}182 \cdot 0{,}121}{0{,}528} = 0{,}34.$$

Разведем вершину *7* треугольника *7 ab* (рис. 24, *а*), сложим параллельные сопротивления и рассмотрим эту часть схемы на рис. 24, *б*, в которой преобразуем звезду *6*, *7 ac* (рис. 24, *в*) в треугольник и сложим параллельные сопротивления (рис. 24, *б*):

$$x_{*ab7} = 0{,}17 + 0{,}109 + \frac{0{,}17 \cdot 0{,}109}{0{,}15} = 0{,}401;$$

$$x_{*6} \parallel x_{*7} = \frac{0{,}122 \cdot 1}{1 + 0{,}122} = 0{,}109;$$

$$x_{*67c} = 0{,}109 + 0{,}15 + \frac{0{,}109 \cdot 0{,}15}{0{,}17} = 0{,}355;$$

$$x_{*8} \parallel x_{*7} = \frac{1{,}51 \cdot 0{,}1}{1{,}51 + 0{,}1} = 0{,}094;$$

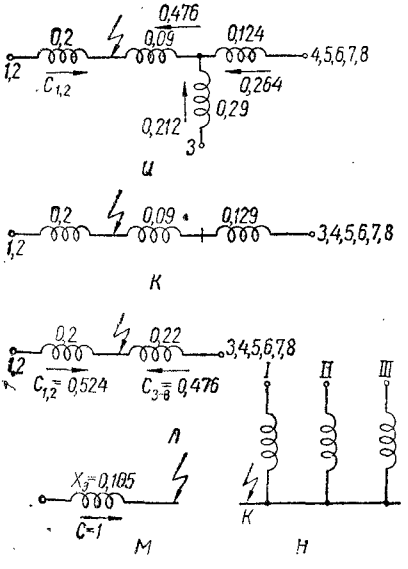
$$x_{*ac} = 0{,}17 + 0{,}15 + \frac{0{,}17 \cdot 0{,}15}{0{,}109} = 0{,}554.$$

Разведем вершину *6*, *7* треугольника *6*, *7 ac* на рис. 24, *в*, получим упрощенную схему, представленную на рис. 24, *г*, в которой сложим параллельные сопротивления

$$x_{*5} \parallel x_{*6,7} = \frac{0{,}183 \cdot 0{,}401}{0{,}183 + 0{,}401} = 0{,}125;$$

$$x_{*ac} \parallel x_{*a'c'} = \frac{0{,}313 \cdot 0{,}554}{0{,}313 + 0{,}554} = 0{,}2;$$

$$x_{*8,7} \parallel x_{*6,7} = \frac{0{,}094 \cdot 0{,}355}{0{,}094 + 0{,}355} = 0{,}078.$$



Преобразуем треугольники *1 2 3* и *a b c* упрощенной схемы (рис. 24, *д*) в звезды с лучами:

$$x_{*o1} = \frac{0{,}212 \cdot 0{,}182}{0{,}212 + 0{,}2 + 0{,}182} = 0{,}065;$$

$$x_{*o2} = \frac{0{,}212 \cdot 0{,}2}{0{,}212 + 0{,}2 + 0{,}182} = 0{,}0715;$$

$$x_{*o3} = \frac{0{,}182 \cdot 0{,}2}{0{,}212 + 0{,}2 + 0{,}182} = 0{,}0614;$$

$$x_{*oa} = x_{*oc} = \frac{0{,}318 \cdot 0{,}29}{0{,}926} = 0{,}0995;$$

$$x_{*ob} = \frac{0{,}318 \cdot 0{,}318}{0{,}926} = 0{,}109.$$

Сложим последовательные сопротивления схемы, изображенной на рис. 24, *е*, и получим рис. 24, *ж*.

Упрощении ее к примеру 6.

Сложим параллельные сопротивления

$$x_{*5,\,6,\,7} \parallel x_{*6,\,7,\,8} = \frac{0{,}196 \cdot 0{,}139}{0{,}196 + 0{,}139} = 0{,}081,$$

и схема примет вид, изображенный на рис. 24, *з*.

В этой схеме сложим параллельные и последовательные сопротивления

$$x_{*5-8} \parallel x_{*4} = \frac{0{,}8 \cdot 0{,}146}{0{,}946} = 0{,}124; \quad x_{*4-8} = 0{,}124 + 0{,}109 = 0{,}233.$$

Дальнейшее упрощение представлено на рис. 24, *и*, *к*, *л*, *м*,

$$x_{*4-8} \parallel x_{*3} = \frac{0{,}29 \cdot 0{,}233}{0{,}523} = 0{,}129.$$

$$x_{*1,\,2} \parallel x_{*3-8} = \frac{0{,}2 \cdot 0{,}22}{0{,}42} = 0{,}105.$$

Определим коэффициенты токораспределения в ответвлениях.

По схеме на рис. 24, *к*

$$C_{1,2} = C\,\frac{x_{*3-8}}{x_{*1,\,2} + x_{*3-8}} = \frac{0{,}22}{0{,}42} = 0{,}524;$$

$$C_{3-8} = \frac{x_{*1,\,2}}{x_{*1,\,2} + x_{*3-8}} = \frac{0{,}2}{0{,}42} = 0{,}476.$$

По схеме на рис. 24, *и*

$$C_3 = C_{3-8}\,\frac{x_{*4-8}}{x_{*3} + x_{*4-8}} = 0{,}476 \cdot \frac{0{,}233}{0{,}523} = 0{,}212.$$

По схеме на рис. 24, *з*

$$C_4 = C_{4-8}\,\frac{x_{*5-8}}{x_{*5-8} + x_{*4}} = 0{,}264 \cdot \frac{0{,}065 + 0{,}081}{0{,}065 + 0{,}081 + 0{,}8} = 0{,}0407;$$

$$C_{5-8} = C_{4-8}\,\frac{x_{*4}}{x_{*5-8} + x_{*4}} = 0{,}264 \cdot \frac{0{,}8}{0{,}065 + 0{,}081 + 0{,}8} = 0{,}2233.$$

Из рис. 24, *ж*

$$C_{5-7} = C_{5-8}\,\frac{x_{*7,\,8}}{x_{*7,\,8} + x_{5,\,6,\,7}} = 0{,}2233 \cdot \frac{0{,}139}{0{,}139 + 0{,}196} = 0{,}0926;$$

$$C_{7,\,8} = C_{5-8}\,\frac{x_{*6,\,7,\,8}}{x_{*5,\,6,\,7} + x_{*6,\,7,\,8}} = \frac{0{,}196}{0{,}196 + 0{,}39} \cdot 0{,}2233 = 0{,}1307.$$

Из рис. 24, *г*

$$C_{(6,\,7)'} = C_{6-8}\,\frac{x_{*8,\,7}}{x_{*8,\,7} + x_{*6,\,7}} = \frac{0{,}094}{0{,}449} \cdot 0{,}1307 = 0{,}0287;$$

$$C_{(6,\,7)''} = C_{5,\,6,\,7}\,\frac{x_{*5}}{x_{*5} + x_{*6,\,7}} = 0{,}0926 \cdot \frac{0{,}183}{0{,}584} = 0{,}029.$$

Тогда суммарная величина

$$C_{6,\,7} = 0{,}029 + 0{,}0287 = 0{,}0577.$$

Из рис. 24, *в*

$$C_{7\,(8)} = C_{6,\,7}\,\frac{x_{*6}}{x_{*6} + x_{*7}} = \frac{0{,}122}{1{,}122} = 0{,}0577 = 0{,}0575;$$

$$C_{8\,(7)} = C_{6,\,8}\,\frac{x_{*6\cdot 7}}{x_{*6,\,7} + x_{*8\cdot 7}} = 0{,}1307 \cdot \frac{0{,}355}{0{,}449} = 0{,}102.$$

Из рис. 24, *б*

$$C_{7\,(8)} = C_{8\,(7)} \frac{x_{*8}}{x_{*8} + x_{*7}} = 0{,}102 \cdot \frac{0{,}1}{0{,}1 + 0{,}51} = 0{,}0633.$$

Из рис. 24, *а*

$$C_7 = C_{7\,(8)} + C_{7\,(8)} = 0{,}0575 + 0{,}0633 = 0{,}1208.$$

Принимаем искусственную трехлучевую схему (рис. 24, *н*).

В I луч входят генераторы *1*, *2* с мощностью

$$S_{\text{I}} = \frac{50}{0{,}8} = 62{,}5 \text{ } Мва \text{ и соответственно } C_{\text{I}} = 0{,}524.$$

II луч состоит из системы *7* с мощностью

$$S_{\text{II}} = 1800 \text{ } Мва \text{ и } C_{\text{II}} = 0{,}1208.$$

В III луч входят все остальные источники (*3*, *4*, *5*, *6*, *8*) с общей мощностью

$$S_{\text{III}} = \frac{50}{0{,}8} + \frac{50}{0{,}8} + \frac{100}{0{,}8} + \frac{150}{0{,}8} + \frac{200}{0{,}8} = 682{,}5 \text{ } Мва$$

и

$$C_{\text{III}} = C - C_{\text{I}} - C_{\text{II}} = 1 - 0{,}524 - 0{,}1208 = 0{,}3552.$$

Расчетные относительные сопротивления лучей:

$$x^{(3)}_{*\text{расч I}} = \frac{x_{*\text{рез}}}{C_{\text{I}}} \cdot \frac{S_{\text{I}}}{S_{\text{б}}} = \frac{0{,}105}{0{,}524} \cdot \frac{62{,}5}{100} = 0{,}12;$$

$$x^{(3)}_{*\text{расч II}} = \frac{x_{*\text{рез}}}{C_{\text{II}}} \cdot \frac{S_{\text{II}}}{S_{\text{б}}} = \frac{0{,}105}{0{,}1208} \cdot \frac{1800}{100} = 15{,}7;$$

$$x^{(3)}_{*\text{расч III}} = \frac{x_{*\text{рез}}}{C_{\text{III}}} \cdot \frac{S_{\text{III}}}{S_{\text{б}}} = \frac{0{,}105}{0{,}3552} \cdot \frac{682{,}5}{100} = 2{,}02.$$

Номинальные токи лучей будут равны:

$$I_{лI} = \frac{S_{\text{I}}}{\sqrt{3}U_{\text{б}}} = \frac{62{,}5}{\sqrt{3} \cdot 10{,}5} = 3{,}6 \text{ } ка; \quad I_{лII} = \frac{S_{\text{II}}}{\sqrt{3}U_{\text{б}}} = \frac{1800}{\sqrt{3} \cdot 10{,}5} = 100 \text{ } ка;$$

$$I_{лIII} = \frac{S_{\text{III}}}{\sqrt{3}U_{\text{б}}} = \frac{682{,}5}{\sqrt{3} \cdot 10{,}5} = 39{,}5 \text{ } ка.$$

Дальнейший расчет трехфазного короткого замыкания проведем в табличной форме (табл. 8).

Таблица 8

Расчет токов короткого замыкания к примеру 6

Расчетные данные			Лучи				Относительные токи		Действительные токи, *ка*			
$U_{\text{б}}$ *кв*	$S_{\text{б}}$ *Мва*	$x_{*\text{рез}}$	№	$S_{\text{л}}$ *Мва*	$C_{\text{л}}$	$x_{*\text{расч.л}}$	I''_*	$I_{*\infty}$	$I_{\text{л. ном}}$	I''	I_∞	$i_{\text{у}}$
10,5	100	0,105	*I*	62,5	0,524	0,12	8	2,75	3,6	28,8	9,9	—
			II	180,0	0,1208	15,7	—	—	100,0	6,40	6,4	—
			III	682,5	0,3552	2,02	0,5	0,538	39,5	19,7	21,3	—
Суммарный ток в точке к. з.										54,9	37,6	141

Пример 7. Рассчитать токи трехполюсного короткого замыкания в точке K_2 (рис. 25). Районная станция соединена с системой бесконечно большой мощности на напряжении 220 *кв* и с неизвестной системой на протяжении 110 *кв* выключателем типа ВВН-110 с отключаемой мощностью 4000 *Мва*.

В системе и на станции установлены турбогенераторы. За базисную мощность принимаем $S_б = 200$ *Мва*. Базисное напряжение принимаем $U_б = 220$ *кв* для K_2 и $U_б = 115$ *кв* для K_1.

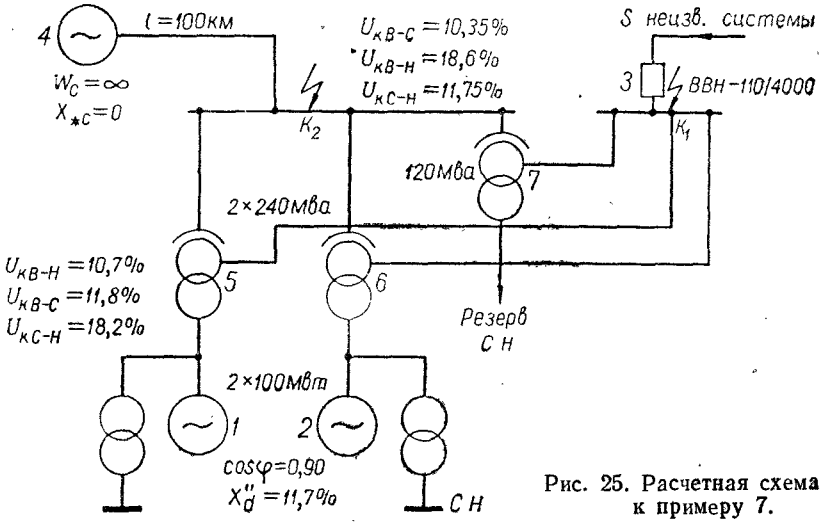


Рис. 25. Расчетная схема к примеру 7.

Коэффициент выгодности автотрансформаторов $\alpha = 0{,}5$.

Сопротивление элементов системы приводим к базисным условиям:

1) генераторов

$$x_{*г} = \frac{11{,}7}{100} \cdot \frac{200 \cdot 0{,}9}{100} = 0{,}21;$$

2) обмоток низкого напряжения автотрансформаторов мощностью 240 *Мва*

$$x_{*н} = \frac{1}{200}\left(\frac{U_{к\,в-н\%}}{\alpha} + \frac{U_{к\,с-н\%}}{\alpha} - U_{к\,в-с\%}\right)\frac{S_б}{S_{ном}} =$$

$$= \frac{1}{200}\left(\frac{10{,}7}{0{,}5} + \frac{18{,}2}{0{,}5} - 11{,}8\right)\frac{200}{240} = 0{,}192;$$

среднего напряжения

$$x_{*с} = \frac{1}{200}\left(U_{к\,в-с\%} + \frac{U_{к\,с-н\%}}{\alpha} - \frac{U_{к\,в-н\%}}{\alpha}\right)\frac{S_б}{S_с} =$$

$$= \frac{1}{200}\left(11{,}8 + \frac{18{,}2}{0{,}5} - \frac{10{,}7}{0{,}5}\right)\frac{200}{240} = 0{,}156;$$

высокого напряжения

$$x_{*в} = \frac{1}{200}\left(U_{к\,в-с\%} + \frac{U_{к\,в-н\%}}{\alpha} - \frac{U_{к\,с-н\%}}{\alpha}\right)\frac{S_б}{S_в} =$$

$$= \frac{1}{200}\left(11{,}8 + \frac{10{,}7}{0{,}5} - \frac{18{,}2}{0{,}5}\right)\frac{200}{240} \approx 0;$$

3) автотрансформатора 120 *Мва*, который работает в схеме как двухобмоточный трансформатор,

$$x_{*7} = \frac{U_{к\,В-С\%}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном}} = \frac{10{,}35}{100} \cdot \frac{200}{120} = 0{,}172,$$

ввиду того что в данной схеме обмотка низкого напряжения работает кратковременно и вероятность совпадения к. з. в этот момент не учтена;

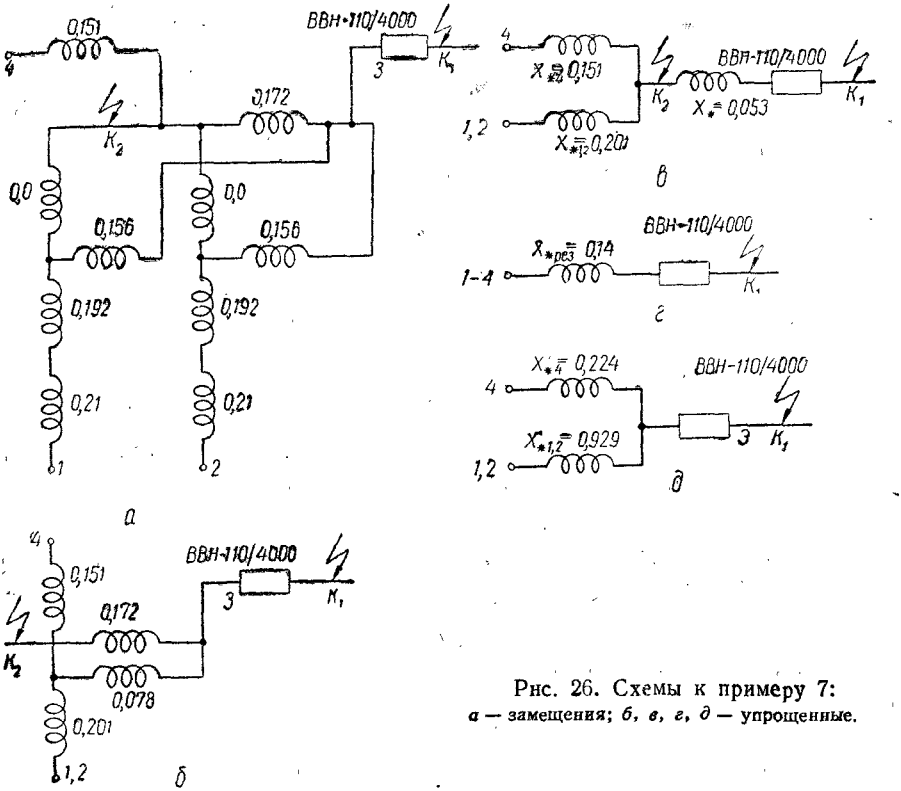


Рис. 26. Схемы к примеру 7:
а — замещения; *б*, *в*, *г*, *д* — упрощенные.

4) линии связи с системой $S = \infty$

$$x_{*4} = 0{,}4 \cdot 100 \frac{200}{230^2} = 0{,}151.$$

Расчетную схему (рис. 25) заменим схемой замещения (рис. 26, *а*) и упростим (рис. 26, *б*, *в* и *г*). Совместим точки *а* и *б*, сложим параллельные сопротивления и получим результирующее относительное сопротивление

$$x_{*рез_1} = \frac{0{,}151 \cdot 0{,}201}{0{,}151 + 0{,}201} + 0{,}053 = 0{,}14.$$

Относительное сопротивление лучей схемы (рис. 26, *д*)

$$x'_{*1,2} = x_{*1,2} + x_{*3} + \frac{x_{*1,2}x_{*3}}{x_{*4}} = 0{,}201 + 0{,}053 + \frac{0{,}201 \cdot 0{,}053}{0{,}151} = 0{,}324;$$

$$x'_{*4} = x_{*4} + x_{*3} + \frac{x'_{*4}x_{*3}}{x'_{*1,2}} = 0{,}151 + 0{,}053 + \frac{0{,}151 \cdot 0{,}053}{0{,}201} = 0{,}244.$$

Тогда

$$C_{1,2} = \frac{x_{*\text{рез}_1}}{x'_{*1,2}} = \frac{0{,}14}{0{,}324} = 0{,}43;$$

$$C_4 = \frac{x_{*\text{рез}_1}}{x'_{*4}} = \frac{0{,}14}{0{,}244} = 0{,}57.$$

Для луча *1*, *2* (рис. 26, *д*)

$$x_{*\text{расч}\,1,2} = \frac{x_{*\text{рез}_1}}{C_{1,2}} \cdot \frac{S_{\text{л}_{1,2}}}{S_\text{б}} = \frac{0{,}14}{0{,}43} \cdot \frac{(2 \cdot 100)}{200 \cdot 0{,}9} = 0{,}36.$$

По расчетным кривым, приведенным на рис. 19, при $x_{*\text{расч}\,1,2} = 0{,}36$ для $t = 0$ начальный относительный ток $I''_{*1,2} = 2{,}8$ *ка*. Начальный ток $I''_{1,2} = I_{\text{л}_{1,2}\text{ном}} I''_{*1,2} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0{,}9} \cdot 2{,}8 = 3{,}12$ *ка*, так как $I_{\text{л}_{1,2}\text{ном}} = \frac{S_{\text{л}_{1,2}}}{\sqrt{3}U_\text{б}}$.

Для луча *4* ток к. з. определится из условия, что $S_\text{с} = \infty$, тогда $S_{\infty\text{с}} = S''_\text{с}$ и $I_{\infty\text{с}} = I''_\text{с}$

$$I_{\infty\text{с}} = \frac{I_\text{б}}{x'_{*4}} = \frac{S_\text{б}}{\sqrt{3} \cdot U_\text{б} x'_{*4}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0{,}244} = 4{,}1 \text{ } ка.$$

Начальное значение тока и мощности к. з. от известной системы в точке K_1

$$I''_{\text{изв.с}} = I_{\infty\text{с}} + I''_{1,2} = 3{,}12 + 4{,}1 = 7{,}22 \text{ } ка;$$

$$S'' = \sqrt{3} U_\text{б} I''_{\text{изв. с}} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 7{,}22 = 1430 \text{ } Мва.$$

Максимальная мощность короткого замыкания от неизвестной системы за выключателем в точке K_1

$$S''_{\text{н. с}\,K_1} = 4000 - 1430 = 2570 \text{ } Мва.$$

Тогда относительное сопротивление, приведенное к базисным условиям неизвестной системы, определится по формуле

$$x_{*\text{н. с}} = \frac{S_\text{б}}{S''_{\text{н. с}}} = \frac{200}{2570} = 0{,}078.$$

Короткое замыкание в точке K_2 (см. рис. 25). Упрощенная схема на рис. 26, *в* дополнится еще одним лучом неизвестной системы ($x_{*\text{н. с}}$) и схема примет вид (рис. 27, *а*), в котором результирующее относительное сопротивление (рис. 27, *б*)

$$x_{*\text{рез}} = \frac{0{,}201 \cdot 0{,}151\,(0{,}053 + 0{,}078)}{0{,}201 \cdot 0{,}151 + 0{,}201\,(0{,}053 + 0{,}078) + 0{,}151\,(0{,}053 + 0{,}078)} = 0{,}052.$$

Коэффициенты токораспределения для лучей:

$$C_{1,2} = \frac{x_{*\text{рез}}}{x_{*1,2}} = \frac{0{,}052}{0{,}201} = 0{,}206;$$

$$C_4 = \frac{x_{*\text{рез}}}{x_{*4}} = \frac{0{,}052}{0{,}151} = 0{,}344;$$

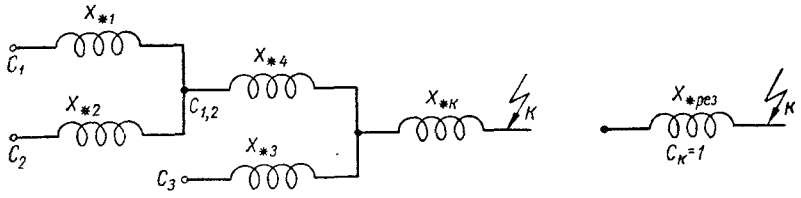
$$C_{\text{н. с}} = \frac{x_{*\text{рез}}}{x_{*\text{н. с}}} = \frac{0{,}052}{0{,}131} = 0{,}396.$$

Расчетное относительное сопротивление луча *1, 2*

$$x_{*\text{расч }1,2}=\frac{x_{*\text{рез}}}{C_{1,2}}\cdot\frac{S_{\text{л}1,2}}{S_{\text{б}}}=\frac{0{,}052}{0{,}26}\cdot\frac{2\cdot 100}{200\cdot 0{,}9}=0{,}222.$$

По кривой (см. рис. 19) при $x_{*\text{расч }1,2}=0{,}222$ для времени $t=0$ и $t=\infty$

$$I''_{*1,2}=4{,}4;\quad I_{*\infty 1,2}=2{,}35.$$



а *б*

Рис. 27. Упрощенные схемы:

а — трехлучевая для точки K_2; *б* — результирующего сопротивления.

Токи к. з. в точке K_3 от луча *1, 2*

$$I''_{1,2}=I''_{*1,2}I_{\text{н. л}1,2}=4{,}4\cdot 0{,}56=2{,}47\ \textit{ка};$$

$$I_{\infty 1,2}=2{,}35\cdot 0{,}56=1{,}26\ \textit{ка};$$

$$I_{\text{н. л}1,2}=\frac{S_{\text{н. л}1,2}}{\sqrt{3}\cdot U_{\text{б}}}=\frac{200}{\sqrt{3}\cdot 230\cdot 0{,}9}=0{,}56\ \textit{ка}.$$

Токи к. з. от луча *4* и неизвестной системы определятся по условию, что $I''=I_\infty$, т. е.

$$I_{\infty 4}=I''_4=\frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3}\cdot x_{*4}U_{\text{б}}}=\frac{200}{\sqrt{3}\cdot 230\cdot 0{,}151}=3{,}32\ \textit{ка};$$

$$I''_{\text{н. с}}=I_{\infty\text{н. с}}=\frac{200}{\sqrt{3}\cdot 230\cdot 1{,}31}=3{,}83\ \textit{ка}.$$

Токи к. з. в точке K_2 от всех лучей

$$I''_{K_2}=I''_{1,2}+I_{\infty 4}+I_{\infty\text{н. с}}=2{,}47+3{,}32+3{,}83=9{,}62\ \textit{ка};$$

$$I_{\infty K_2}=I_{\infty 1,2}+I_{\infty 4}+I_{\infty\text{н.с}}=1{,}26+3{,}32+3{,}83=8{,}41\ \textit{ка};$$

$$i_{\text{у}}=2{,}55I''_{K_2}=2{,}55\cdot 9{,}62=24{,}5\ \textit{ка}.$$

22. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ПРИ ДВУХПОЛЮСНОМ КОРОТКОМ ЗАМЫКАНИИ

Методы определения токов короткого замыкания при трехполюсном замыкании распространяются и на двухполюсное короткое замыкание.

Следует иметь в виду, что индуктивные сопротивления прямой и обратной последовательностей всех элементов (кроме вращающихся машин) равны, т. е. $x_{1*}=x_{2*}$. Значения x_{2*} для синхронных машин обычно приводятся в справочных материалах. При отсутствии

этих величин в справочных материалах их можно принимать равными для турбогенераторов и явнополюсных машин с успокоительными обмотками $x_{2*} = 1{,}22x''_d$, для явнополюсных машин без успокоительных обмоток $x_{2*} = 1{,}45x''_d$.

Результирующее сопротивление схемы замещения при двухполюсном к. з. будет равно сумме результирующих сопротивлений прямой и обратной последовательностей, т. е.

$$x^{(2)}_{*\text{рез}} = x_{1*\text{рез}} + x_{2*\text{рез}}. \qquad (85)$$

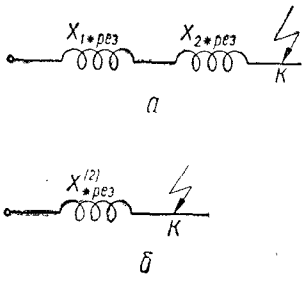


Рис. 28. Схемы результирующего сопротивления при двухполюсном к. з.

Расчетные сопротивления и относительные токи определяют по расчетным кривым в такой же последовательности, как и при трехполюсном к. з. Полученные относительные токи или токи в килоамперах умножают на $\sqrt{3}$.

Целесообразно вычислять токи двухполюсного короткого замыкания только при $x^{(3)}_{*\text{расч}} < 0{,}6$. В этом случае установившийся ток короткого замыкания больше, чем при трехполюсном замыкании. По большему значению токов короткого замыкания выбирают аппараты или токопроводы.

Пример 8. Определить токи двухполюсного короткого замыкания в точке *К* расчетной схемы (см. рис. 21).

В этой схеме замещения все сопротивления обратной последовательности, кроме генераторов, остаются прежними. Предположим, что в расчетной схеме находятся только турбогенераторы, тогда результирующее относительное сопротивление обратной последовательности

$$x_{2*\text{рез}} = 1{,}26x_{1*\text{рез}} = 1{,}26 \cdot 0{,}16 = 0{,}202.$$

Результирующее относительное сопротивление двухполюсного короткого замыкания равно сумме сопротивлений прямой и обратной последовательностей (рис. 28, *а*, *б*)

$$x^{(2)}_{*\text{рез}} = x_{1*\text{рез}} + x_{2*\text{рез}} = 0{,}16 + 0{,}202 = 0{,}362,$$

где $x_{1*\text{рез}} = 0{,}16$ — относительное результирующее сопротивление трехполюсного короткого замыкания из примера 5.

Коэффициенты токораспределения и мощности лучей будут такими же, как в примере 5.

$$x^{(2)}_{*\text{расч}\,1} = \frac{0{,}362}{0{,}154} \cdot \frac{125}{200} = 1{,}47;$$

$$x^{(2)}_{*\text{расч}\,2} = \frac{0{,}362}{0{,}384} \cdot \frac{337{,}5}{200} = 1{,}58;$$

$$x^{(2)}_{*\text{расч}\,3} = \frac{0{,}362}{0{,}462} \cdot \frac{75}{200} = 0{,}294.$$

По кривым (см. рис. 19) находим относительные токи лучей и последующий расчет будем вести в табличной форме (табл. 9).

Таблица 9

Расчет двухполюсного короткого замыкания к примеру 8

Лучи	Ток луча, *ка* $I_л$	Расчетное сопротивление луча $x_{*расч}$	Относительные токи		Коэффициент, учитывающий вид короткого замыкания m	Действительные токи, *ка*	
			I''_*	$I_{*\infty}$		I''	I_∞
1	6,85	1,47	0,67	0,76	$\sqrt{3}$	7,9	8,95
2	18,5	1,58	0,62	0,68	$\sqrt{3}$	19,9	21,8
3	4,12	0.294	3,5	2,3	$\sqrt{3}$	2,48	1,64
Суммарные токи в точке короткого замыкания						5,26	47,15

§ 23. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ С УЧЕТОМ ПОДПИТКИ ОТ СИНХРОННЫХ И АСИНХРОННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

Большое влияние на величину начального тока короткого замыкания оказывают асинхронные и синхронные двигатели, если они подключены близко к месту короткого замыкания.

Известно, что сверхпереходный ток от асинхронных двигателей при коротком замыкании на их выводах можно определить по формуле

$$I''_{д.\,а} = \frac{E''_{*д.\,а}}{x''_{*д.\,а}} \cdot I_{д.\,ном} = \frac{0{,}9}{0{,}2} \cdot I_{д.\,ном} = 4{,}5 I_{д.\,ном}, \qquad (86)$$

где $E''_{*д.\,а} = 0{,}9$ — среднее значение относительной э. д. с.;

$x''_{*д.\,а} = 0{,}2$ — среднее значение относительного сопротивления.

Аналогично от синхронных двигателей

$$I''_{д.\,с} = \frac{E''_{*д.\,с}}{x''_{*д.\,с}} \cdot I_{д.\,ном} = \frac{1{,}1}{0{,}2} I_{д.\,ном} = 5{,}5 I_{д.\,ном}, \qquad (87)$$

где $E''_{*д.\,с} = 1{,}1$ — относительная э. д. с. синхронного двигателя при $\cos\varphi = 0{,}8$.

Ударное значение тока короткого замыкания при расположении синхронных и асинхронных двигателей недалеко от места короткого замыкания определится формулой

$$i_у = k_у \sqrt{2}\, I''_г + \sqrt{2}\, I''_{д.\,а} + k_у \sqrt{2}\, I''_{д.\,с}$$

или

$$i_у = 2{,}55 I''_г + 14 I_{д.\,с.\,ном} + 6{,}5 I_{д.\,а.\,ном}, \qquad (88)$$

где $k_у$ — ударный коэффициент. Для синхронных двигателей $k_у = 1{,}8$.

Глава пятая

ВЫБОР АППАРАТУРЫ

§ 24. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Электротехнические аппараты должны обеспечивать надежную работу при номинальных режимах и при режимах коротких замыканий. Надежная работа аппаратов при номинальных режимах обеспечивается при правильном выборе его по номинальному току, напряжению, индуктивности, коэффициенту трансформации, классу точности и т. д. в зависимости от назначения, типа и конструкции того или другого аппарата. Для надежной работы аппаратов расчетная температура окружающего воздуха должна быть 35°С.

При температуре охлаждающей среды большей 35°С величина длительно-допустимого тока должна быть уменьшена до значения, приближенно определяемого соотношением

$$I_\theta = I_{\text{ном}} \sqrt{\frac{\theta_\text{н} - \theta}{\theta_\text{н} - 35}}, \qquad (89)$$

где I_θ — длительно допустимый ток при действительной температуре окружающей среды, °С;

$I_{\text{ном}}$ — номинальный ток при температуре окружающей среды 35°С, *а* или *ка*;

θ — действительная температура окружающей среды, °С;

$\theta_\text{н}$ — допустимая температура токоведущих частей аппаратов (для контактов разъединителей и выключателей 75°С, для кабелей 60—80°С и т. д.).

Кроме того, при выборе аппаратов и токоведущих частей следует учитывать возможные перегрузки их. Для цепей генераторов необходимо учитывать длительное повышение номинального тока на 5% при понижении напряжения на 5% от номинального.

Для силовых трансформаторов допустима перегрузка на 30—40% в зависимости от коэффициента заполнения суточного графика нагрузки и за счет недогрузки в летнее время.

Сборные шины необходимо выбирать с учетом возможного токо-

распределения в них при различных режимах работы установки.

В мощных распределительных устройствах большой длины с целью экономии материала можно выбирать шины ступенчатого сечения. Ошиновки к маломощным аппаратам и присоединениям (маломощные потребители, измерительные трансформаторы напряжения и т. д.) можно выбирать круглого сечения или стальные.

Допустимые нагрузки на шины при постоянном токе будут несколько больше приведенных в каталогах вследствие отсутствия явления поверхностного эффекта. При горизонтальной прокладке шин (прямоугольного сечения) плашмя на опорных изоляторах допустимая нагрузка по каталожным данным должна быть уменьшена на 5% для шин с шириной полос до 60 *мм* и на 8% для шин с шириной полос больше 60 *мм* вследствие худшего охлаждения шин.

При переменном токе шины больших сечений должны выбираться с учетом явления поверхностного эффекта. Если температура окружающего воздуха меньше 35°С, то рабочий ток аппарата согласно ОСТ можно увеличить на 0,5% на каждый градус понижения температуры (до 20% от номинального тока). При выборе аппаратов необходимо также учитывать место их установки.

Аппараты и токоведущие части подвергаются воздействию токов короткого замыкания, поэтому их необходимо проверять на термическую и динамическую устойчивость токов короткого замыкания.

Правилами устройства электроустановок по режиму короткого замыкания допускается не проверять на термическую и динамическую устойчивость следующие элементы электрической цепи:

а) аппараты и проводники, защищаемые плавкими предохранителями с номинальным током включительно до 60 *а*;

2) аппараты и проводники, защищенные плавкими предохранителями с токоограничивающим действием при любом номинальном токе;

3) аппараты и проводники, защищенные плавкими предохранителями, независимо от номинального тока и токов предохранителей;

4) токоведущие части в индивидуальных цепях общей мощностью до 750 *ква* включительно, если в электрической и технологической частях предусмотрено резервирование и перерыв в питании не приведет к расстройству технологического процесса, повреждение при коротком замыкании не может вызвать взрыва, и возможна легкая замена поврежденного оборудования;

5) токоведущие части к отдельным небольшим распределительным пунктам неответственного назначения;

6) трансформаторы тока в цепях силовых трансформаторов и реактированных линий (рекомендуется такие трансформаторы устанавливать на стороне низкого напряжения);

7) воздушные линии (за исключением подходов к подстанциям с мощностью короткого замыкания более 2,5 млн. *ква*, где при

электродинамическом действии токов короткого замыкания может произойти схлестывание проводов);

8) сети напряжением до 1000 *в*, за исключением п. 4;

9) аппараты и ошиновки цепей трансформаторов напряжения, если они установлены в отдельных камерах.

Аппараты и токоведущие части в расчетной схеме выбираются для наихудших условий короткого замыкания.

Проверка отключающих аппаратов токоведущих частей (проводов, шин, кабелей) на термическую устойчивость сводится к определению наибольшей температуры нагрева их токами короткого замыкания, для чего необходимо знать длительность короткого замыкания t или расчетное время действия токов короткого замыкания. В эту величину входит время действия релейной защиты $t_{\text{защ}}$, которая должна дать импульс выключателю на отключение короткого замыкания, и время отключения этого выключателя $t_{\text{в}}$

$$t = t_{\text{защ}} + t_{\text{в}}. \tag{90}$$

Значение $t_{\text{защ}}$ определяется уставкой по времени указанной защиты, а $t_{\text{в}}$ определяется заводами-изготовителями в паспортах. В случае отсутствия данных завода-изготовителя можно принимать для быстродействующих выключателей $t_{\text{в}} = 0{,}1$ сек, для небыстродействующих выключателей $t_{\text{в}} = 0{,}2$ сек. В основном, значения $t_{\text{в}}$ для выключателей и приводов отечественного изготовления приведены в их технических характеристиках.

По расчетному времени действия токов короткого замыкания определяется фиктивное время ($t_{\text{ф}}$), в течение которого установившийся ток нагреет токоведущую часть до такой же температуры, как она была бы нагрета изменяющимся по времени током короткого замыкания за расчетное время.

Ток короткого замыкания состоит из периодической и апериодической составляющих. Тогда и фиктивное время, соответствующее полному току короткого замыкания, определится суммой

$$t_{\text{ф}} = t_{\text{ф. п}} + t_{\text{ф. а}}, \tag{91}$$

где $t_{\text{ф. п}}$ — периодическая составляющая фиктивного времени, сек.;

$t_{\text{ф. а}}$ — апериодическая составляющая фиктивного времени, сек.

Периодическая составляющая фиктивного времени определяется по расчетному времени действия токов короткого замыкания и соотношению

$$\beta'' = \frac{I''}{I_{\infty}},$$

где I'' — начальное или сверхпереходное значение токов короткого замыкания, *а* или *ка*;

I_{∞} — установившееся значение токов короткого замыкания, *а* или *ка*.

Из рис. 29 определяется периодическая составляющая фиктивного времени при $5 \geqslant t \geqslant 0{,}1$ сек. Если расчетное время $t > 5$ сек., то величина $t_{ф.п}$ определяется по формуле

$$t_{ф.п} = t_{ф_5} + (t - 5), \tag{92}$$

где $t_{ф_5}$ — фиктивное время периодической составляющей тока короткого замыкания, определяемое по кривым (рис. 29) при $t = 5$ сек.;

t — действительное время, сек.

Апериодическая составляющая времени $t_{ф.а}$ определяется по формуле

$$t_{ф.а} = T_а(\beta'')^2\left(1 + e^{-\frac{t}{0{,}5T_а}}\right), \tag{93}$$

где $T_а$ — постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, сек.

Постоянная времени затухания определяется величинами активных и реактивных составляющих сопротивлений короткозамкнутой цепи

$$T_а = \frac{x_{рез}}{314 \cdot r_{рез}} = \frac{x_{*рез}}{314 \cdot r_{*рез}}, \tag{94}$$

где $x_{рез}$ и $x_{*рез}$ — индуктивное сопротивление короткозамкнутой цепи соответственно в омах и относительных единицах;

$r_{рез}$ и $r_{*рез}$ — активное сопротивление в омах и относительная величина сопротивления той же цепи.

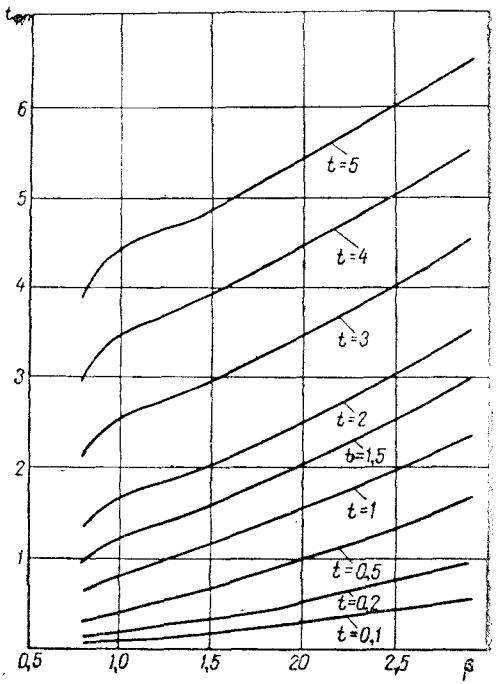


Рис. 29. Кривые фиктивного времени для периодической слагающей тока к. з. при питании от генераторов с автоматическими регуляторами напряжения.

Если среднее значение $T_а = 0{,}05$ сек. и $t \geqslant 0{,}1$ сек., то

$$t_{ф.а} = 0{,}05\,(\beta'')^2. \tag{95}$$

В современных сложных электрических системах и сетях схемы релейных защит работают со ступенчатым отключением короткого

замыкания. Например, дифференциальные защиты шин генераторного и других ступеней напряжения при коротком замыкании на шинах отключают источники питания точки короткого замыкания с разной выдержкой времени (сначала шиносоединительные выключатели, потом секционные, трансформаторы связи и в последний момент генераторы).

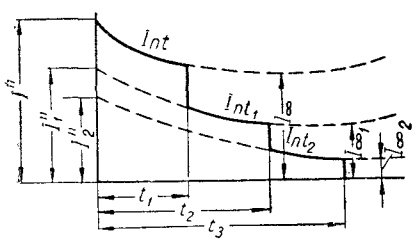


Рис. 30. Кривая изменения максимальных величин периодической составляющей тока к. з. при ступенчатом отключении источников питания места к. з.

На рис. 30 приведена кривая изменения максимальных величин периодической составляющей тока короткого замыкания при ступенчатом отключении источников питания точки короткого замыкания. На рисунке t_1 и t_2 — время отключения соответственно первой и второй группы источников питания места короткого замыкания с момента возникновения его; I'' и I_∞ — сверхпереходный и установившийся ток короткого замыкания исходной схемы (со всеми источниками питания); I_1'' и $I_{\infty 1}$ — сверхпереходный и установившийся ток короткого замыкания для схемы без учета источников питания места короткого замыкания, отключаемых за время t_1. В данном случае фиктивное время t_Φ короткого замыкания будет определяться приведенной величиной.

Величина, характеризующая термическое действие установившегося тока I_∞ короткого замыкания за полное время t_2 (см. рис. 30), определяется величиной $I_\infty^2 t'_\Phi$. Величина, характеризующая термическое действие того же установившегося тока короткого замыкания за время t_1 будет $I_\infty^2 t_{\Phi 1}$, где $t_{\Phi 1}$ определяется по рис. 29 для t_1 и $\beta'' = \frac{I''}{I_\infty}$. Величина, характеризующая термическое действие установившегося тока короткого замыкания I_∞ за время $t_2 - t_1$ может быть определена как разность

$$I_{\infty 1}^2 t_{\Phi 2} - I_{\infty 1}^2 t'_{\Phi 1},$$

где $t_{\Phi 2}$ определяется по кривым (см. рис. 29) для t_2 и $\beta_1'' = \frac{I_1''}{I_{\infty 1}}$; $t'_{\Phi 1}$ определяется по тем же кривым для t_1 и $\beta_1'' = \frac{I_1''}{I_{\infty 1}}$. Тогда термическое действие периодической составляющей установившегося тока короткого замыкания за полное время t_2 будет определяться суммой термического действия установившегося тока за время t_1 и $t_2 - t_1$, т. е.

$$I_\infty^2 t'_\Phi = I_\infty^2 t_{\Phi 1} + I_{\infty 1}^2 (t_{\Phi 2} - t'_{\Phi 1}), \qquad (96)$$

откуда

$$t'_\Phi = t_{\Phi 1} + (t_{\Phi 2} - t'_{\Phi 1}) \left(\frac{I_{\infty 1}}{I_\infty}\right)^2. \qquad (97)$$

При наличии большого числа ступеней отключения источников питания места короткого замыкания к уравнению (97) будут суммироваться дополнительные члены, т. е.

$$t'_{\text{ф}} = t_{\text{ф1}} + (t_{\text{ф2}} - t'_{\text{ф1}})\left(\frac{I_{\infty 1}}{I_{\infty}}\right)^2 + [t_{\text{ф3}} - (t'_{\text{ф1}} + t'_{\text{ф2}})]\left(\frac{I_{\infty 2}}{I_{\infty}}\right)^2 + \ldots \quad (98)$$

Следует также учесть, что выбор аппаратов и проверка на термическую устойчивость производится по тем расчетным величинам токов короткого замыкания, которые приводят к большему тепловыделению.

Расчет токов короткого замыкания необходимо производить для трехфазного и двухфазного короткого замыкания, так как значения токов короткого замыкания определяются величиной расчетного относительного сопротивления схемы $x_{*\text{расч}}$, приведенного к месту короткого замыкания. Если $x_{*\text{расч}} = 0{,}6$, то расчетные значения величин установившихся токов трехфазного и двухфазного короткого замыкания одинаковы ($I^3_{\infty} = I^{(2)}_{\infty}$). При $x_{*\text{расч}} < 0{,}6$ расчетные значения токов короткого замыкания при двухполюсном коротком замыкании больше, чем при трехполюсном, т. е. $I^{(2)}_{\infty} > I^{(3)}_{\infty}$. При $x_{*\text{расч}} > 0{,}6 \quad I^{(3)}_{\infty} > I^{(2)}_{\infty}$.

Для проверки аппаратов и токоведущих частей на термическую устойчивость принимается тот вид короткого замыкания, при котором значение $I^2_{\infty} t_{\text{ф}}$, определяющее тепловыделение, будет больше.

При трехфазном коротком замыкании эта величина равна $(I^3_{\infty})^2 t^{(3)}_{\text{ф}}$, где $t^{(3)}_{\text{ф}}$ — фиктивное время, определяемое по рис. 29 при t_1 и $\beta'' = \frac{I''^{(3)}}{I^{(3)}_{\infty}}$, где $I''^{(3)}$ — сверхпереходный ток трехполюсного короткого замыкания. При двухфазном коротком замыкании $\left(I^{(2)}_{\infty}\right)^2 t^{(2)}_{\text{ф}}$, где $t^{(2)}_{\text{ф}}$ — фиктивное время, определяемое по рис. 29 при t и $\beta'' = \frac{I''^{(2)}}{I^{(2)}_{\infty}}$, где $I''^{(2)}$ — сверхпереходный ток двухполюсного короткого замыкания.

Расчетная схема для определения токов короткого замыкания должна выбираться, исходя из нормальных условий работы данной электроустановки. Правилами электротехнических установок не рекомендуется считаться с такими видоизменениями схемы электроустановок, которые не предусматриваются для длительной работы, (например, с цепями, которые включаются в параллельную работу в процессе переключений).

Расчетные точки короткого замыкания необходимо выбирать так, чтобы отключающие аппараты попадали в наиболее тяжелые условия. При этом следует учитывать, что отключающие аппараты на реактированных линиях следует выбирать по значениям токов короткого замыкания за реакторами (за исключением шинных разъединителей, которые при наличии разделяющих полок должны быть выбраны по значениям токов к. з. до реактора).

На рис. 31 изображена схема электростанции, на которой приведены расчетные точки для выключателей различных цепей.

Для выбора выключателя в цепи генератора необходимо сопоставить токи короткого замыкания в двух возможных точках K_1 и K_2. При замыкании в точке K_1 выключатель должен надежно работать при воздействии токов короткого замыкания генератора *2* и системы; при замыкании в точке K_2 — при воздействии тока короткого замыкания генератора *1*. Следовательно, в данном случае точка K_1 является расчетной для выбора выключателя в цепи генераторов.

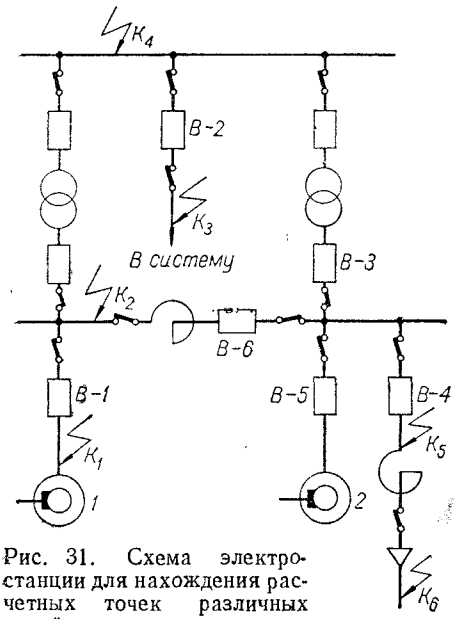


Рис. 31. Схема электростанции для нахождения расчетных точек различных цепей.

Расчетными точками для выбора выключателя линии связи с системой будут точки K_3 и K_4 в зависимости от величины тока короткого замыкания, посылаемого от системы и двух генераторов станции. В данном случае необходимо установить наибольшую возможную величину тока короткого замыкания, проходимого через выключатель и по нему выбирать выключатель.

Как исключение линейный выключатель выбирается по току короткого замыкания за линейным реактором, не считаясь с тем, что в точке K_5 ток короткого замыкания будет больше. В точке K_6 за реактором ток короткого замыкания будет ограничиваться реактором. Следовательно, для линейного выключателя более тяжелым условием является короткое замыкание в точке K_5, но учитывая, что выключатель и реактор этого фидера расположены друг от друга близко и соединены надежной ошиновкой, то вероятность короткого замыкания на этом участке незначительная. При выборе аппаратуры для электрических станций и подстанций необходимо учитывать однотипность электрооборудования, особенно в тождественных цепях (генераторов, трансформаторов связи и т. д.). Поэтому электрооборудование электрических станций и подстанций часто выбирается по величине токов короткого замыкания на шинах соответствующей ступени напряжения (генераторного, подстанции, собственных нужд).

В распределительных устройствах генераторного напряжения желательно устанавливать взрывобезопасные выключатели (масляные малообъемные или воздушные). В случае применения автоматического повторного включения лучше выбирать воздушные вы-

ключатели, так как у них этот цикл занимает меньше времени. Время действия АПВ необходимо учитывать при выборе выключателей.

§ 25. ВЫБОР ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ И ИХ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Высоковольтные выключатели выбираются по виду установки, номинальному току, номинальному напряжению, отключаемому току и мощности короткого замыкания. Выключатели проверяются на динамическую и термическую устойчивость токам короткого замыкания.

Места установки выключателей (внутренних или наружных устройств) определяются условиями задания.

Номинальный ток и напряжение определяются параметрами электрических сетей или аппаратов

$$I_{\text{ном}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad \text{или} \quad I_{\text{ном}} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cos \varphi}, \tag{99}$$

где S — кажущаяся мощность, *ква* или *Мва*;

P — активная мощность, *квт* или *Мвт*.

Амплитудное значение тока короткого замыкания, установившийся ток (термической устойчивости), отключаемый ток и отключаемая мощность короткого замыкания определяются расчетом для необходимых точек электрической цепи.

При выборе выключателей и других аппаратов заданные и расчетные электрические величины сопоставляются с гарантийными, приведенными в каталогах

$$\begin{gathered} I_{\text{ап. ном}} \geqslant I_{\text{н. макс}}; \\ U_{\text{ап. ном}} \geqslant U_{\text{уст. макс}}; \\ I_{\text{расч}} \leqslant I_{\text{доп}}; \quad S_{\text{расч}} \leqslant S_{\text{доп}}. \end{gathered} \tag{100}$$

Термическая устойчивость отключающих аппаратов устанавливается выражением

$$I^2_{\infty \text{расч}} t_{\text{ф. расч}} \leqslant 10 I^2_{t=10}, \tag{101}$$

где $t_{\text{ф. расч}}$ — расчетное фиктивное время, порядок определения которого приведен в формулах (91)—(93);

$I_{t=10}$ — десятисекундный ток термической устойчивости, $I_{t=10}$ определяется по каталогам. Иногда в каталогах задаются пятисекундные ($I_{t=5}$) значения тока термической устойчивости.

Электродинамическая устойчивость высоковольтных выключателей токам короткого замыкания устанавливается выражением

$$i_{\text{макс}} \geqslant i_{\text{у}}. \tag{102}$$

26. ВЫБОР РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ

Разъединители будут работать надежно, если они выбраны по условиям нормального режима работы и режима короткого замыкания. Для надежности работы в условиях нормального режима разъединители необходимо выбрать по роду установки, номинальному напряжению и номинальному току. При этом необходимо, чтобы

$$U_{\text{раз. ном}} \geqslant U_{\text{уст. ном}} \text{ и } I_{\text{раз. ном}} \geqslant I_{\text{макс}}, \tag{103}$$

где $U_{\text{раз. ном}}$ — номинальное напряжение разъединителя, указанное на его щитке;

$U_{\text{уст. ном}}$ — номинальное напряжение установки, для которой предназначен разъединитель;

$I_{\text{раз. ном}}$ — наибольший длительный ток, при котором разъединители работают длительное время;

$I_{\text{макс}}$ — максимальный ток с учетом возможной длительной перегрузки присоединения.

Для надежной работы разъединителей в условиях режима короткого замыкания необходимо, чтобы они были электродинамически и термически устойчивы токам короткого замыкания.

Электродинамическая устойчивость разъединителей характеризуется максимально допустимым током $i_{\text{макс}}$ (амплитудное значение) или током электродинамической устойчивости, который должен быть больше ударного тока короткого замыкания

$$i_{\text{макс}} \geqslant i_{\text{у}}.$$

Термическая устойчивость разъединителей характеризуется током термической устойчивости I_t, т. е. таким током, который в течение определенного времени (в каталогах 1, 5, 10 сек.) нагревает все части аппарата до температуры не выше допустимой для него ($\theta_{\text{к. доп}}$).

Термическая устойчивость разъединителей определяется условием

$$I_t^2 t \geqslant I_\infty^2 t_\Phi \ \kappa a^2 \cdot сек. \tag{104}$$

§ 27. ВЫБОР ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ НАГРУЗКИ

Выключатели нагрузки применяются в цепях с несколькими присоединениями на один выключатель мощности при наличии АПВ или в цепях радиальных и неразветвленных линий. Они могут отключать ток нагрузки и обеспечивать видимый разрыв цепи.

Для успешного отключения токов короткого замыкания выключателями нагрузки в их цепи последовательно монтируются предохранители, которые в момент короткого замыкания прерывают цепь тока, и выключатель отключается. Выключатели нагрузки выбираются по номинальному напряжению и току, допустимому току отключения и проверяются на термическую и динамическую устойчивость токам короткого замыкания.

Выбор выключателя нагрузки сводится к тому же, что и выбор разъединителей, только в данном случае добавляется еще один параметр — допустимый ток отключения.

При этом необходимо, чтобы

$$I_{\text{макс}} \leqslant I_{\text{откл. ном}}. \tag{105}$$

§ 28. ВЫБОР РЕАКТОРОВ

Обычные и расщепленные реакторы выбираются по номинальному току, напряжению и индуктивному сопротивлению.

На термическую устойчивость реакторы проверяются по тем же соотношениям, что и отключающее оборудование.

Бетонные реакторы с реактивностью больше 3% не проверяют на динамическую устойчивость, так как заводы-изготовители выполняют их по условиям короткого замыкания на зажимах реактора, присоединенного к источнику бесконечно большой мощности (за исключением некоторых с $x_{р\%} = 4\%$).

В действительности реакторы находятся в более благоприятных условиях. Бетонные реакторы с реактивным сопротивлением 3% и меньше и деревянные реакторы проверяются на динамическую устойчивость по условию

$$i_{\text{макс}} \geqslant i_{\text{у}}. \tag{106}$$

Групповые и расщепленные реакторы желательно проверять дополнительно на изменение и разность напряжений на разных секциях или сборках в зависимости от нагрузок и $\cos\varphi$ при нормальном режиме работы. В режиме короткого замыкания выбранные реакторы могут проверяться по остаточному напряжению на шинах станций или подстанций.

Секционные реакторы выбираются, руководствуясь только ограничением токов короткого замыкания. В нормальных режимах они обтекаются малыми токами вследствие перетоков, обусловленных разностью нагрузок на секциях. Величина индуктивных сопротивлений секционных реакторов принимается 8 — 12%, а величина номинального тока его — 50 — 70% от тока секции.

Обычные и расщепленные линейные реакторы выбираются по указанным ранее условиям и по каталогам с соблюдением следующих условий:

$$U_{\text{макс}} \leqslant U_{\text{р. ном}}; \quad I_{\text{макс}} \leqslant I_{\text{р. ном}}. \tag{107}$$

Определение реактивности реакторов. Для потребительских линий, собственных нужд и групповых линий реактивное сопротивление реакторов определяется по условиям ограничения токов короткого замыкания до необходимых величин, позволяющих установить отключающую аппаратуру облегченного типа.

Предварительно задаются типом устанавливаемого отключающего оборудования (выключателя мощности, нагрузки) и по их харак-

теристике ($S_о$, $I_о$) определяется значение результирующего относительного сопротивления расчетной схемы до места короткого замыкания

$$x_{*рез} = \frac{I_б}{I_о} \text{ или } x_{*рез} = \frac{S_б}{S_о}, \quad (108)$$

где $I_б$ — базисный ток расчетной схемы, отнесенный к ступени напряжения в месте установки реактора;

$S_б$ — базисная мощность.

Результирующее относительное сопротивление

$$x_{*рез} = x_{*рез.\,с} + x_{*р} + x_{*к},$$

где $x_{*рез.\,с}$ — относительное результирующее сопротивление всей расчетной схемы, сведенной к месту установки реактора;

$x_{*р}$ — относительное сопротивление реактора, приведенное к той же базисной мощности, что и система;

$x_{*к}$ — относительное сопротивление кабеля (если к. з. на кабеле), приведенное к той же базисной мощности, что и реактор.

Если короткое замыкание рассматривается на выводах реактора, то $x_{*к} = 0$, и формула примет вид

$$x_{*рез} = x_{*с} + x_{*р},$$

откуда

$$x_{*р} = x_{*рез} - x_{*с}. \quad (109)$$

Относительное сопротивление реактора можно привести к номинальному току или мощности реактора и определить сопротивление реактора

$$x_{р\%} = x_{*р} \frac{I_{ном}}{I_б} 100. \quad (110)$$

По относительному сопротивлению, приведенному к номинальному току и напряжению, по каталогу, выбирается ближайший реактор.

В случае значительного отличия номинального напряжения выбранного реактора от напряжения сети сопротивление его можно пересчитать по формуле

$$x_{р\%} = x_{*р} \frac{I_{ном} U_б}{I_б U_{ном}}, \quad (111)$$

где $I_б$ и $U_б$ — базисный ток и напряжение, определяющиеся местом установки реактора.

Так же можно определить сопротивление сдвоенного реактора.

Определение остаточного напряжения на шинах во время короткого замыкания. Выбранные реакторы служат не только для ограничения токов короткого замыкания, но и для поддержания напряжения на шинах станции во время ко-

роткого замыкания на присоединениях и на секции за реактором. Поэтому иногда необходимо проверять реакторы на остаточное напряжение на шинах генераторного напряжения или подстанции по формуле

$$U_{\text{ост}\%} = x_{\text{р}\%} \frac{I''}{I_{\text{ном}}} \geqslant U_{\text{доп}\%}, \qquad (112)$$

где $U_{\text{ост}\%}$ — остаточное напряжение;
$x_{\text{р}\%}$ — реактивность выбранного реактора;
$I_{\text{ном}}$ — номинальный ток выбранного реактора;
I'' — сверхпереходный ток при трехфазном коротком замыкании за реактором;
$U_{\text{доп}\%}$ — допустимое остаточное напряжение (заданное потребителем).

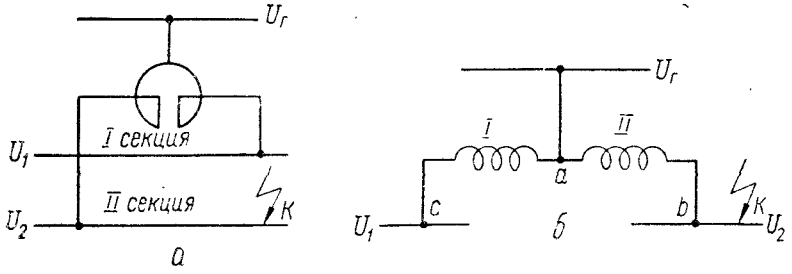


Рис. 32. Расчетная схема при к. з. на одной из ветвей реактора:
а — принципиальная; *б* — приведенная.

Таким методом остаточное напряжение можно определить только для обычных реакторов.

Напряжение на шинах или сборке шин в одной из ветвей сдвоенного реактора при коротком замыкании в другой ветви определяется иным путем.

В нормальных условиях потеря напряжения на *I* и *II* ветви реактора (рис. 32).

$$\Delta U_{1\%} = x_{\text{р}\%} \left(\frac{I_1}{I_{\text{р}}} \sin \varphi_1 - f_{\text{с}} \frac{I_2}{I_{\text{р}}} \sin \varphi_2 \right);$$

$$\Delta U_{2\%} = x_{\text{р}\%} \left(\frac{I_2}{I_{\text{р}}} \sin \varphi_2 - f_{\text{с}} \frac{I_1}{I_{\text{р}}} \sin \varphi_1 \right), \qquad (113)$$

где $f_{\text{с}}$ — коэффициент связи.

Предположим короткое замыкание произошло на *II* секции, тогда в точке *K* (рис. 32) напряжение равно нулю (при трехфазном к. з.).

Междуфазное напряжение при к. з. на шинах генераторного напряжения или шинах подстанции

$$U_{\text{к}} = U_{\text{а}} = \sqrt{3} \cdot x_{\text{р}} I_{\text{к}}.$$

Это равенство определяет остаточное напряжение на шинах генераторного напряжения.

Вместе с тем ток короткого замыкания, протекающий по II ветви реактора, наводит в I ветви его э. д. с.

$$E_{II} = x_р f_с I_к,$$

которая имеет то же направление, что и напряжение.

Тогда междуфазное напряжение на выводе c

$$U_c = \sqrt{3}\,(x_р I_к + f_с x_р I_к) = \sqrt{3} \cdot I_к x_р (1 + f_с). \qquad (114)$$

Если заменим $x_р$ на $x_{р\%}$ и предположим, что $U_{р.\,ном} = U_{уст.\,ном}$, то получим напряжение во время короткого замыкания на секции или сборке I ветви, выраженное в процентах,

$$U_{c\%} = x_{р\%}(1 + f_с)\frac{I_к}{I_{р.\,ном}}. \qquad (115)$$

Из этой формулы видно, что иногда напряжение на «здоровой» ветви превышает номинальное напряжение реактора при коротком замыкании. Это обусловлено тем, что ток короткого замыкания примерно в 10 раз больше номинального, и наведенная э. д. с. этим током увеличивает U_c. Величина U_c может возрасти до 1,35 $U_{р.\,ном}$, но она кратковременная (0,3—0,15 сек.) и не представляет опасности для оборудования и изоляции.

Колебания напряжений за реактором. Колебание напряжений за реактором зависит от величины нагрузки и вида ее.

Ниже отмечается влияние нагрузки асинхронных и синхронных двигателей на изменение $\cos\varphi$ и соответственно изменение напряжения за реактором.

Рассчитаем изменения напряжения за реактором для различных схем и нагрузок. Подробно рассмотрим схему с индивидуальными обычными реакторами на одну или несколько линий.

Известно, что падение напряжения в реакторе

$$\Delta U_{р\%} = m x_{р\%} \sin\varphi,$$

где m — доля нагрузки от номинальной величины;

$x_{р\%}$ — реактивное сопротивление реакторов.

При реактивном сопротивлении реактора $x_{р\%} = 5\%$, $\cos\varphi$ потребителей, равном 0,8, и изменении нагрузки в пределах от 0,5 до 1 номинальной величины, колебание напряжения определится разностью падений напряжений.

Падение напряжения при номинальной нагрузке

$$\Delta U_{1\%} = 5 \cdot 0{,}6 = 3\%, \text{ так как } \sin\varphi = \sqrt{1 - 0{,}8^2} = 0{,}6.$$

Падение напряжения при нагрузке, равной 0,5 от номинальной,

$$\Delta U_{2\%} = 0{,}5 \cdot 5 \cdot 0{,}6 = 1{,}5\%,$$

$$\Delta U_{\%} = \Delta U_{1\%} - \Delta U_{2\%} = 3{,}0 - 1{,}5 = 1{,}5\%,$$

т. е. колебание напряжения при изменении нагрузки от 0,5 до 1 вызывает колебание напряжения за данным реактором на 1,5%.

Аналогично можно определить колебание напряжения за любым реактором при любом изменении нагрузки.

Для схемы с расщепленными реакторами необходима проверка величины колебания напряжения, так как изменение напряжения на одной из секций схемы (рис. 32, *а*, *б*) повлечет изменение напряжения на другой секции.

Для I секции

$$U'_{1\%} = \frac{U_1}{U_{\text{ном}}} 100 = 100 \frac{U}{U_{\text{ном}}} - x_{\text{р}\%} \left(\frac{I_1}{I_{\text{р}}} \sin \varphi_1 - f_{\text{с}} \frac{I_2}{I_{\text{р}}} \sin \varphi_2 \right). \quad (116)$$

Для II секции

$$U'_{2\%} = \frac{U_2}{U_{\text{ном}}} 100 = 100 \frac{U}{U_{\text{ном}}} - x_{\text{р}\%} \left(\frac{I_2}{I_{\text{р}}} \sin \varphi_2 - f_{\text{с}} \frac{I_1}{I_{\text{р}}} \sin \varphi_1 \right),$$

где $U'_{1\%}$ и $U'_{2\%}$ — измененные значения напряжения на секциях;

U_1 и U_2 — рабочие напряжения секций;

U и $U_{\text{ном}}$ — соответственно допустимое и номинальное напряжение;

I_1 и I_2 — нагрузочные токи секций;

$I_{\text{р}}$ — номинальный ток реактора;

$\sin \varphi_1$, $\sin \varphi_2$ — тригонометрические функции, определяемые нагрузками и $\cos \varphi$ каждой секции;

$f_{\text{с}}$ — коэффициент связи между ветвями реактора (принимается равным 0,5);

$x_{\text{р}\%}$ — реактивное сопротивление одной ветви рабочего реактора, %.

Если учесть, что допускается превышение напряжения на шинах, сборках или секциях на 5%, то изменение напряжения на каждой секции можно определить по формулам:

$$U'_{1\%} = 105 - x_{\text{р}\%} \frac{I_1 \sin \varphi_1}{I_{\text{р}}} + 0{,}5 x_{\text{р}\%} \frac{I_2 \sin \varphi_2}{I_{\text{р}}};$$

$$U''_{1\%} = 105 - x_{\text{р}\%} \frac{I_2 \sin \varphi_2}{I_{\text{р}}} + 0{,}5 x_{\text{р}\%} \frac{I_1 \sin \varphi_1}{I_{\text{р}}}. \quad (117)$$

Колебание напряжения на каждой секции соответственно определится разностью

$$\Delta U_{1\%} = U'_{1\%} - U''_{1\%};$$
$$\Delta U_{2\%} = U'_{2\%} - U''_{2\%}. \quad (118)$$

Произведем расчет изменения и колебаний напряжений на сборках шин группового расщепленного реактора РБ-2 × 2500 при изменении нагрузки и при разных $\cos \varphi$ потребителей и значениях реактивного сопротивления ветви реактора.

Результаты расчетов сведены в табл. 10.

Таблица 10

Результаты расчетов изменения и колебания напряжений на сборках группового расщепленного реактора

Изменение нагрузки на		Изменение напряжения при разных $\cos\varphi$ и $x_{р}\%$					
		Реактор РБ-15-2×2500, $\cos\varphi_1 = \cos\varphi_2 = 0{,}8$		Реактор РБ-18-2×2500, $\cos\varphi_1 = \cos\varphi_2 = 0{,}9$		Реактор РБ-21-2×2500, $\cos\varphi_1 = \cos\varphi_2 = 0{,}98$	
I секции	II секции	I секция	II секция	I секция	II секция	I секция	II секция
$\frac{I_1}{I_р}$	$\frac{I_2}{I_р}$	$100\frac{U_1}{U_{ном}}$	$100\frac{U_2}{U_{ном}}$	$100\frac{U_1}{U_{ном}}$	$100\frac{U_2}{U_{ном}}$	$100\frac{U_1}{U_{ном}}$	$100\frac{U_2}{U_{ном}}$
0	0,5	107,2	100,5	107,0	101,0	106,0	103,0
0,5	1	105,0	98,2	105,0	99,1	105,0	101,0
Колебание напряжения на секциях, %		2,2	2,3	2,0	1.9	1.0	2,0
		6,7		6,0		3	
Разность напряжений на сборках, %		6,3		5,9		4	

У потребителей допускается колебание напряжения в пределах $\pm 5\%$, поэтому во избежание чрезмерного понижения напряжения у потребителей, подключенных к сборкам шин, необходимо учитывать явление колебания напряжения. Следует учитывать также влияние нагрузки асинхронных и синхронных двигателей на величину сопротивления реактора и $\cos\varphi$. Технические характеристики и стоимость обычных и расщепленных реакторов приведены в приложениях 15 и 16.

Выбор параметров групповых реакторов с учетом подпитки токами короткого замыкания от асинхронных и синхронных двигателей. При выборе групповых реакторов и отключающей аппаратуры значение ударных токов к. з. следует определять с учетом асинхронных и синхронных двигателей.

Из аналитических расчетов известно, что чем больше нагрузка асинхронных двигателей за реактором, тем больше должно быть сопротивление реактора для надежной работы аппаратуры по динамическим условиям токов короткого замыкания. Еще в большей степени на выбор реакторов влияет нагрузка синхронных двигателей.

Рассмотрим два варианта соотношения нагрузок.

1. Вся нагрузка состоит из асинхронных двигателей, расположенных за реактором РБ-6(10)-2 × 2000. Тогда ударный ток короткого замыкания от электродвигателей мощностью, равной номинальной мощности одной ветви реактора, определится соотношением $i_у = 6{,}5 \cdot I_{р.ном}$ и для данного случая

$$i_у = 6{,}5 \cdot 2000 = 13 \text{ } ка.$$

Если за реактором предусмотрены выключатели типа ВМГ-133, то допустимая составляющая ударного тока от сети или системы должна быть не более

$$i_{с.у} = 52 - 13 = 39 \text{ } ка,$$

где 52 — допустимый амплитудный ток для выключателя ВМГ-133.

Тогда сверхпереходное значение тока короткого замыкания сети должно быть не более

$$I''_{\text{с}} = \frac{i_{\text{с. у}}}{2{,}55} = \frac{39}{2{,}55} = 15{,}3 \text{ ка}.$$

Общее сопротивление сети и одной ветви расщепленного реактора при мощности сети, равной 400 *Мва*,

$$x_{*\text{рез}} = \frac{I_{\text{б}}}{I''_{\text{с}}} = \frac{36{,}7}{15{,}3} = 2{,}4,$$

где

$$I_{\text{б}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 6{,}3} = 36{,}7 \text{ ка}.$$

Относительное реактивное сопротивление сети при ударном токе короткого замыкания, равном $i_{\text{у. с}} = 150$ *ка*, определится формулой

$$x_{*\text{с}} = \frac{I_{\text{б}}}{I''} = \frac{36{,}7}{59{,}0} = 0{,}62,$$

где

$$I'' = \frac{i_{\text{у. с}}}{2{,}55} = \frac{150}{2{,}55} = 59 \text{ ка}.$$

Приведенное значение относительного реактивного сопротивления ветви расщепленного реактора

$$x_{*\text{р}} = 2{,}4 - 0{,}62 = 1{,}78.$$

Тогда должен быть выбран реактор 2×2000 *а* с реактивным сопротивлением

$$x_{\text{р}\%} = \frac{x_{*\text{р}} I_{\text{ном}}}{I_{\text{б}}} \cdot 100 = \frac{1{,}78 \cdot 2000}{36700} \cdot 100 = 9{,}8\%.$$

Следовательно, необходимо установить реактор с реактивным сопротивлением не менее 10%, который обеспечит работу всех присоединений с выключателями типа ВМГ-133.

2. Мощность синхронных двигателей составляет 20% от общей нагрузки (остальная часть — нагрузка асинхрониых двигателей). Тогда подпитка места короткого замыкания ударным током от асинхронных и синхронных двигателей определится соотношением

$$i_{\text{у}} = 6{,}5 n_1 I_{\text{р}} + 1{,}8 m n_2 I_{\text{р}}, \qquad (119)$$

где n_1 и n_2 — соответственно относительные величины асинхронных и синхронных нагрузок ($n_1 = 0{,}8$, а $n_2 = 0{,}2$);

$$m = \sqrt{2} \frac{E''_{\text{син}}}{x''_{\text{син}}} = \sqrt{2} \cdot \frac{1{,}1}{0{,}2} = 7{,}8.$$

Для синхронных двигателей $m = 7{,}8$.

Подставляя числовые значения в формулу (119), получим

$$i_y = 6{,}5 \cdot 0{,}8 \cdot 2000 + 1{,}8 \cdot 7{,}8 \cdot 0{,}2 \cdot 2000 = 10\,400 + 5600 = 16 \text{ ка}.$$

Допустимое значение ударного тока от сети или системы для того же выключателя ВМГ-133 будет

$$i_{с.у} = i_{у.доп} - i_у = 52 - 16 = 36 \text{ ка}.$$

Тогда сверхпереходное значение тока короткого замыкания от сети в месте короткого замыкания

$$I''_с = \frac{i_{с.у}}{2{,}55} = \frac{36}{2{,}55} = 14{,}1 \text{ ка}.$$

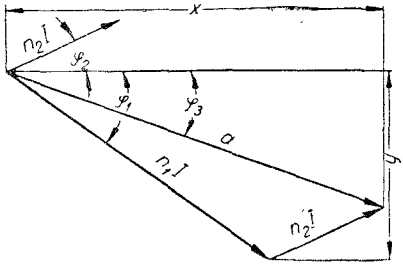


Рис. 33. К расчету cos φ при наличии у потребителей синхронных двигателей.

Результирующее относительное сопротивление сети и одной ветви реактора до места короткого замыкания

$$x_{*рез} = \frac{I_б}{I''_с} = \frac{36{,}7}{14{,}1} = 2{,}6.$$

Необходимое сопротивление ветви реактора определяется равенством

$$x_{р\%} = \cdot \frac{x_{*р} I_{ном}}{I_б} 100\% = \frac{1{,}98 \cdot 2000}{36\,700} 100\% = 10{,}8\%,$$

где

$$x_{*р} = x_{*рез} - x_{*с} = 2{,}6 - 0{,}62 = 1{,}98.$$

Как видно из расчетов, синхронные двигатели увеличивают амплитудное значение токов короткого замыкания в месте короткого замыкания, поэтому сопротивление реактора должно быть увеличено. Аналогично можно произвести расчет для любого соотношения асинхронных и синхронных нагрузок.

Расчет увеличения cos φ при наличии у потребителей синхронных двигателей. Если асинхронные двигатели составляют часть нагрузки n_1, а синхронные — n_2 общей мощности, то можно определить величину увеличения cos φ_3. Покажем на примере значение увеличения cos φ за счет синхронной нагрузки. Предположим, что синхронные двигатели работают с $\cos\varphi_2 = 0{,}9$, а асинхронные двигатели с $\cos\varphi_1 = 0{,}8$; $n_1 = 60\%$, $n_2 = 40\%$.

Величины, выраженные прямоугольными осями координат x, y (рис. 33) определяются соотношениями:

$$x = 0{,}6I \cos\varphi_1 + 0{,}4I \cos\varphi_2 = 0{,}6 \cdot 0{,}8 \cdot 1 + 0{,}4 \cdot 0{,}9 \cdot 1 = 0{,}84 \cdot 1;$$
$$y = 0{,}6I \sin\varphi_1 - 0{,}4I \sin\varphi_2 = 0{,}6 \cdot 0{,}6 \cdot 1 - 0{,}4 \cdot 0{,}435 \cdot 1 = 0{,}185 \cdot 1;$$

$\sin\varphi_1$ и $\sin\varphi_2$ определяются из тригонометрического равенства $\sin^2\varphi + \cos^2\varphi = 1$.

Из рис. 33

$$a = \sqrt{x^2 + y^2} = 1 \cdot \sqrt{0{,}84^2 + 0{,}185^2} = 0{,}86 \cdot 1;$$

$$\cos\varphi_3 = \frac{x}{a} = \frac{0{,}84}{0{,}86} = 0{,}98,$$

т. е. при заданных соотношениях мощностей $\cos\varphi$ увеличился до определенного значения.

Аналогично можно определять значения $\cos\varphi$ при любых соотношениях мощностей, и это необходимо для определения колебания напряжений, особенно на сборках групповых расщепленных реакторов.

§ 29. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА

Трансформаторы тока выбирают по номинальному току, напряжению первичной цепи и по виду защиты. Для контроля, измерения и учета электроэнергии правилами устройства электроустановок предусматриваются приборы контрольных учетов и денежного расчета.

Приборы контрольных учетов могут питаться от трансформаторов тока с классом точности 1.

Приборы денежного расчета должны присоединяться к обмоткам трансформаторов тока с классом точности 0,5.

Допускается применять трансформаторы тока класса точности 1 при условии, что их погрешности при нагрузке вторичной цепи 10 *ва* не превосходят погрешностей, допущенных для класса точности 0,5.

В силу изложенных обстоятельств трансформаторы тока для приборов измерения и учета выбираются по номинальному току и напряжению первичной цепи, номинальному току вторичной цепи, классу точности и номинальной мощности вторичной цепи.

Класс точности трансформаторов тока зависит в основном от номинальной мощности вторичной цепи, поэтому выбор их сводится к определению потери мощности в приборах и проводниках и сопоставлению двух мощностей

$$S_{2\,\text{доп}} \geqslant S_{2\,\text{расч}}. \tag{120}$$

Величина мощности вторичной цепи определяется количеством приборов, потерей мощности в соединительных проводниках и переходных контактах

$$S_{2\,\text{расч}} = S_{\text{прибб}} + I_2^2 r_{\text{пр}} + I_2^2 r_{\text{п}}, \tag{121}$$

где $S_{\text{приб}}$ — мощность приборов (определяется по каталогам и подсчетам в табличной форме);

I_2 — ток вторичной цепи, принимается равным 5 *а* или может быть определен по коэффициенту трансформации предусматриваемого к установке трансформатора тока;

$r_{\text{п}}$ — сопротивление переходных контактов, принимается равным 0,1 *ом* (для всей цепи);

$r_{\text{пр}}$ — сопротивление соединительных проводников.

Если расчетная мощность вторичной цепи трансформатора тока будет равной номинальной мощности его, то

$$S_{2\,\text{доп}} = S_{2\,\text{расч}} = S_{\text{приб}} + I_2^2 r_{\text{пр}} + I_2^2 r_{\text{п}}. \qquad (122)$$

Чтобы трансформатор тока работал в своем классе, наибольшее сопротивление соединительных проводов должно быть

$$r_{\text{пр}} = \frac{S_{\text{доп}} - (S_{\text{приб}} + I_2^2 r_{\text{п}})}{I_2^2}. \qquad (123)$$

По сопротивлению и расчетной длине проводов определяется минимальное сечение проводов

$$S = \rho \frac{l}{r_{\text{пр}}},$$

для алюминия $\rho_{Al} = 0{,}029$, для меди $\rho_{\text{м}} = 0{,}0175$ *ом* · *мм*^{2}/*м*.

Расчетная длина соединительных проводов l (в *м*) определяется между местом установки приборов и трансформаторов тока и зависит от схемы включения приборов.

Расчетная длина проводов зависит от способов включения приборов в цепь трансформаторов тока. Если приборы включены в цепь одного трансформатора тока, то ток в обратном проводе равен току в прямом проводе и расчетная длина $l = 2l'$. Если приборы включены в цепь трансформаторов тока, соединенных по схеме неполной звезды, то ток в обратном проводе равен геометрической сумме токов двух фаз и расчетная длина $l = 1{,}73l'$. Если приборы включены в цепь трансформаторов тока, соединенных по схеме полной звезды, то ток в обратном проводе равен нулю и расчетная длина проводников будет равна l.

После определения необходимого сечения проводников по ГОСТ выбирается ближайшее большее сечение.

Трансформаторы тока выбираются также с учетом количества сердечников, их класса точности, колебания нагрузки и места установки. Выбранные трансформаторы тока проверяются на динамическую и термическую устойчивость токам короткого замыкания.

Динамическая устойчивость проверяется по условию

$$\kappa_{\text{дин}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1\,\text{ном}} \geqslant i_{\text{у}}^{(3)}, \qquad (124)$$

где $\kappa_{\text{дин}}$ — электродинамическая кратность, определяемая по характеристикам или каталогам применительно к выбранному трансформатору тока;

$I_{1\,\text{ном}}$ — первичный номинальный ток, *а* или *ка*;

$i_{\text{у}}$ — ударный ток короткого замыкания, *а* или *ка*.

Необходимо учитывать, что возникающие усилия во время короткого замыкания не должны превышать механической нагрузки,

допускаемой на колпачок изолятора трансформатора тока, указываемой в каталогах. Указанные усилия можно определить по формуле

$$F_{\text{расч}} = 0{,}88 \cdot i_{\text{у}}^2 \frac{l}{a} \cdot 10^{-2} \ кг, \qquad (125)$$

где l — расстояние от колпачка трансформатора тока к ближайшему опорному изолятору, *м* или *см*;

a — расстояние между фазами, *м* или *см*.

Термическая устойчивость характеризуется кратностью

$$\kappa_t = \frac{I_t}{I_{1\text{ном}}}$$

и определяется условием

$$(\kappa_t I_{1\text{ном}})^2 t \geqslant I_{\infty}^2 t_{\text{ф}}. \qquad (126)$$

Кратность термической устойчивости трансформаторов тока определена в каталогах и отнесена ко времени $t = 1$ сек.

§ 30. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЯ

Трансформаторы напряжения выбираются по номинальному напряжению на высокой стороне, классу точности, мощности на низкой стороне и типу. Они изготовляются однофазными и трехфазными пятистержневыми. Тип трансформатора напряжения выбирается в зависимости от назначения.

Для питания приборов цепей синхронизации (кроме трехфазных реактивных счетчиков) могут быть использованы два однофазных трансформатора напряжения, соединенных в открытый треугольник.

Приборы контроля изоляции можно питать тремя однофазными трансформаторами напряжения, соединенными звездой или трехфазными пятистержневыми трансформаторами, которые дешевле группы однофазных трансформаторов и компактнее, поэтому в установках до 20 *кв* они нашли основное применение.

Для питания цепей напряжения электромагнитных корректоров используется группа однофазных трансформаторов, соединенных в треугольник на высокой стороне. В основных цепях приборы разных классов точности питаются от одних трансформаторов напряжения, поэтому выбираются они по нагрузке приборов с наивысшим классом точности.

Класс точности трансформаторов напряжения определяется номинальной мощностью подключенных приборов, поэтому выбирают их путем сравнения номинальной мощности при данном классе точности с нагрузкой, создаваемой подключенными приборами,

$$S_{2\text{ ном}} \geqslant S_{2\text{н}}. \qquad (127)$$

Нагрузка, подключенная к трансформатору напряжения, для однофазных и пятистержневых трансформаторов

$$S_{2н} = \sqrt{(\sum S_п \cos\varphi)^2 + (\sum S_п \sin\varphi)^2} \text{ или}$$

$$S_{2н} = \sqrt{(\sum P_п)^2 + (\sum Q_п)^2}, \qquad (128)$$

где $\sum S_п \cos\varphi = \sum P_п$ — активная мощность всех приборов, *ват*;

$\sum S_п \sin\varphi = \sum Q_п$ — реактивная мощность всех приборов, *вар*.

Мощность, потребляемая измерительными приборами, дается в каталогах. Иногда в каталогах приводится полное сопротивление обмотки z, тогда мощность приборов

$$S = \frac{U^2}{z}. \qquad (129)$$

Однофазные трансформаторы выбираются по наиболее загруженным фазам.

§ 31. ВЫБОР ПРЕДОХРАНИТЕЛЕЙ

Предохранители выбираются по номинальным напряжению и току, роду установки (наружная или внутренняя), предельно отключаемым току и мощности и по конструктивному выполнению.

При этом необходимо, чтобы

$$U_{пр.\,ном} \geqslant U_{уст.\,ном}; \quad I_{пр.\,ном} \geqslant I_{н.\,макс};$$
$$I_{откл.\,пр} \geqslant I''^{(3)}; \quad S_{откл.\,пр} \geqslant S''^{(3)}, \qquad (130)$$

где $I_{пр.\,ном}$ и $U_{пр.\,ном}$ — гарантийные токи и напряжение предохранителей;

$S_{откл.\,пр}$ и $I_{откл.\,пр}$ — наибольшее значение мощности тока короткого замыкания, при котором гарантирована надежная работа предохранителя.

При выборе предохранителей апериодическая составляющая тока короткого замыкания не учитывается.

Следует иметь в виду, что предохранители, заполненные кварцевым песком, применяются на тех напряжениях, на которые они рассчитаны. Предохранители, рассчитанные на 6 *кв*, нельзя использовать в установках с напряжением 3 *кв* и т. д.

Глава шестая

ВЫБОР ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ

§ 32. ВЫБОР ШИН И ШИНОПРОВОДОВ

Шины и шинопроводы распределительных устройств применяются, в основном, медные или алюминиевые. Стальные шины находят ограниченное применение вследствие больших потерь от перемагничивания и вихревых токов.

На малые и средние номинальные токи (до 3000—4000 *а*) при напряжении до 20 *кв* в основном применяются шины прямоугольного сечения. При напряжении 35 *кв* и выше применяются голые медные или сталеалюминиевые многопроволочные провода. В цепях мощных генераторов и станций, где номинальные токи могут быть больше 10 000 *а*, а ударные больше 150—200 *ка*, вместо многополосных пакетов применяют двойные прокатные корытные или трубчатые шины.

Шины и шинопроводы на токи до 5000 *а* выбираются по условиям длительного нагрева номинальным током, приведенным в таблицах с последующей проверкой их на термическую и динамическую устойчивость при коротких замыканиях. При этом

$$I_{\text{доп}} \geqslant I_{\text{макс. раб}}, \tag{131}$$

где $I_{\text{макс. раб}}$ — максимальный длительный рабочий ток присоединения.

Допустимые значения длительных токов приведены в таблицах при таких условиях:

1. Допустимая температура длительного нагрева шин током равна 70° С при расчетной температуре окружающего воздуха 25° С. Если средняя температура воздуха отличается от 25° С и равна θ_0, то значение длительно допустимого тока для шин необходимо пересчитать по формуле

$$I_{\theta_0} = I_{\text{доп}} \sqrt{\frac{70 - \theta_0}{70 - 25}}. \tag{132}$$

2. При горизонтальном расположении прямоугольных шин на

изоляторах заданные в таблице величины длительно допустимых токов необходимо уменьшать на 5—8% вследствие ухудшения условий охлаждения их.

3. Выбор пакетов шин с числом полос больше трех нецелесообразен вследствие влияния эффекта близости и перерасхода металла, условий охлаждения и т. д. При необходимости выбора большего сечения шин предусматривать шины коробчатого сечения.

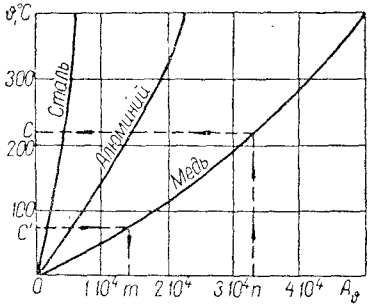


Рис. 34. Кривые для определения температуры нагрева проводников токами к. з.

В установках постоянного тока могут быть применены пакеты шин с числом полос больше трех.

Проверка шин на термическую устойчивость сводится к определению температуры $\theta_к$ нагрева шин токами короткого замыкания за время длительности короткого замыкания. Затем эта температура сравнивается с максимально допустимой кратковременной температурой шин, приведенной ниже в °С:

для медных шин	300
» алюминиевых шин	200
» стальных шин при отсутствии непосредственного соединения с аппаратами	400
для стальных шин при наличии соединения с аппаратами	300
» кабелей напряжением до 10 *кв* с медными жилами и бумажной изоляцией	250
для кабелей напряжением до 10 *кв* с алюминиевыми жилами и бумажной изоляцией	200
для кабелей с бумажной изоляцией напряжением 20—35 *кв*	175
» кабелей и проводов с резиновой изоляцией	200

Температура нагрева шин током короткого замыкания за время длительности короткого замыкания определяется по кривой (рис. 34) и по параметру

$$A_к = \left(\frac{I_\infty}{S}\right)^2 t_ф + A_н, \qquad (133)$$

где I_∞ — установившийся ток короткого замыкания, *а*;

$t_ф$ — фиктивное время, сек;

S — поперечное сечение, *мм*²;

$A_н$ — величина, определяющая тепловое состояние шин и проводов при нагреве допустимым током и температуре $\theta_н$ до короткого замыкания.

Величина $A_н$ определяется по кривой (рис. 34) соответственно для токоведущих частей из металлов Cu, Al и Fe и температуры $\theta_н \approx 70°$ С.

Величина $A_к$ определяет тепловое состояние шин или проводов при температуре $\theta_к$, т. е. в конце режима короткого замыкания.

Шины или проводники термически устойчивы, если $\theta_к \leqslant \theta_{к.доп}$.

В практике шины на термическую устойчивость можно проверять по минимальному необходимому сечению

$$S_{\text{мин}} \leqslant S_{\text{расч}},$$

где $S_{\text{расч}}$ — выбранное сечение шин.

Минимальное сечение шин или проводников может быть определено по аналогии с формулой (114) по формуле

$$S_{\text{мин}} = I_{\infty} \sqrt{\frac{t_{\text{ф}}}{A_{\text{доп}} - A_{\text{н}}}}. \qquad (134)$$

$A_{\text{доп}}$ определяется по кривой (рис. 34) при допустимом значении температуры шин или проводников $\theta_{\text{к. доп}}$ при к. з; $A_{\text{н}}$ определяется по кривой (рис. 34) при $\theta_{\text{доп}} = 70°$ С.

Проверка шин на термическую устойчивость может производиться по любому из представленных методов для любого количества полос и для любого профиля сечения.

Расчет и проверка шин на электродинамическую прочность при коротком замыкании. Сборные шины и ошиновки должны обладать механической прочностью и противостоять механическим усилиям, возникающим во время короткого замыкания. В практических расчетах допускают, что шины каждой фазы являются многопролетными балками, свободно лежащими на жестких опорах и находящиеся под действием равномерно распределенной нагрузки.

В основном применяются шины однополосные, многополосные и корытной формы. Для каждой конструкции методы расчетов на механическую прочность разные.

Рассмотрим механический расчет однополосных шин. Шины могут быть расположены на ребро или плашмя (рис. 35). Если рассматривать шины как многопролетные, равномерно нагруженные балки, свободно лежащие на опорах, то наибольший изгибающий момент

$$M = \frac{fl^2}{10} \text{ кг/см}, \qquad (135)$$

где f — сила, приходящаяся на единицу длины средней шины, *кг/см*;

l — расстояние между изоляторами, *см*.

Наибольшее значение силы f определится равенством

$$f = 1{,}76 \cdot i_{\text{у}}^2 \frac{l}{a} 10^{-8} \text{ кг/см}, \qquad (136)$$

где $i_{\text{у}}$ — мгновенное значение тока короткого замыкания, *а*;

a — расстояние между осями смежных фаз, *см*.

Расчетное напряжение в материале

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W} = \frac{fl^2}{10 \cdot W} \text{ кг/см}^2, \qquad (137)$$

где W — момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной к направлению действия силы, *см*^{3}.

Момент сопротивления для прямоугольных шин зависит от расположения их:

При расположении на ребро (рис. 35)

$$W = \frac{b^2 h}{6} \text{ см}^3; \tag{138}$$

при расположении плашмя

$$W = \frac{bh^2}{6} \text{ см}^3, \tag{139}$$

где b и h — соответственно толщина и высота шин, *см*.

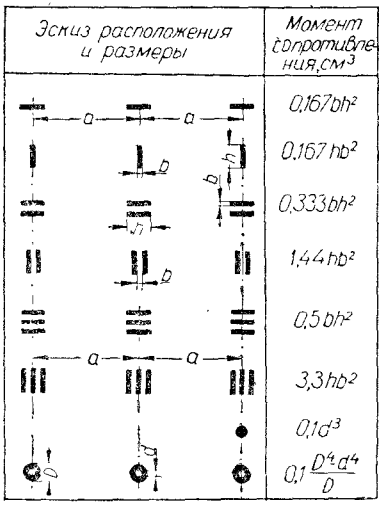


Рис. 35. Расположение шин и моменты сопротивления.

Для шин круглого сечения диаметром d

$$W = \frac{\pi d^3}{32} = 0{,}1\ d^3 \text{ см}^3. \tag{140}$$

Величина расчетного напряжения материала шин не должна быть больше допустимого

$$\sigma_{\text{расч}} \leqslant \sigma_{\text{доп}}. \tag{141}$$

Значения допустимых напряжений (в *кг/см²*) для:

меди марки МТ	1400
алюминия марки АТ	700
алюминия марки АТТ	900
стали	1600

Расстояние между изоляторами вдоль шин l выбирается в зависимости от конструктивного выполнения распределительных устройств.

Для шин сборных распределительных устройств расстояние между изоляторами l рекомендуется брать равным или кратным шагу ячейки. В остальных случаях рекомендуется определять наибольший допустимый пролет $l_{\text{макс}}$ по допустимому напряжению материала $\sigma_{\text{доп}}$

$$l_{\text{макс}} = \sqrt{\frac{10 \cdot M}{f}} = \sqrt{\frac{10 \cdot \sigma_{\text{доп}} W}{f}}. \tag{142}$$

Шины будут динамически устойчивы, если расчетный (выбранный) пролет l не превышает $l_{\text{макс}}$, т. е.

$$l \leqslant l_{\text{макс}}. \tag{143}$$

Расчет многополосных шин на динамическую устойчивость при коротком замыкании сводится к определению полного напряжения

материала $\sigma_{расч}$ шины, которое складывается из напряжения от взаимодействия фаз $\sigma_ф$ и от взаимодействия полос $\sigma_п$ фазы. Общее напряжение будет равно арифметической сумме напряжений

$$\sigma_{расч} = \sigma_ф + \sigma_п. \tag{144}$$

Обычно многополосные шины имеют до трех полос в пакете.

Возможное расположение двух- и трехполосных шин представлено на рис. 35.

Напряжение в материале, обусловливаемое взаимодействием полос $\sigma_п$ при токах короткого замыкания, превышает напряжение, обусловленное взаимодействием фаз $\sigma_ф$, так как полосы находятся друг от друга на малом расстоянии, равном их толщине.

Поэтому для снижения возникающего напряжения между полосами на определенных расстояниях $l_п$ устанавливаются прокладки. Это дает право рассматривать шины как балки с защемленными концами.

Момент сопротивления относительно горизонтальной оси (рис. 35):

для двухполосных шин

$$W = \frac{2bh^2}{6} = \frac{bh^2}{3}; \tag{145}$$

для трехполосных шин

$$W = \frac{3bh^2}{6} = \frac{bh^2}{2}. \tag{146}$$

Момент сопротивления относительно вертикальной оси:

для двухполосных шин

$$W = 1{,}44hb^2; \tag{147}$$

для трехполосных шин

$$W = 3{,}3hb^2. \tag{148}$$

В многополосных шинах следует учитывать распределение тока по полосам. Принято считать, что в полосах двухполосных шин токи равны, а трехполосных — разные. При расчетах трехполосных шин ток в крайних полосах принимается равным по $0{,}4\ I_ф$, а в средней полосе — $0{,}2\ I_ф$, где $I_ф$ — наибольший ток фазы.

В любом случае удельную силу взаимодействия между полосами шин рекомендуется определять по формуле

$$f_п = 2{,}04k_ф \frac{i_1 i_2}{a} 10^{-8}\ кг/см, \tag{149}$$

где i_1, i_2 — токи в полосах пакета, $а$;

a — расстояние между осями полос, $см$;

$k_ф$ — коэффициент формы, определяемый по кривым (рис. 36)

и отношениям $m = \frac{b}{h}$ и $\frac{a-b}{b+h}$,

где b и h — размеры полос.

Удельную силу взаимодействия между полосами двухполосного пакета рекомендуется определять соотношением

$$f_{п(2)} = 2{,}04 k_ф (0{,}5 i_у)^2 \frac{1}{2b} \cdot 10^{-8} = 0{,}26 k_ф \frac{i_у^2}{b} \cdot 10^{-8} кг/см, \qquad (150)$$

где $2b = a$ — расстояние между осями полос, *см*;

$i_у$ — ударный ток короткого замыкания, *а*.

В трехполосных пакетах наибольшие силы взаимодействия испытывают крайние полосы, и они являются расчетными

$$f_{п(3)} = f_{12} + f_{13}. \qquad (151)$$

Определяются эти силы взаимодействия по формуле

$$f_{12} = f_{13} = 2{,}04 k_{ф12} \frac{(0{,}4 i_1)(0{,}2 i_2)}{2b} 10^{-8} = 0{,}082 k_{ф12} \frac{i_у^2}{b} 10^{-8} \ кг/см.$$

Подставляя это выражение в формулу (151), получим

$$f_{п(3)} = 0{,}082 \frac{k_{ф12} + k_{ф13}}{b} i_у^2 10^{-8} \ кг/см. \qquad (152)$$

где $k_{ф12}$ — коэффициент формы шин для первой и второй полосы пакета;

$k_{ф13}$ — коэффициент формы шин для первой и третьей полосы пакета.

Если пакет шин рассматривать как балку с защемленными концами, то изгибающий момент от действия силы, возникающей в нем во время короткого замыкания, определится по формуле

$$M_п = \frac{f_п l_п^2}{12} кг/см, \qquad (153)$$

где $l_п$ — пролет между прокладками, *см*.

Тогда напряжение, возникающее в пакетах шин,

$$\sigma_п = \frac{M_п}{W_п}; \quad W_п = \frac{b^2 h}{6},$$

где $W_п$ — момент сопротивления одной полосы.

Выбранные шины должны удовлетворять условию

$$\sigma_п + \sigma_ф \leqslant \sigma_{доп}. \qquad (154)$$

В практических расчетах допустимое напряжение от взаимодействия полос удобнее определить по формуле

$$\sigma_{\text{п. доп}} = \sigma_{\text{доп}} - \sigma_{\text{ф}}.$$

По значению допустимого напряжения от взаимодействия полос можно определить максимальное значение пролета между прокладками по выражению

$$l_{\text{п}} = \sqrt{\frac{12\sigma_{\text{п. доп}} W_{\text{п}}}{f_{\text{п}}}} \text{ см}. \quad (155)$$

Шины будут динамически устойчивы, если расчетный пролет между прокладками не превышает допустимого, т. е.

$$l_{\text{п. расч}} \leqslant l_{\text{п. доп}}. \quad (156)$$

Шины и шинопроводы на токи больше 5000 *а* выбираются точно так же, как и на токи меньше 5000 *а*. Но при этом необходимо учесть следующее.

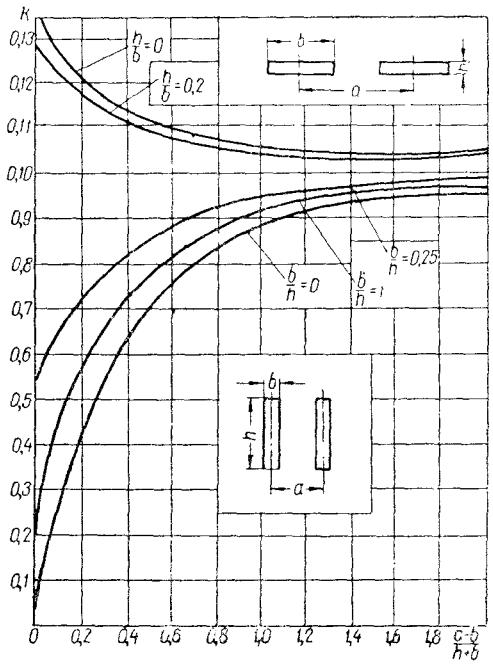


Рис. 36. Кривые для определения коэффициента формы шин.

В процессе проектирования шинопроводов мощных генераторов (100 тыс. *квт* и больше) выяснилось, что из-за большой величины тока размеры полосных шин становятся слишком большими и при увеличении сечения полос шин (свыше 120 × 10) сказываются в большей степени явления поверхностного эффекта и эффекта близости, ухудшаются условия охлаждения, поэтому возникла необходимость замены плоских шин шинами коробчатой (или корытной) и трубчатой формы, которые имеют лучшие условия теплоотдачи и меньший коэффициент поверхностного эффекта.

Улучшение условий теплоотдачи достигается за счет теплоотдачи с внутренних поверхностей охлаждения, а снижение коэффициента поверхностного эффекта — уменьшением поперечного сечения шин.

Такого рода шины целесообразно применять и по другой причине: они не требуют креплений внутри пакетов в пролете между изоляторами и достаточно жесткие. При очень больших значениях номинальных токов (свыше 10 000 *а*) и большой длине шинопроводов рекомендуется применять двойные корытные шины.

Выбор шинопроводов по нагреву сводится к определению количества тепла, выделяющегося в них при протекании допускаемого тока, и сравнению его с теплоотдачей шинопроводов в окружающую среду.

Теплоотдача с поверхностей шинопроводов осуществляется конвекцией и радиацией ($Q = Q_к + Q_л$).

Теплоотдача конвекцией для трубчатых шинопроводов определяется по формуле Московского энергетического института

$$Q_к = 4{,}3\,(t - t_0)^{-1{,}25} d^{-0{,}25} F_1 \cdot 10^{-4}\ вт, \qquad (157)$$

где t — допустимая температура шин, равная 70° С;

t_0 — температура окружающего воздуха, равная 25° С;

d или h — внешний диаметр шин или толщина коробчатых шин, *см*;

$F = 100\pi d$ — внешняя поверхность 1 *м* шины, *см*^{2}.

Теплоотдача радиацией для любого профиля шинопроводов длиной в 1 *м* определяется по формуле

$$Q_р = 0{,}95 \cdot 5{,}7\left[\left(\frac{T}{1000}\right)^4 - \left(\frac{T_0}{1000}\right)^4\right] F_1\ вт/м. \qquad (158)$$

Теплоотдача радиацией единицы поверхности (1*см*^{2}) для любого профиля шинопроводов

$$Q_р = 0{,}95 \cdot 5{,}7\left[\left(\frac{T}{1000}\right)^4 - \left(\frac{T_0}{1000}\right)^4\right] вт/см^2, \qquad (159)$$

где 0,95 — коэффициент лучеиспускания для окрашенных шин;

$T = 273 + t = 273 + 70 = 343°$ К — допустимая температура шинопроводов;

$T_0 = 273 + t_0 = 273 + 25 = 298°$К — температура окружающей среды или шин до прохождения тока;

F_1 — площадь 1 *м* длины шинопровода, *см*^{2}.

При прохождении электрического тока по шинопроводу в нем будет выделяться количество тепла.

$$Q = I^2 R_t k_п;$$

$$R_t = \rho\,[1 + \alpha\,(t - 20)]\,\frac{l}{S}\ ом, \qquad (160)$$

где ρ — удельное сопротивление материала шинопроводов;

l — длина шинопровода, *м*;

α — температурный коэффициент сопротивления, равный 0,004;

$k_п$ — коэффициент поверхностного эффекта;

S — поперечное сечение шинопровода, *мм*^{2};

Для медных шин $\rho_м = 0{,}0175$, для алюминиевых $\rho_{Al} = 0{,}0263\ \frac{ом \cdot мм^2}{м}$.

Коэффициент поверхностного эффекта определяется по кривым (рис. 37). Вследствие дефицитности цветного металла не рекомендуется $k_п$ принимать больше 1,1 для медных шин и 1,3 — алюминиевых.

Для трубчатых шинопроводов $S = \frac{\pi}{4}(d_0^2 - d^2)$, где d_0 и d — соответственно внутренний и внешний диаметры их, *мм*.

Поперечное сечение корытных или коробчатых шинопроводов можно определить по таблицам или для сдвоенных шин по формуле

$$S = 2(2b + h)\ мм^2.$$

Выделенное количество тепла в шинопроводе и теплоотдача в окружающую среду должны быть уравновешены, т. е.

$$Q = I^2 R_t k_п = Q_к + Q_р.$$

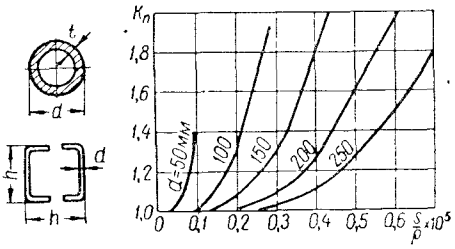


Рис. 37. Кривые для определения коэффициента поверхностного эффекта.

При этом условии выбранный шинопровод обеспечивает длительную работу.

В данном равенстве все величины известны, за исключением коэффициента поверхностного эффекта $k_п$, который определяется по кривым (рис. 37) в зависимости от формы шинопроводов.

Так, для коробчатого или корытного сечения $k_п$ определяется в зависимости от h и отношения $\frac{S}{\rho} 10^6$; для цилиндрических шин — от d и отношения $\frac{S}{\rho} 10^6$.

Для сдвоенных коробчатых или корытных шин рекомендуется учитывать коэффициент близости, который можно принимать равным $k_б = 1{,}15$. Тогда

$$Q = I^2 R_t k_п k_б \leqslant Q_к + Q_р. \qquad (161)$$

Теплоэлектропроектом разработана несколько отличная методика по выбору коробчатых шин и полых пакетов и расчету их на механическую прочность при токах короткого замыкания. Ниже изложена методика, которая в настоящее время используется при практическом проектировании.

Допустимые нагрузки по условиям длительного нагрева. Величины токовых нагрузок, допускаемых для коробчатых шин и полых пакетов, приведены во всех таблицах при температуре окружающего воздуха $\theta = 25°$ С. Для температур, отличающихся от 25° С, допускаемые нагрузки могут быть определены по формуле

$$I_\theta = I_{25} \sqrt{\frac{70 - \theta}{45}}.$$

Нагрузки коробчатых шин и полых пакетов с подобными сечениями шин могут быть пересчитаны по формуле

$$I_1 = I\sqrt{\frac{P_1 r_2 \Delta\theta_1}{P_2 r_1 \Delta\theta_2}}, \qquad (162)$$

где P_1 и P_2 — сравниваемые периметры сечений шин;
r_1 и r_2 — омические сопротивления шин при температуре 70° С;
$\Delta\theta_1$ и $\Delta\theta_2$ — превышение температуры шин над температурами окружающего воздуха.

Экономическая плотность тока для коробчатых шин и полых пакетов. Для коробчатых шин и полых пакетов экономическая плотность тока определяется так же, как и для многополосных шин обычной конструкции, но при этом учитывается коэффициент k, определяющий зависимость экономической плотности тока от отношения активного сопротивления шины при переменном токе к сопротивлению при постоянном токе и стоимости шины при увеличении сечения.

Для всего сортамента медных и алюминиевых шин коробчатой формы этот поправочный коэффициент принимается 1,05, а для шин, выполненных в форме полых пакетов,— 1,1.

§ 33. РАСЧЕТ КОРОБЧАТЫХ ШИН И ПОЛЫХ ПАКЕТОВ НА МЕХАНИЧЕСКУЮ ПРОЧНОСТЬ ПРИ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЯХ

Напряжение в материале шин при электродинамических взаимодействиях определяется как сумма напряжений от взаимодействия фаз ($\sigma_ф$) и от взаимодействия элементов шинной конструкции, принадлежащей к одной фазе ($\sigma_п$), т. е.

$$\sigma_{расч} = \sigma_ф + \sigma_п. \qquad (163)$$

Эта величина не должна превышать допустимое напряжение

$$\sigma_{расч} \leqslant \sigma_{доп}.$$

Выполнение этого условия достигается соответствующим выбором расстояния между шинами и между изоляторами, установкой прокладок между швеллерами коробчатых шин или жестким соединением швеллеров при помощи планок, установкой дополнительных распорок между полосами полых пакетов.

Для более ответственных цепей (генераторов, трансформаторов, сборных шин и т. д.) параметры коробчатых шин и полых пакетов (размеры сечения, пролеты между изоляторами и прокладками, планками, распорками) должны выбираться так, чтобы исключалась возможность возникновения резонансных явлений, которые могут вызываться резонансом частот колебаний шинной конструкции и частот колебаний электродинамической силы во время короткого замыкания.

Во избежание указанного явления необходимо, чтобы расчетная частота собственных колебаний элементов шинной конструкции была вне диапазона 30—160 *гц*, т. е. частот, близких к промышленной или удвоенный промышленной частоте тока.

Механическое напряжение в шине $\sigma_ф$ от взаимодействия фаз определяется по формуле

$$\sigma_{сч} = 1{,}76 \times \times 10^{-2} \frac{l}{aW} i_y^2 \ кг/см^2, \quad (164)$$

где i_y — ударный ток трехфазного короткого замыкания, *ка*;

a — расстояние между осями шин смежных фаз, *см*;

l — пролет между изоляторами, *см*;

W — расчетный момент сопротивления сечения шин, *см*^{3}.

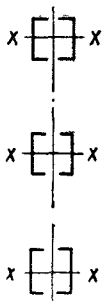


Рис. 38. Вертикальное расположение коробчатых шин.

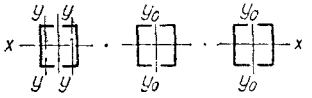


Рис. 39. Горизонтальное расположение коробчатых шин.

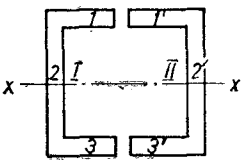


Рис. 40. Силы взаимодействия элементов одного швеллера с элементами другого швеллера.

При вертикальном расположении коробчатых шин расчетная величина момента сопротивления $W = 2W_x$ (рис. 38).

При горизонтальном расположении шин и неплотном соединении швеллеров между собой (рис. 39)

$$W = 2W_y.$$

При жестком соединении швеллеров $W = W_{y_0}$. W_x и W_y — моменты сопротивления сечения швеллера относительно его главных осей инерции $x—x$ и $y—y$; W_{y_0}—момент сопротивления сечения шины двух швеллеров относительно его заданной оси инерции $y_0 — y_0$.

Значения моментов сопротивления W_x, W_y и W_{y_0} приведены в справочных данных для каждого стандартного сечения.

Механическое напряжение от взаимодействия элементов одной шины (фазы) определяется по формуле

$$\sigma_п = \frac{f_п l_п^2}{12W_y} \ кг/см^2, \quad (165)$$

где $l_п$ — расстояние между осями прокладок или в свету между планками;

$f_п$ — сила взаимодействия швеллеров, *кг/см*.

$f_п$ принимается равной сумме проекций на ось $x.—x$ сил взаимодействия каждого элемента одного швеллера и каждого элемента другого швеллера (рис. 40)

$$f_п = 2f_{11'} + f_{22'} + 2f_{13'} + 4f_{12'}. \quad (166)$$

Составляющие $f_{11'}$; $f_{22'}$; $f_{13'}$; $f_{12'}$ определяются по формуле

$$f_{lm} = 2{,}04 \cdot 10^{-2} \frac{i_{yl} i_{ym}}{a_{lm}} k_{lm} \ кг/см, \qquad (167)$$

где i_{yl} и i_{ym} — токи, протекаемые по рассматриваемым элементам l и m, *ка*;

a_{lm} — расстояние между элементами (рис. 40), *см*.

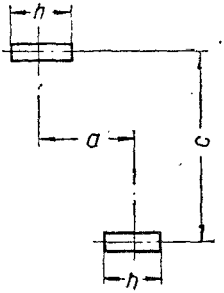


Рис. 41. Положение шин для определения коэффициента формы (случай *1*).

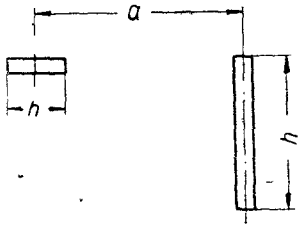


Рис. 42. Положение шин для определения коэффициента формы (случай *2*).

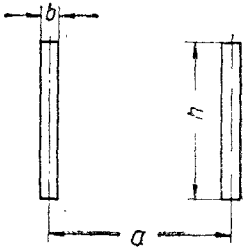


Рис. 43. Положение шин для определения коэффициента формы (случай *3*).

Коэффициент формы k_{lm} для случая *1* (рис. 41) определяется по приближенной формуле

$$k_{lm} = \frac{1}{2} \frac{a(a+h)}{h^2} l_n \left[1 + \left(\frac{a+h}{c}\right)^2\right] - \left(\frac{a}{h}\right)^2 l_n \left[1 + \left(\frac{a}{c}\right)^2\right] + \frac{1}{2} \frac{a(a-h)}{h^2} \times$$

$$\times l_n \left[1 + \left(\frac{a-h}{c}\right)^2\right] + \frac{ac}{h^2} \operatorname{arctg} \frac{a+h}{c} - \frac{2ac}{h^2} \operatorname{arctg} \frac{a}{c} + \frac{ac}{h^2} \operatorname{arctg} \frac{a-h}{c};$$

для случая *2* (рис. 42)

$$k_{lm} = \frac{a}{2h} l_n \frac{\left(a + \frac{h}{2}\right)^2 + h_1^2}{\left(a - \frac{h}{2}\right)^2 + h_1^2} + \frac{a\left(a + \frac{h}{2}\right)}{hh_1} \operatorname{arctg} \frac{h_1}{a + \frac{h}{2}} -$$

$$- \frac{a\left(a - \frac{h}{2}\right)}{hh_1} \operatorname{arctg} \frac{h}{a - \frac{h}{2}}; \qquad (168)$$

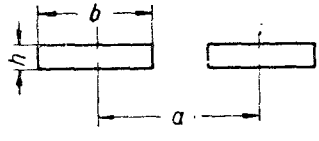


Рис. 44. Положение шин для определения коэффициента формы (случай *4*).

для случаев *3* и *4* (рис. 43, 44) значение коэффициента k_{lm} определяется по кривым (см. рис. 36).

Порядок расчета коробчатых шин на механическую прочность следующий:

1. По принятым величинам l, a, W и по формуле (164) определяется напряжение ($\sigma_ф$), возникающее от взаимодействия фаз при коротких замыканиях.

2. По величине допускаемого суммарного напряжения и соотношению $\sigma_{доп} = \sigma_ф + \sigma_п$ определяется предельная величина напряжения $\sigma_п$ от взаимодействия швеллеров при коротких замыканиях.

3. Определяется сила $f_п$ от взаимодействия швеллеров на погонный сантиметр.

4. По величинам $f_п$, W_y и $\sigma_п$ определяется наибольшее расстояние $l_п$, удовлетворяющее условию $\sigma_{расч} \leqslant \sigma_{доп}$. Если $l_п \geqslant l$, то дополнительные прокладки в пролете между изоляторами устанавливать не нужно.

При расположении шин в горизонтальной плоскости (см. рис. 39) и необходимости увеличить момент сопротивления (или уменьшить $\sigma_ф$) в плоскости действия междуфазных усилий швеллеры могут соединяться приварными планками, которые выполняются из того же материала, что и шины. Число таких планок принимается не менее трех, причем крайние планки рекомендуется приближать к изоляторам. Этим самым одновременно достигается снижение напряжения $\sigma_п$.

В таких случаях, кроме проверки шин на механическую прочность, должны быть проверены сварные швы планок и должно выполняться условие

$$\tau_{расч} \leqslant \tau_{доп}, \tag{169}$$

где $\tau_{расч}$ — расчетное результирующее напряжение в шве;

$\tau_{доп}$ — допускаемое напряжение на срез для шва. Для меди $\tau_{доп}$ равно 800 *кг/см*^{2}, для алюминия — 400 *кг/см*^{2}.

Расчетное напряжение $\tau_{расч}$ состоит из таких составляющих:

а) напряжения $\sigma_ш$ от изгибающего момента, который обусловлен продольной силой, стремящейся сдвинуть один швеллер относительно другого;

б) касательного напряжения $\tau_ш$, обусловленного той же силой;

в) напряжения $\sigma_{ш2}$ от взаимодействия швеллеров

$$\tau_{расч} = \sqrt{(\sigma_{ш1} + \sigma_{ш2}) + \tau_ш^2}. \tag{170}$$

Составляющие величины $\sigma_{ш1}$, $\sigma_{ш2}$ и $\tau_ш$ определяются по формулам:

$$\sigma_{ш1} = 1{,}07 \frac{F_ф S_{y_0} l'_п D_п}{I_{y_0} l^2_ш d_п} \text{ кг/см}^2; \tag{171}$$

$$\sigma_{ш2} = 0{,}71 \frac{f_п l'_п}{l_ш d_п} \text{ кг/см}^2; \tag{172}$$

$$\tau_ш = 0{,}36 \frac{F_ф S_{y_0} l'_п}{I_{y_0}} \text{ кг/см}^2, \tag{173}$$

где $F_ф$ — электродинамическая сила от взаимодействия фаз, зависящая от расстояния между изоляторами, *кг*;

$f_п$ — электродинамическая сила от взаимодействия швеллеров, *кг/см*;

S_{y_0} — статический момент сечения швеллера относительно оси, перпендикулярной к плоскости действия силы $f_ф$, *см*³;

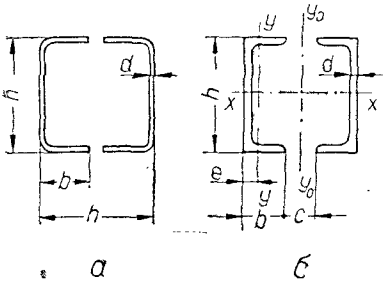
I_{y_0} — момент инерции двух швеллеров относительно оси, перпендикулярной к плоскости действия силы $f_ф$, *см*⁴;

$l'_п$ — расстояние между осями планок, *см*;

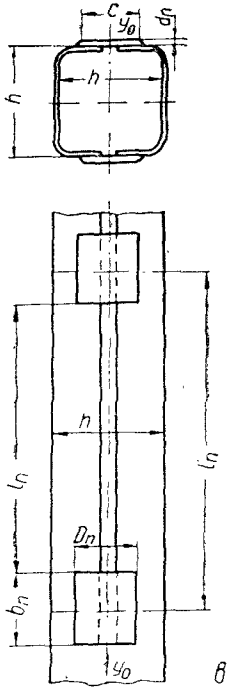
$l_ш$ — расчетная длина шва, которая принимается на 1 *см* меньше ширины планки $b_п$, *см*;

$D_п$ и $d_п$ — соответственно длина и толщина планки, *см*.

Статический момент S_{y_0} и момент инерции I_{y_0} относительно главной оси инерции сечения шин приведены в табл. 11.



а б



в

Рис. 45. Основные размеры:

а — гнутых коробчатых шин; *б* — прокатных корытных шин; *в* — приварных планок.

Таблица 11

Статические моменты и моменты инерции корытного сечения шин относительно главной оси инерции

Размеры шин и швеллеров, *мм*			Моменты инерции сечения швеллера, *см*⁴		Момент инерции сечения шины, *см*⁴	Статический момент сечения швеллера, *см*³	Радиусы инерции сечения швеллера, *см*		Радиус инерции сечения шины, *см*
h	b	d	I_x	I_y	I_{y_0}	S_{y_0}	r_{i_x}	r_{i_y}	$r_{i_{y_0}}$
75	35	4,0	39,6	5,7	87,2	13,6	2,78	1,06	2,93
75	35	5,5	50,4	7,3	106,3	17,7	2,72	1,04	2,61
100	45	4,5	106,7	14,4	233,1	28,0	3,75	1,38	3,91
100	45	6,0	134,5	18,6	283,4	35,8	3,69	1,37	3,78
125	55	6,5	290,3	36,7	615,6	62,2	4,64	1,65	4,78
150	65	7,0	546,6	67,6	1237,2	98,0	5,6	1,97	5,96
175	70	8,0	934,0	99,7	2145,6	151,6	6,46	2,11	6,92

Величина силы взаимодействия между фазами определяется по формуле

$$F_{\Phi} = 1{,}76 \cdot 10^{-2} i_{y}^{2} \frac{l}{a} \ кг, \qquad (174)$$

где i_y — ударное значение тока короткого замыкания, *ка*;
l и a — соответственно пролет между изоляторами и расстояние между фазами, *см*.

Расчет планок сводится к определению предельных значений $l'_{п}$ и $l_{п}$ по выбранным размерам $b_{п}$, $D_{п}$ и $d_{п}$ (рис. 45). Окончательно величина $l_{п}$ выбирается после сравнения результатов расчета по условию $\tau_{расч} \leqslant \tau_{доп}$.

Для предварительного выбора размеров планки можно воспользоваться эмпирическими формулами:

$$B_{п} = (0{,}5 - 0{,}75)\, h;$$
$$D_{п} = h - 2b + (20 - 30) \ мм, \qquad (175)$$

где h — высота швеллера, *мм*;
b — ширина полки его.

Толщина планки $d_{п}$ выбирается конструктивно от 6 до 10 *мм* в пределах $\left(\frac{1}{10} \div \frac{1}{25}\right) B_{п}$.

§ 34. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОТСУТСТВИЯ РЕЗОНАНСА ЧАСТОТ КОЛЕБАНИЙ ШИННОЙ КОНСТРУКЦИИ

Отсутствие резонанса частот собственных колебаний шинной конструкции и отдельных ее частей определяется по формуле

$$f_{с} = 112 k_{f} \frac{r_{i}}{l^{2}_{расч}} \ гц, \qquad (176)$$

где r_i — радиус инерции сечения швеллера или шины относительно главной оси инерции, перпендикулярной к плоскости колебаний, *см* (табл. 11);
$l_{расч}$ — расчетная длина шины или ее участка, *см*;
k_f — коэффициент, равный для меди $1{,}14 \cdot 10^{4}$ и для алюминия $1{,}55 \cdot 10^{4}$.

Для определения частоты собственных колебаний шины или отдельных участков швеллера при наличии жесткой связи между швеллерами r_i принимается равным радиусу инерции сечения шины (2 швеллера); при отсутствии жесткой связи — радиусу инерции сечения одного швеллера. Расчетная длина $l_{расч}$ принимается равной пролету между изоляторами.

Пример 9. Проверить на механическую прочность медные коробчатые шины мощного генератора, если они состоят из двух швеллеров профиля № 5 (табл. 11), связанных между собой планками. Ударный ток трехфазного короткого замыкания $i_y = 200$ *ка*. Размеры швеллера $h = 150$ *мм*; $b = 65$ *мм*; $d = 8$ *мм*.

Шины предусмотрено установить горизонтально на изоляторах типа ШД-35. Расстояние между смежными фазами $a = 90$ *см*.

Выбор пролета между изоляторами. Сила взаимодействия фаз, приходящаяся на один изолятор

$$F_{\text{ф}} = 1{,}76 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{l}{90} \cdot 200^2 = 7{,}82l.$$

Допускаемая нагрузка на изолятор $P_{\text{из}} = 1200$ *кг*. При этом предельная величина пролета между изоляторами

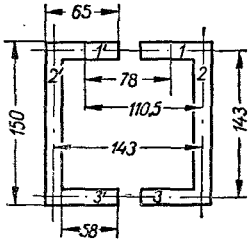


Рис. 46. Разбивка элементов сечения шин к примеру 9.

$$l_{\text{макс}} = \frac{1200}{7{,}82} = 154 \text{ см}.$$

Принимаем $l = 150$ *см*.

Частота собственных колебаний шины

$$f_{\text{с}} = 112 \cdot 1{,}14 \cdot 10^4 \frac{5{,}96}{150^2} = 338 \text{ гц},$$

что превосходит удвоенную частоту тока.

Определение расстояния между плашками по условию прочности шины. Механическое напряжение в шине от взаимодействия фаз

$$\sigma_{\text{ф}} = 1{,}76 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{l^2}{aW_{y_0}} i_{\text{у}}^2 = 1{,}76 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{150^2}{90 \cdot 165} \cdot 200^2 = 107 \text{ кг/см}^2.$$

Наибольшую величину напряжения от взаимодействия швеллеров можно допустить

$$\sigma_{\text{п}} = \sigma_{\text{доп}} - \sigma_{\text{ф}} = 1400 - 107 = 1293 \text{ кг/см}^2.$$

Расстояние между плашками установим после разбивки сечения шин на элементы, как представлено на рис. 46.

Распределение тока короткого замыкания между элементами сечения шины представим в следующем виде:

$$i_{y_1} = i'_{y_1} = i_{y_3} = i'_{y_3} \approx \frac{58}{2 \cdot 150 + 4 \cdot 58} i_{\text{у}};$$

$$i_{y_2} = i'_{y_2} \approx 0{,}28 i_{\text{у}}.$$

По кривым (рис. 36) и формулам (164) определим коэффициенты формы для сил взаимодействия элементов шины

$$k_{11'} = 1{,}15; \; k_{22'} = 0{,}88; \; k_{13'} = 0{,}23; \; k_{12'} = 0{,}69,$$

тогда

$$f_{11'} = 2{,}04 \cdot 10^{-2} \frac{0{,}11^2}{7{,}8} 1{,}15 i_{\text{у}}^2 = 2{,}04 \cdot 10^{-2} \cdot 0{,}00178 i_{\text{у}}^2;$$

$$f_{22'} = 2{,}04 \cdot 10^{-2} \frac{0{,}28^2}{14{,}3} 0{,}88 i_{\text{у}}^2 = 2{,}04 \cdot 10^{-2} \cdot 0{,}00483 i_{\text{у}}^2;$$

$$f_{13'} = 2{,}04 \cdot 10^{-2} \frac{0{,}11^2}{7{,}8} 0{,}23 i_{\text{у}}^2 = 2{,}04 \cdot 10^{-2} \cdot 0{,}00036 i_{\text{у}}^2;$$

$$f_{12'} = 2{,}04 \cdot 10^{-2} \frac{0{,}11^2 \cdot 0{,}28}{11{,}05} 0{,}69 \cdot i_{\text{у}}^2 = 2{,}04 \cdot 10^{-2} \cdot 0{,}00192 i_{\text{у}}^2;$$

$$f_{\text{п}} = 2{,}04 \cdot 10^{-2} (2 \cdot 0{,}00178 + 0{,}00483 + 2 \cdot 0{,}00036 + 4 \cdot 0{,}00192) \, i_{\text{у}}^2 =$$

$$= 0{,}0343 \cdot 10^{-2} \cdot 200^2 = 13{,}7 \text{ кг/см}^2.$$

Максимальное расстояние между планками определим из условия прочности сварного шва

$$l_{\text{п}} \leqslant \sqrt{\frac{12\sigma_{\text{п}} W_y}{f_{\text{п}}}};$$

$$l_{\text{п}} = \sqrt{\frac{12 \cdot 1293 \cdot 14{,}5}{13{,}7}} = 128 \text{ см}.$$

Величину силы взаимодействия фаз определим при принятом пролете между изоляторами $l_{\text{п}} = 150$ *см*

$$F_{\text{ф}} = 1{,}76 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{150}{90} \cdot 200^2 = 1170 \text{ кг}.$$

При размерах планки $B_{\text{п}} = 10$ *см*; $D_{\text{п}} = 8$ *см* и $d_{\text{п}} = 0{,}8$ *см* расчетная длина шва $l_{\text{ш}} = 9$ *см*.

Пользуясь данными табл. 11 и формулами (171), (172), (173), определим составляющие напряжения в шве как функции расстояния между осями планок:

$$\sigma_{\text{ш}_1} = 1{,}07 \cdot \frac{1170 \cdot 98 \cdot 8}{1237 \cdot 9^2 \cdot 0{,}8} \cdot l'_{\text{п}} = 12{,}3 l'_{\text{п}};$$

$$\sigma_{\text{ш}_2} = 0{,}71 \cdot \frac{13{,}7}{9 \cdot 0{,}8} \cdot l'_{\text{п}} = 1{,}35 l'_{\text{п}};$$

$$\tau_{\text{ш}} = 0{,}36 \cdot \frac{1170 \cdot 98}{1237 \cdot 9 \cdot 0{,}8} \cdot l'_{\text{п}} = 4{,}63 l'_{\text{п}}.$$

Тогда расчетная величина результирующего напряжения в шве будет

$$\tau_{\text{расч}} = l'_{\text{п}} \sqrt{(12{,}3 + 1{,}35)^2 + 4{,}63^2} = 14{,}4 l'_{\text{п}}.$$

Воспользовавшись условием $\tau_{\text{расч}} \leqslant \tau_{\text{доп}}$, получим расчетное расстояние между планками

$$l'_{\text{п}} \leqslant \frac{\tau_{\text{доп}}}{14{,}4} = \frac{800}{14{,}4} = 55{,}5 \text{ см};$$

$$l'_{\text{п}} < l_{\text{п}}.$$

Конструктивно расстояние между планками принимается 40—45 *см* (4 планки в пролете между изоляторами).

Частота собственных колебаний швеллеров на участках между планками

$$f_{\text{с}} = 112 \cdot 1{,}14 \cdot 10^4 \cdot \frac{r_{i_y}}{l_{\text{п}}^2} = 112 \cdot 1{,}14 \cdot 10^4 \cdot \frac{1{,}97}{(40 \div 45)^2} = (1570 \div 1240) \text{ гц}.$$

§ 35. РАСЧЕТ ПОЛЫХ ПАКЕТОВ НА МЕХАНИЧЕСКУЮ ПРОЧНОСТЬ

Механическое напряжение в полосах пакета ($\sigma_{\text{ф}}$) от взаимодействия фаз при коротком замыкании состоит из напряжения изгиба полосы в плоскости, параллельной большой стороне сечения полосы при пролете, равном пролету между изоляторами, и напряжения изгиба той же полосы в плоскости, параллельной меньшей стороне сечения, при пролете, равном расстоянию между распорками.

Если шины расположены в одной плоскости, то напряжение

$$\sigma_{\text{ф}} = 1{,}25 \cdot 10^{-3} k \frac{l^2}{aW} i_{\text{у}}^2 \ кг/см^2, \qquad (177)$$

где l и a — соответственно расстояние между осями изоляторов и смежных фаз, *см*;

k — величина, зависящая от размеров сечения полосы, пролета и расстояния между прокладками;

W — расчетный момент сопротивления шины, $см^3$.

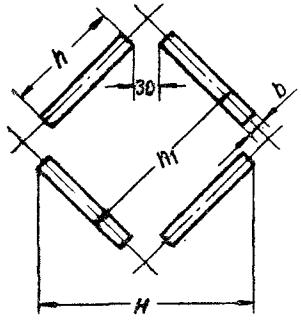


Рис. 47. Размеры полого пакета.

$$k = 1 + 0{,}42 \frac{l_{\text{п}}^2}{l^2} \cdot \frac{h}{b},$$

где b и h — размеры сечения полосы, *см*;

$l_{\text{п}}$ и l — соответственно расстояние между осями распорок и изоляторов.

Механическое напряжение от взаимодействия полос пакета можно определить по формуле

$$\sigma_{\text{п}} = 0{,}106 \cdot 10^{-3} (k' + 2k'') \frac{l_{\text{п}}^2}{a_{\text{п}} W_{\text{п}}} i_{\text{у}}^2 \ кг/см^2, \qquad (178)$$

где $W_{\text{п}}$ — расчетный момент сопротивления сечения полосы;

$a_{\text{п}}$ — расстояние между осями полос пакета, *см* (рис. 47);

k' и k'' — коэффициенты формы шин;

$$W_{\text{п}} = 0{,}167 \cdot hb^2 \ см^3.$$

Коэффициент k' определяется по кривым (рис. 36), как и при расположении полос на ребро.

Коэффициент k'' определяется по формуле

$$k'' = \frac{1}{4} \frac{a_{\text{п}}^2}{h^2} \left[1 + \frac{h}{a_{\text{п}}} l_{\text{п}} \frac{2\left(1 + \frac{h}{a_{\text{п}}}\right)^2}{\left(1 + \frac{h}{a_{\text{п}}}\right)^2 + \left(1 - \frac{h}{a_{\text{п}}}\right)^2} - \left(1 - \frac{h}{a_{\text{п}}}\right) l_{\text{п}} \times \right.$$

$$\left. \times \frac{\left(1 + \frac{h}{a_{\text{п}}}\right)^2 + \left(1 - \frac{h}{a_{\text{п}}}\right)^2}{2\left(1 - \frac{h}{a_{\text{п}}}\right)^2} + \pi \frac{h}{a_{\text{п}}} - 4 \frac{h}{a_{\text{п}}} \operatorname{arctg} \frac{1 - \frac{h}{a_{\text{п}}}}{1 + \frac{h}{a_{\text{п}}}} \right]. \qquad (179)$$

Для шин, приведенных в табл. 12, этот коэффициент можно принять равным 1.

Расчет полых пакетов на механическую прочность сводится к определению

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\text{ф}} + \sigma_{\text{п}} \leqslant \sigma_{\text{доп}}.$$

Таблица 12

Данные четырехполосных шин с расположением полос по сторонам квадрата («полый пакет») с коэффициентом k, равным 1

Размеры*, *мм*				Поперечное сечение четырех полос, *мм²*	Вес 1 *м* шины из четырех полос, *кг/м*		Допускаемые нагрузки на шины при переменном токе и температуре окружающего воздуха 25°С, *а*		Плотность тока в шине, *а/мм²*		Активное сопротивление шины при температуре 70°С, 10^{-4} *ом/м*	
h	b	h_1	H	S	медной	алюминиевой	медные	алюминневые	медной	алюминневой	медной	алюминиевой
80	80	140	157	2560	22,80	6,92	5750	4550	2,25	1,78	0,088	0,142
80	10	144	160	3200	28,48	8,64	6400	5100	2,00	1,59	0,074	0,115
100	8	160	185	3200	28,48	8,64	7000	5500	2,19	1,73	0,072	0,114
100	10	164	188	4000	35,60	10,80	7700	6200	1,93	1,55	0,060	0,094
120	10	184	216	4800	42,60	13,00	9050	7300	1,89	1,52	0,052	0,079

Для всего пакета проверка полых пакетов по частоте собственных колебаний производится по формуле

$$f_c = 79k_f \frac{r_i}{l^2_{\text{расч}}}. \qquad (180)$$

Для участков полос между распорками

$$f_c = 112k_f \frac{r_i}{l^2_{\text{расч}}} \text{ гц};$$

$r_i = 0{,}289b$ *см*; $l_{\text{расч}} = l$ *см*; k_f определяется в таком же порядке, как изложено ранее.

Пример 10. Проверить на механическую прочность сборные шины, выполненные в форме полых пакетов, если пакет каждой фазы составлен из четырех алюминиевых полос 80 × 10 *мм*. Величина ударного тока трехфазного короткого замыкания $i_y = 200$ *ка*.

Шины расположены в одной плоскости. Расстояние между осями шин смежных фаз $a = 70$ *см*, а пролет между осями изоляторов принимаем $l = 80$ *см*. Расстояние между осями противолежащих полос пакета фазы $a_п = 13{,}4$ *см* и расстояние между осями прокладок $l_п = 20$ *см*.

Определим механическое напряжение от взаимодействия фаз при коротком замыкании. Расчетный момент сопротивления сечения шины

$$W = 0{,}333 \cdot 1 \cdot 8^2 = 21{,}3 \text{ см}^3.$$

Коэффициент k для полого пакета

$$k = 1 + 0{,}42\left(\frac{20}{80}\right)^2 \frac{8}{1} = 1{,}21.$$

* Размеры пакета шин представлены на рис. 47.

Напряжение, возникающее в материале шин во время трехфазного короткого замыкания от взаимодействия фаз,

$$\sigma_{ф} = 1{,}25 \cdot 10^{-3} \cdot 1{,}21 \frac{80^2}{70 \cdot 21{,}3} 200^2 = 260 \ кг/см^2.$$

Определим механическое напряжение, возникающее от взаимодействия полос пакета фазы во время короткого замыкания.

По кривым (рис. 36) и по отношению $\frac{a-b}{h+b}$ значенне коэффициента $k' = 0{,}95$, а коэффициент k'' принимаем равным 1,0.

Расчетный момент сопротивления сечения полосы

$$W = 0{,}167 \cdot 8 \cdot 1^2 = 1{,}33 \ см^3.$$

Возникающее в материале шин напряжение от взаимодействия полос пакета

$$\sigma_{п} = 0{,}106 \cdot 10^{-3} (0{,}95 + 2) \frac{20^2}{13{,}4 \cdot 1\,33} \cdot 200^2 = 280 \ кг/см^2.$$

Суммарное напряжение в материале полого пакета

$$\sigma_{расч} = 260 + 280 = 540 \ кг/см^2 < \sigma_{доп}.$$

Проверим шины на отсутствие резонанса.

В табл. 13 приведены наибольшие допускаемые расстояния между изоляторами и распорками. В данном случае принятые величины не превосходят их.

Таблица 13

Предельные значения величин пролетов между изоляторами и между прокладками четырехполосных шин

Размеры полос, *мм*	Наибольшие допускаемые пролеты между изоляторами шин, *см*		Наибольшие допускаемые расстояния между прокладками шин, *см*	
	медных	алюминиевых	медиых	алюминиевых
80 × 8	110	130	40	50
80 × 10	110	130	45	55
100 × 8	125	145	40	50
100 × 10	125	145	45	55
100 × 10	135	160	45	55

§ 36. ВЫБОР ШИН ДЛЯ ЗАКРЫТЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ НАПРЯЖЕНИЕМ 35 *кв*

В закрытых распределительных устройствах (РУ) преимущественно применяются шины трубчатого сечения (при больших токах короткого замыкания) и однополосные шины. Шины выбираются по токовым нагрузкам при длительном нагреве.

Стандартные сечения шин установлены из расчета допускаемых нагрузок при температуре окружающего воздуха 25° С. Для температур, отличающихся от 25° С, допускаемые нагрузки определяются умножением стандартизованных значений нагрузок на поправочные коэффициенты, приведенные в табл. 14.

Таблица 14

Поправочные коэффициенты для выбора шин с напряжением 35 *кв* в закрытых РУ

Для предельной температуры шин, °С	Значения поправочных коэффициентов при температуре воздуха, °С								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
70	1,15	1,11	1,05	1,0	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67

Расчет шин закрытых РУ напряжением 35 *кв* на механическую прочность при коротких замыканиях. Порядок расчета зависит от расположения шин. При расположении шин (фаз) по вершинам прямоугольного треугольника их необходимо устанавливать так, как изображено на рис. 48, при этом $a_1 \geqslant a$. Наибольшие механические напряжения в шинах $\sigma_{расч}$ не должны превышать $\sigma_{доп}$. Не следует допускать возникновения резонансных явлений, за исключением тех случаев, когда имеется запас прочности в шинах по механическим напряжениям. При этом предельными являются частоты 30—160 *гц*.

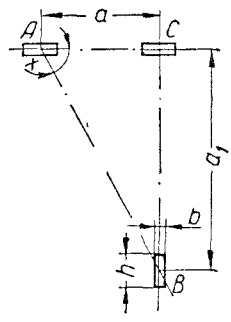


Рис. 48. Расположение шин по вершинам прямоугольного треугольника.

Допускается увеличение расчетной частоты по отношению к меньшему пределу частот на 20% при $\frac{\sigma_{доп}}{\sigma_{расч}} = 1{,}5$ и на 30% при $\frac{\sigma_{доп}}{\sigma_{расч}} = 2{,}0$.

Предельные пролеты между изоляторами для плоских шин приведены в табл. 13.

Если шины расположены в одной плоскости и расстояния между смежными фазами одинаковые, то и наибольшая величина механических напряжений в шинах во время короткого замыкания определится формулой

$$\sigma_{расч} = 1{,}76 \cdot 10^{-3} \frac{l^2}{aW} i_y^2 \ кг/см^2, \qquad (181)$$

где i_y — значение ударного тока короткого замыкания, *ка*;

a и l — соответственно расстояние между осями шин смежных фаз и пролет между изоляторами, *см*;

W — момент сопротивления сечения шин относительно главной оси инерции, перпендикулярной к плоскости расположения фаз, $см^3$.

Момент сопротивления для однополосных шин высотой (шириной) h и толщиной b для шин, обращенных друг к другу узкими сторонами,

$$W = 0{,}167 \cdot bh^2 \ см^3; \qquad (182)$$

для шин, обращенных друг к другу широкими сторонами,

$$W = 0{,}167 \cdot b^2 h \ см^3. \qquad (183)$$

Для плоских шин, расположенных по вершинам прямоугольного треугольника (рис. 48), наибольшая величина механического напряжения, возникающего в шинах во время короткого замыкания, определяется по формуле

$$\sigma_{расч} = k \cdot 10^{-3} \frac{l}{aW} i_y^2 \ кг/см^2, \qquad (184)$$

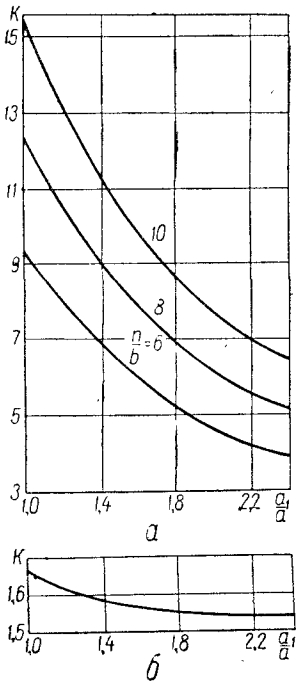


Рис. 49. Кривые для определения коэффициента k шин закрытых РУ 35 *кв*, расположенных по вершинам прямоугольного треугольника:

а — плоские шины; *б* — круглые шины.

где a — расстояние между осями шин, расположенных в одной горизонтальной плоскости, *см*;

k — коэффициент, определяемый по кривым (рис. 49).

Для круглых шин момент сопротивления сечения шин определяется по табл. 15 и 16 или по ранее приведенным формулам.

Данные стальных шин трубчатого сечения приведены в табл. 15 для допустимых нагрузок, соответствующих предельной температуре шин 70° С. Данные медных и алюминиевых шин трубчатого сечения для нагрузки, соответствующей предельной температуре 70° С, приведены в табл. 16.

Частота собственных колебаний шин определяется по формуле

$$f_c = 112 \cdot k_f \frac{r_i}{l^2_{расч}} \ гц. \qquad (185)$$

При этом радиус инерции однополосных шин для колебаний в плоскости, параллельной большей стороне сечения, принимается $r_i = 0{,}289h$ *см*. Для колебаний в плоскости, параллельной меньшей стороне сечения, $r_i = 0{,}289b$ *см*.

Частота собственных колебаний трубчатых шин определяется по этой же формуле, только радиус инерции берется из табл. 15, 16.

Предельные значения пролетов между изоляторами для однополосных шин приведены в табл. 17.

Пример 11. Выбрать сечение сборных алюминиевых шин для закрытого РУ 35 *кв* и проверить его на механическую прочность при коротком замыкании. Рабочий ток в шинах равен 1000 *а*, ударный ток трехфазного короткого замыкания $i_y = 45$ *ка*.

Шины расположены по вершинам прямоугольного треугольника (рис. 48). Расстояние между фазами $a = 50$ *см* и $a_1 = 90$ *см*; пролет между изоляторами принимаем $l = 150$ *см*.

Пользуясь общими правилами выбора шин, принимаем к установке шины размерами 60×10 *мм*, так как они обеспечат работу при длительном рабочем токе и термическую устойчивость при коротком замыкании. Наибольший момент сопротивления сечения

$$W = 0{,}167 \cdot 1 \cdot 6^2 = 6 \text{ см}^3.$$

Таблица 15

Данные стальных шин трубчатого сечения

Номинальный диаметр	Внутренний диаметр, *мм*	Наружный диаметр, *мм*	Вес, *кг*	Допускаемые нагрузки при переменном токе и температуре воздуха 25°С, *а*	Момент инерции сечения, $см^4$	Момент сопротивления, $см^3$	Радиус инерции сечения, *см*
3/8″	12,5	17	0,82	90	0,29	0,34	0,53
1/2″	15,75	21,25	1,25	118	0,70	0,65	0,66
3/4″	21,25	26,75	1,63	145	1,51	1,13	0,85
1″	27	33,5	2,42	180	3,58	2,14	0,08
1 1/4″	35,75	42,25	3,13	220	7,65	3,62	1,39
1 1/2″	41	48	3,84	255	12,1	5,04	1,58
2″	53	60	4,88	320	24,9	8,30	2,0
2 1/2″	68	75,5	6,64	390	54,6	14,5	2,54
3″	80,5	88,5	8,34	455	94,4	21,3	2,98
4″	106	114	10,85	670	208,9	36,6	3,89

Таблица 16

Данные медных и алюминиевых шин трубчатого сечения

Размеры диаметров, *мм*		Вес шины, *кг/м*		Допускаемая нагрузка шин при температуре окружающего воздуха 25° С		Момент инерции сечения, $см^4$	Момент сопротивления, сечения, $см^3$	Радиус инерции сечения, *см*
Внутренний	Наружный	медной	алюминиевой	медной	алюминиевой			
20	24	1,24	0,37	600	465	0,84	0,70	0,78
22	26	1,35	0,41	650	505	1,09	0,84	0,85
25	30	1,93	0,58	830	640	2,06	1,37	0,93
29	34	2,21	0,67	925	725	3,09	1,82	1,12
35	40	2,64	0,80	1100	850	5,2	2,60	1,33
40	45	2,99	0,90	1200	935	7,56	3,36	1,51
45	50	3,34	1,01	1330	1040	10,6	4,22	1,68
45	51	4,05	1,22	1510	1170	13,1	5,13	1,70
50	55	3,69	1,11	1380	1140	14,2	5,18	1,86
55	60	4,04	1,22	1585	1240	18,7	6,23	2,04
60	65	4,39	1,33	1685	1315	24,0	7,39	2,21
65	70	4,74	1,43	1875	1450	30,2	8,64	2.39
67	75	7,99	2,41	2460	1920	56,4	15,0	2,51
70	75	5,10	1,54	2000	1550	37,5	9,99	2,57
72	80	8,55	2,58	2610	2035	69,2	17,3	2,69
75	80	5,45	1,64	2120	1640	45,8	11,4	2,74
75	85	11,25	3,39	3070	2400	100,9	23,7	2,84
80	85	5,8	1,75	2205	1720	55,2	13,0	2,92
90	95	6,50	1,96	2460	1925	77,7	16,4	3,27
90	100	13,4	4,03	3680	2840	168,8	33,8	3,36

Таблица 17

Предельные допускаемые пролеты между изоляторами плоских шин закрытых РУ напряжением 35 *кв* по условиям колебаний (в *см*)

Размеры полос, *мм*	Медные шины					Алюминиевые шины				
	Наименьший пролет		Наибольший пролет			Наименьший пролет		Наибольший пролет		
	1,0	1,5	1,0	1,5	2,0	1,0	1,5	1,0	1,5	2,0
60 × 8	100	90	115	135	140	115	105	135	160	165
60 × 10	110	100	115	135	140	130	115	135	160	165
80 × 8	100	90	135	155	160	115	105	155	180	190
80 × 10	110	100	135	155	160	130	115	155	180	190
100 × 10	110	100	150	175	180	130	115	175	205	210

Примечание. Значения наименьших пролетов принимаются только при расположении шин по вершинам прямоугольного треугольника.

По кривым (рис. 49) и отношениям $\frac{a_1}{a} = 1{,}8$ и $\frac{h}{b} = 6$ находим $k = 5{,}2$. Тогда расчетное значение напряжения в материале

$$\sigma_{\text{расч}} = 5{,}2 \cdot 10^{-3} \frac{150^2}{50 \cdot 6} \cdot 45^2 = 696 \ кг/см^2.$$

Расчетное напряжение не превышает допустимого, т. е. по условиям длительной работы и динамической устойчивости сечение шин 60 × 10 является приемлемым.

Но учитывая (согласно табл. 17), что для этих размеров шин пролет между изоляторами должен быть не более 135 *см*, так как при $\frac{\sigma_{\text{доп}}}{\sigma_{\text{расч}}} = 1$ они не удовлетворяют требованиям к собственной частоте колебаний.

Поэтому принимаем к установке шины с размерами сечения 80 × 10 *мм*. Тогда

$$W = 0{,}167 \cdot 1 \cdot 8^2 = 10{,}67 \ см^3 \text{ и } \frac{a_1}{a} = 1{,}8; \ \frac{h}{b} = 8.$$

По кривым (рис. 49) $k = 6{,}9$. Тогда

$$\sigma_{\text{расч}} = 6{,}9 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{150^2}{50 \cdot 10{,}67} \cdot 45^2 = 523 \ кг/см^2$$

и

$$\frac{\sigma_{\text{доп}}}{\sigma_{\text{расч}}} = \frac{700}{523} = 1{,}34.$$

По табл. 17 предельная величина пролета между изоляторами

$$l_{\text{пред}} \approx 170 \ см > l_{\text{расч}} = 150 \ см.$$

Выбранные шины удовлетворяют всем требованиям и в любом режиме

§ 37. ВЫБОР ШИН ДЛЯ ЗАКРЫТЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ 110 *кв*

В закрытых распределительных устройствах преимущественно применяются шины трубчатого сечения, характеристики которых приведены в табл. 15, 16.

Выбор шин по длительно допустимому току в данном случае производится в таком же порядке, как и для закрытых РУ 35 *кв*.

Расчет и проверка шин на механическую прочность при коротких замыканиях. В закрытых РУ 110 *кв*, кроме обычного крепления шин на опорных изоляторах, предусматривается также крепление на жестких отпайках (ответвлениях к шинным разъединителям), которые являются опорными конструкциями для шин и должны учитываться при расчетах.

В данном случае расчет шин на механическую прочность при коротком замыкании сводится к выбору материала и размеров сечения шин, удовлетворяющих условию

$$\sigma_{\text{расч}} \leqslant \sigma_{\text{доп}}.$$

При горизонтальном расположении шин в расчетной механической нагрузке шин учитывается также и собственный вес шинной конструкции.

Для участков шин с пролетом между опорами $l < 250\sqrt{r_i}$ *см* для меди и $l < 300\sqrt{r_i}$ *см* для алюминия напряжение в материале шин определяется по формуле

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{F_{\text{расч}} l}{10 \cdot W} \; кг/см^2, \tag{186}$$

где r_i — радиус инерции принятого сечения шины, определяемый по табл. 15, 16;

l и $F_{\text{расч}}$ — соответственно длина пролета и механическая нагрузка на шину длиной l;

W — момент сопротивления сечения шины, $см^3$.

Расчетная нагрузка при расположении шин в горизонтальной плоскости определяется как геометрическая сумма силы взаимодействия фаз при коротком замыкании и веса участка шины, т. е.

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{F_{\text{ф}}^2 + G^2}, \tag{187}$$

где $F_{\text{ф}}$ — сила взаимодействия фаз, *кг*;

G — вес участка шины, длиной l, *кг*.

При указанном расположении шин с равными расстояниями между смежными фазами сила взаимодействия фаз

$$F_{\text{ф}} = 1{,}76 \cdot 10^{-2} \frac{l}{a} i_{\text{у}}^2 \; кг. \tag{188}$$

По частоте собственных колебаний шины проверяются также и для РУ 35 *кв*. Для участков шин при тех же условиях с пролетом между опорами $l \geqslant 250\sqrt{r_i}$ *см* для меди и $l \geqslant 300\sqrt{r_i}$ *см* для алюминия механическое напряжение определяется по той

же формуле (186), но при этом расчетная величина силы взаимодействия фаз при коротких замыканиях определяется выражением

$$F_{\text{ф}} = 1{,}76 \cdot 10^{-2} \cdot k_p \frac{l}{a} i_{\text{у}}^2 \ кг, \qquad (189)$$

где $i_{\text{у}}$ — ударный ток короткого замыкания, *ка*;
a и l — соответственно расстояние между осями шин смежных фаз и пролет между изоляторами (или другими опорными конструкциями), *см*;
k_p — коэффициент усилий.

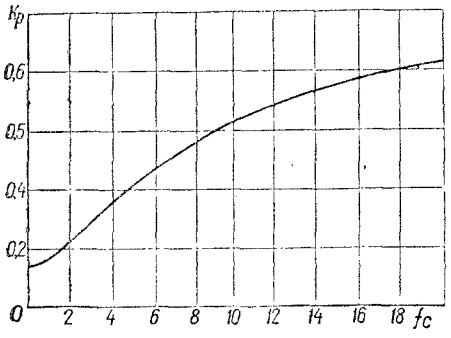


Рис. 50. Зависимость коэффициента усилий k_p от частоты собственных колебаний шин РУ 110 *кв*.

Коэффициент усилий k_p определяется по кривой (рис. 50) как функция частоты собственных колебаний шины.

Частота собственных колебаний шины

$$f_{\text{с}} = 112 k_f \frac{r_i}{l^2} \ гц. \qquad (190)$$

k_f принимается для:

меди	$1{,}14 \cdot 10^4$
алюминия	$1{,}55 \cdot 10^4$
стали	$1{,}64 \cdot 10^4$

Если сборные шины крепятся жесткими отпайками, расчет на механическую прочность ведется как для стержня с одним закрепленным концом и другим свободным по изгибающему моменту сил, действующих в плоскости, перпендикулярной к направлению шин.

Механический расчет отпаек шин закрытых распределительных устройств 110 *кв*. Расчет отпаек шин на механическую прочность сводится к определению наибольшей величины механических напряжений в материале отпаек при коротких замыканиях, причем должно соблюдаться условие

$$\sigma_{\text{расч}} \leqslant \sigma_{\text{доп}}.$$

Наибольшая величина механических напряжений в отпайке определяется по формуле

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M_{\text{расч}}}{W} \ кг/см^2, \qquad (191)$$

где W — момент сопротивления сечения отпайки, $см^3$;
$M_{\text{расч}}$ — расчетный изгибающий момент отпаек, *кгсм*.

Расчетный изгибающий момент определяется равенством

$$M_{\text{расч}} = F_{\text{ф}} l'_{\text{отп}} + M_{G_{\text{ш}}} + M_{G_{\text{отп}}} \ кГ \cdot см, \qquad (192)$$

где $F_ф$ — расчетная сила взаимодействия фаз сборных шин, *кг*;
$l'_{отп}$ — плечо силы $F_ф$ относительно основания отпайки, *см*;
$M_{G_ш}$ и $M_{G_{отп}}$ — моменты соответственно от веса шины и отпайки относительно основания отпайки, *кГ · см*.

Расчетный изгибающий момент следует определять для той отпайки, для которой его значение будет наибольшим.

Пример 12. Сборные шины длиной 6 *м* закрытого распределительного устройства 110 *кв* предполагается изготовить из алюминиевых труб с внутренним диаметром 65 *мм* и наружным диаметром 70 *мм*, а отпайки — из стальных труб с номинальным диаметром 3 дюйма. Крепление шин на отпайках жесткое. Проверить элементы сборных шин на механическую прочность при коротком замыкании, если ударное значение тока короткого замыкания $i_у = 50$ *ка*, расстояние между осями фаз $a = 125$ *см* и расчетная длина отпайки $l_{отп} = 120$ *см*.

Расчет сборных шин. По табл. 16 устанавливаем момент сопротивления сечения шины $W = 8{,}64$ *см*^{3}, радиус инерции сечения шины $r_i = 2{,}39$ *см*, вес шины длиной 6 *м* $G = 1{,}43 \times 6 = 8{,}58$ *кг*.

Частота собственных колебаний шин

$$f_c = 112 \cdot 1{,}55 \cdot 10^4 \frac{2{,}39}{600^2} = 11{,}5 \text{ } гц.$$

По кривой (рис. 50) для $f_c = 11{,}5$ *гц* коэффициент $k_p = 0{,}535$, так как принятый пролет $l = 6 > 300\sqrt{r_i} = 300\sqrt{2{,}39} = 4{,}6$ *м*.

Расчетная величина силы взаимодействия фаз при коротких замыканиях

$$F_ф = 1{,}76 \cdot 10^{-2} \cdot 0{,}535 \cdot \frac{600}{125} \cdot 50^2 = 106 \text{ } кг.$$

Расчетная нагрузка на шины

$$F_{расч} = \sqrt{106^2 + 8{,}58^2} = 106 \text{ } кг.$$

Наибольшее механическое напряжение в шинах

$$\sigma_{расч} = \frac{106 \cdot 600}{10 \cdot 8{,}54} = 696 \text{ } кг/см^2 < \sigma_{доп} = 700 \text{ } кг/см^2.$$

Расчет отпаек. По табл. 15 момент сопротивления отпайки $W = 21{,}3$ *см*^{3}, вес одного погонного сантиметра отпайки равен 0,0834 *кг/см*, вес отпайки длиной 375 *см* — $0{,}0834 \cdot 375 = 31{,}5$ *кг*.

Расчетный изгибающий момент для отпайки самой длинной фазы

$$M_{расч} = 106 \cdot 120 + 8{,}58 \cdot 600 + 0{,}0834 \cdot 375 = 17\,180 \text{ } кГ \cdot см.$$

Тогда наибольшее напряжение в материале отпайки

$$\sigma_{расч} = \frac{17\,180}{21{,}3} = 800 \text{ } кг/см^2 < \sigma_{доп.\,ст}.$$

Определим усилия, действующие на изолятор, поддерживающий отпайку,

$$F_{из} = \frac{M_{из}}{H_{из}} = \frac{17\,180 + 100 \cdot 120}{120} = 243 \text{ } кг,$$

где $M_{из}$ — момент силы, изгибающей изолятор;
$H_{из}$ — высота изолятора (принята 120 *см*).

Нагрузка на головку изолятора не превышает допустимую величину.

§ 38. ВЫБОР ШИН, ПРОВОДОВ (ГИБКОЙ ОШИНОВКИ) ОТКРЫТЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ (ОРУ)

В качестве гибкой ошиновки ОРУ применяется, в основном, голый сталеалюминиевый провод. Медные провода допускаются в ОРУ, расположенных вблизи соленых водоемов, химических заводов, морей и т. д.

Стальные провода применяются очень редко, в основном на маломощных установках.

Когда пропускная способность по току одним проводом не обеспечивается, можно применять несколько проводов.

Гибкую ошиновку ОРУ выбирают, руководствуясь следующим:

а) сечение сборных шин принимают по условиям нагрева длительно допустимым током с учетом аварийного отключения одной из отходящих линий;

б) сечение ошиновки ячеек отходящей линии должно обеспечивать пропускную способность ее;

в) сечение ошиновки ячеек трансформаторов определяется по экономической плотности тока, но не более сечения шин;

г) сечение ячейки шиносоединительного выключателя принимается равным сечению шин, а сечение обходной системы шин и обходного выключателя выбирается по наибольшему сечению ячейки отходящей линии.

Все выбранные сечения должны проверяться на нагрев токами короткого замыкания с учетом АПВ.

При механическом расчете проводов марки АС необходимо учитывать снижение величины их временного сопротивления вследствие отжига токами короткого замыкания.

Приводим значения коэффициента m, учитывающего снижение временного сопротивления:

максимальная температура нагрева	100; 120; 140; 180; 200
значение коэффициента m	0,98; 0,95; 0,92; 0,89; 0,84; 0,78

Ошиновки ОРУ напряжением 110 *кв* и выше должны проверяться на отсутствие короны. Критерием является напряжение видимой короны, которое должно быть выше максимального рабочего напряжения (ОРУ) открытого распределительного устройства.

Максимально допустимые тяжения, на которые рассчитаны конструкции ОРУ, составляют (на фазу) для:

шинных	опор	ОРУ-35	*кв*	750	*кг*
прочих	»	»	»	600	»
шинных	»	ОРУ-110	»	670	»
прочих	»	»	»	500	»

Максимально допустимое тяжение на изоляторы разных типов и необходимые к установке изоляторы в разных районах в зависимости от характеристики атмосферы сведены в табл. 18.

Таблица 18

Максимально допустимые тяжения на изоляторы

Характеристика атмосферы	Типы изоляторов			Наибольшее допустимое тяжение, *кг*
	Напряжение ОРУ, *кв*			
	35	110	220	
Районы с нормальной атмосферой	4×П-4,5 4×П-6	8×П-4,5 8×П-6	16×П-4,5 16×П-6	1125 1500
Районы с загрязненной атмосферой	4×НС-2 4×НЗ-6	8×НС-2 8×НЗ-6	16×НС-2 16×НЗ-6	1125 1500

Механический расчет проводов. Расчет сводится к определению напряжений в материале проводов, зависящих от условий окружающей среды и соответствующих стрел провеса.

Этот расчет можно произвести с помощью уравнения переходного состояния провода. Это уравнение является основным для расчета проводов при подвеске их на натяжных гирляндах и при наличии в пролете сосредоточенных нагрузок (шлейфы к аппаратам).

$$\sigma = \frac{\gamma_э \sigma_0}{\gamma_{0э}\left[1 + \frac{12\alpha\sigma_0^2(\theta - \theta_0)}{\gamma_{0э}^2 L^2}\right]}, \qquad (193)$$

где L — длина пролета, *м*;

α — температурный коэффициент линейного расширения провода;

σ, σ_0 — напряжение в материале провода соответственно при расчетных и нормальных условиях;

$\gamma_э$, $\gamma_{0э}$ — удельная нагрузка (нагрузка на провод, отнесенная к единице длины и единице площади сечения) соответственно при расчетных и нормальных условиях ($\gamma_э = \gamma\sqrt{k}$; $\gamma_{0э} = \gamma_0\sqrt{k_0}$);

k — коэффициент, учитывающий натяжение гирлянд и наличие сосредоточенных нагрузок;

θ, θ_0 — температура окружающего воздуха при расчетных и нормальных условиях.

Исходными данными для механического расчета являются: расчетная длина пролета L, которую можно принять равной расстоянию между осями опор; разность высот точек подвеса провода Δh; длина и расположение ответвлений к аппаратам, определяемые по эскизу, составленному для данного расчета.

Данные для расчета нагрузки на единицу длины q и удельной нагрузки γ определяются в зависимости от климатического района по табл. 19 и 20.

Таблица 19

Вес гирлянд изоляторов с арматурой, *кг*

Тип гирлянд	Вес гирлянд				
	без учета веса льда	с учетом веса льда в зависимости от климатического пояса			
		I	II	III	IV
16×П-4,5	108	120	128	133	140
8×П-4,5	56	62	66	69	72
4×П-4,5	30	33	35	37	38
16×НС-2	139	158	164	175	183
8×НС-2	71	80	84	89	93
4×НС-2	37	41	44	46	48

Примечание. В приведенных цифрах учтен вес всей арматуры, кроме натяжного зажима для крепления провода. Вес и длина натяжного зажима приведены в табл. 20.

Таблица 20

Вес и длина натяжных зажимов

Тип зажима		Марка медных проводов	Марка алюминиевых проводов	Вес, *кг*	Длина, *м*
Большой	РС	М35; М50	—	2	0,2
		М70; М95	АС-70	3	0,3
		М120; М150	АС-95; АС-100	5	0,35
		М185	АС-150; АС-240	8	0,4
Прессуемый	НМН-240-1	МП240	—	11	0,7
	АИ-56	МП300	—	12	0,7
	НАС-300-1	—	АС-300	10	0,5
	НАС-400-1	—	АС-400	14	0,6
	АИ-37	—	АСО-332	9	0,5
	АН-24	—	АСО-480	12,3	0,5

При этом приведем также значения длины гирлянд с арматурой в зависимости от типа гирлянды:

Тип гирлянды	16×П-4,5;	8×П-4,5;	4×П-4,5;	16×НС-2;	8×НС-2;	4×НС-2;
Длина, *м*	3,0	1,6	0,9	3,4	1,8	1,0

Определение погонных нагрузок от гирлянд изоляторов. Вес натяжной гирлянды (изоляторов с арматурой и спуском) определяется системой уравнений:

$$\left.\begin{aligned} Q_i &= Q_i' + q_1 l_{\text{сп}} + P_{\text{н}}, \\ Q_{i\text{г}} &= Q_{i\text{г}}' + q_{\text{г}} l_{\text{сп}} + P_{\text{н}}, \end{aligned}\right\} \qquad (194)$$

где Q_i' — собственный вес гирлянды изоляторов;

$Q_{i\text{г}}'$ — вес гирлянды при гололеде;

q_1 — вес провода на 1 *пог. м*;

$q_{\text{г}}$ — вес провода при гололеде, отнесенный к 1 *пог. м*;

$l_{\text{сп}}$ — длина спуска к аппарату (для сборных шин);

$P_{\text{н}}$ — вес натяжного зажима.

Нагрузки от гирлянд изоляторов, отнесенные к 1 *м* длины, соответственно при отсутствии и наличии гололеда будут равны

$$q_i = \frac{Q_i}{l_0};\quad q_{ir} = \frac{Q_{ir}}{l_0}, \tag{195}$$

где l_0 — расчетная длина гирлянды (длина гирлянды с арматурой и натяжным зажимом).

Погонные нагрузки q_i и q_{ir} используются при определении стрел провеса.

Сосредоточенные нагрузки при отсутствии и наличии гололеда и ветра соответственно определяются по формулам:

$$\begin{aligned} Pk_i &= q_1 l_{\text{отв. к}} + P_{\text{н}} k_i; \\ Pk_{\text{г}} &= q_{\text{г}} l_{\text{отв. к}} + P_{\text{н}} k_{\text{г}}, \end{aligned} \tag{196}$$

где $k = 1, 2, 3, \ldots, n$ — коэффициенты уравнения переходного состояния проводов;

$l_{\text{отв}}$ — длина ответвления.

Коэффициенты k_i и $k_{\text{г}}$ указывают соответствующий режим (отсутствие или наличие гололеда, ветра).

Эти коэффициенты определяются схемой загрузки пролета. Схемы загрузки пролетов разных вариантов представлены на рис. 51—56. После определения коэффициентов k_i и $k_{\text{г}}$ определяются нагрузки по всей длине пролета. Без учета гололеда и ветра $Q_l = q_i L$ (с учетом длины гирлянды) и $Q_{\text{п1}} = q_1 L_{\text{п}}$ (без учета длины гирлянды), где $L_{\text{п}} = (L - 2l_0)$. С учетом гололеда и ветра

$$Q_{\text{г}} = q_{\text{г}} L \quad \text{и} \quad Q_{\text{п. г}} = q_{\text{г}} L_{\text{п}}. \tag{197}$$

Коэффициенты k_i и $k_{\text{г}}$ в зависимости от точки подвеса определяют по следующим формулам:

1. Для точек подвеса проводов на одной высоте и на разных высотах при отсутствии груза по длине пролета (рис. 51—53), не учитывая гололед и ветер,

$$k_i = \frac{L_{\text{п}}(L + 4l_0)}{L^2} + 12\frac{Q_{i1} l_0}{Q_1^2 L_{\text{п}}}\left(Q_{\text{п1}} + \frac{2}{3} Q_{i1}\right); \tag{198}$$

учитывая гололед и ветер,

$$k_{\text{г}} = \frac{L_{\text{п}}(L - 4l_0)}{L^2} + 12\frac{Q_{ir} l_0}{Q_{\text{г}}^2 L_{\text{п}}}\left(Q_{\text{п. г}} + \frac{2}{3} Q_{ir}\right),$$

где Q_{i1} — вес гирлянды без гололеда;

Q_{ir} — вес гирлянды с учетом гололеда и ветра.

2. Для точек подвеса провода на разных и одинаковых высотах и при расположении груза в любой точке пролета (рис. 52—54), не учитывая гололед и ветер,

$$k_i = \frac{L_{\text{п}}(L + 4l_0)}{L^2} + 12\left[\frac{Q_{i1} l_0}{Q_1^2 L_{\text{п}}}\left(Q_{\text{п1}} + \frac{2}{3} Q_{i1} + P\right) + \frac{Pab}{Q_1 L L_{\text{п}}} + \frac{P^2 ab}{Q_1^2 L L_{\text{п}}}\right]; \tag{199}$$

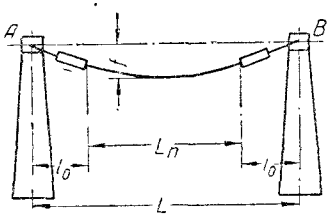


Рис. 51. К расчету проводов (гибких шин) с точками подвеса на одной высоте.

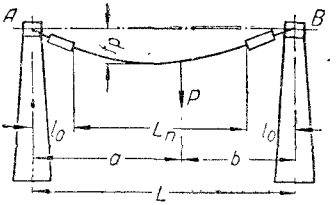


Рис. 52. К расчету проводов (гибких шин) с точками подвеса на одной высоте и грузом, расположенным в любой точке пролета.

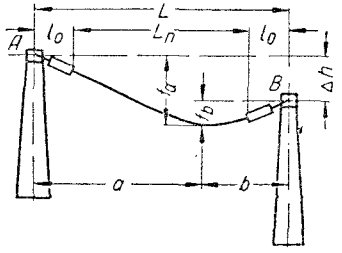


Рис. 53. К расчету проводов (гибких шин) с точками подвеса на разных высотах.

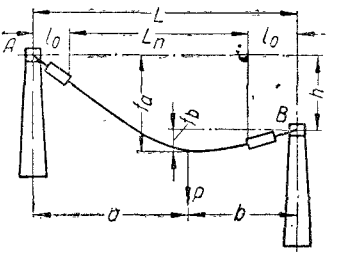


Рис. 54. К расчету проводов (гибких шин) с точками подвеса на разных высотах и с грузом, расположенным в любой точке пролета.

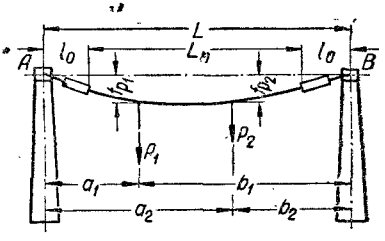


Рис. 55. К расчету проводов (гибких шин) с точками подвеса на одинаковых высотах и с грузами, расположенными в любых точках пролета.

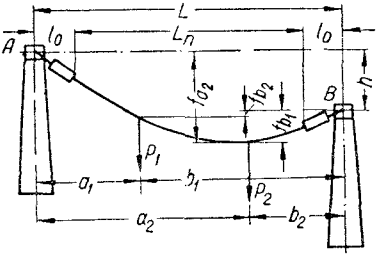


Рис. 56. К расчету проводов (гибких шин) с точками подвеса на разных высотах и с грузами, расположенными в любых двух точках пролета.

учитывая гололед и ветер,

$$k_{\text{г}} = \frac{L_{\text{п}}(L+4l_0)}{L^2} + 12\left[\frac{Q_{i\text{г}}l_0}{Q_{\text{г}}^2 L_{\text{п}}}\left(Q_{\text{пг}} + \frac{2}{3}Q_{i\text{г}} + P\right) + \frac{Pab}{Q_{\text{г}}LL_{\text{п}}} + \frac{P^2ab}{Q_1^2 LL_{\text{п}}}\right].$$

3. Для точек подвеса провода на разных и одинаковых высотах и при расположении двух неравных грузов P в любой точке пролета (рис. 55, 56) в общем случае

$$k = \frac{L_{\text{п}}(L+4l_0)}{L^2} + 12\left[\frac{Q_i l_0}{Q^2 L_{\text{п}}}\left(Q_{\text{п}} + \frac{2}{3}Q_i + \varepsilon P\right) + \frac{1}{QLL_{\text{п}}}(P_1a_1b_1 + P_2a_2b_2) + \right.$$
$$\left. + \frac{1}{Q^2 LL_{\text{п}}}(P_1^2a_1b_1 + P_2^2a_2b_2) + \frac{2}{Q^2 LL_{\text{п}}}(P_1a_1 + P_2a_2)\right]. \qquad (200)$$

Эта формула используется для разных условий окружающей среды (без гололеда и ветра и с гололедом и ветром).

Стрелы провеса проводов под воздействием сосредоточенных нагрузок и напряжение в проводе связаны между собой соотношением

$$f = \frac{A}{\sigma},$$

где A — величина, зависящая от схемы загружения провода в пролете, *кг · м/мм²* (определяется по формулам).

Для точек подвеса проводов на одной высоте и разных высотах при отсутствии груза по длине пролета в общем случае

$$A = \frac{1}{S_0}\left[\frac{qL_1^2}{8} + \frac{(q_i - q)\,l_0^2}{2}\right]. \qquad (201)$$

Для той же схемы, но при наличии груза в любой точке пролета

$$A = \frac{1}{S_0}\left[\frac{qab}{2} + \frac{(q_i - q)\,l_0^2}{2} + \frac{Pab}{L}\right]. \qquad (202)$$

Для той же схемы, но при наличии двух разных грузов в любых точках пролета, величина стрелы провеса определяется соотношениями

$$f_{P_1} = \frac{A_i}{\sigma} \text{ и } f_{P_{\text{г}}} = \frac{A_{\text{г}}}{\sigma}.$$

A_i и $A_{\text{г}}$ определяется по формулам:

$$A_i = \frac{1}{S_0}\left[\frac{qa_1b_1}{2} + \frac{(q_i - q)\,l_0^2}{2} + \frac{a_1}{L}(P_1b_1 + P_2b_2)\right]$$

и

$$A_{\text{г}} = \frac{1}{S_0}\left[\frac{qa_2b_2}{2} + \frac{(q_i - q)\,l_0^2}{2} + \frac{b_2}{L}(P_1a_1 + P_2a_2)\right]. \qquad (203)$$

Погонные и удельные нагрузки на сталеалюминиевые и медные провода приведены в приложениях 17 и 18.

Определение напряжений и стрел провеса в проводах ОРУ. Наибольшее напряжение в проводах от тяжения будет при наибольшей удельной нагрузке (при гололеде с ветром и температуре $\theta = -5°C$, в редких случаях при $\theta = -40°C$, а для районов, где температура ниже $-40°C$, при наинизшей температуре).

Наибольшая стрела провеса проводов ОРУ будет при наибольшей удельной нагрузке проводов (при гололеде и $\theta = -5°C$).

В указанных случаях напряжение в проводе σ_θ и стрела провеса f_θ при любой температуре окружающего воздуха определяется равенствами:

$$\sigma_t = \frac{\gamma_{1э}\sigma_г}{\gamma_{г.э}\left[1 + \frac{12\alpha\sigma_г^2(\theta+5)}{\gamma_{г.э}^2 L^2}\right]} \tag{204}$$

и

$$f_\theta = \frac{A_t}{\gamma_{1э}}\left[\frac{\gamma_{г.э}}{\sigma_г} + \frac{12\alpha\sigma_г(\theta+5)}{\gamma_{г.э}L^2}\right],$$

где $\gamma_{1э}$ и $\gamma_{г.э}$ — эквивалентные удельные нагрузки проводов соответственно с учетом гололеда и ветра и без учета их;

$\sigma_г$ — напряжение в проводе при гололеде с ветром и температуре воздуха $-5°C$;

L — длина пролета;

α — температурный коэффициент линейного расширения, равный для медных проводов $\alpha = 17 \cdot 10^{-6}$; для сталеалюминиевых проводов α приведены в приложении 19.

Расчет проводов рекомендуется вести в такой последовательности.

Предположим, что максимальная стрела прогиба $f_{макс}$ будет при гололеде и $\theta = -5°C$. Напряжение при этих условиях

$$\sigma_г = \frac{A_г}{f_{макс}}, \tag{205}$$

где $A_г$ — величина A, соответствующая режиму гололеда и определяемая при тех же условиях, что и напряжение проводов.

Тогда напряжение в проводе при $\theta = -40°C$ будет

$$\sigma_{-40} = \frac{\gamma_{1э}\sigma_г}{\gamma_{г.э}\left(1 - \frac{420\alpha\sigma_г^2}{\gamma_{г.э}^2 L^2}\right)}. \tag{206}$$

Если окажется, что $f_{70} \leqslant f_г$, то значение $\sigma_г$ должно быть определено из условия, что $f_{70} = f_{макс}$, т. е.

$$\sigma_г = \frac{\gamma_{г.э} A_l}{\gamma_{1э} f_{макс} \left(1 - \frac{900 \alpha A_l^2}{f_{макс} \gamma_{1э}^2 L^2}\right)}. \qquad (207)$$

Дальнейшие расчеты напряжений и стрел провеса ведутся как изложено ранее, при этом напряжение в проводе для любого случая должно быть меньше $\sigma_{макс}$.

Монтажная стрела провеса проводов принимается при $\theta = -5°C$ без гололеда и ветра и определяется по формуле

$$f_м = f_{-5} \frac{A_l \gamma_{г.э}}{\gamma_{1э} \sigma_г}. \qquad (208)$$

Для медных проводов наибольшее значение напряжения составляет

$$\sigma_{макс} = \frac{R}{4},$$

где $R = 39$ *кг/мм*^{2} — временное сопротивление на разрыв медного провода. Для сталеалюминиевых проводов наибольшее допустимое напряжение $\sigma_{макс}$ при $\theta = -5°C$

$$\sigma_{макс-5} = \left(\frac{Rm}{4} - \sigma_{а-5}\right) \frac{E_0}{E_а}, \qquad (209)$$

а при $\theta = -40°C$

$$\sigma_{макс-40} = \left(\frac{Rm}{4} - \sigma_{а-40}\right) \frac{E_0}{E_а},$$

где $R = 16$ *кг/мм*^{2} — временное сопротивление алюминиевых проводов на разрыв;

m — коэффициент, учитывающий снижение временного сопротивления алюминиевых проводов;

$E_а = 6300$ *кг/мм*^{2} — модуль упругости алюминиевых проводов;

E_0 — модуль упругости сталеалюминиевых проводов (см. приложение 19);

$\sigma_{а-5}$ и $\sigma_{а-40}$ — температурные напряжения в алюминиевых проводах при температурах соответственно —5° и —40°С (см. приложение 18).

В общем случае E_0 определяется по формуле

$$E_0 = \frac{E_с + \alpha E_а}{1 + \alpha}, \qquad (210)$$

где $E_с = 20\,000$ *кг/мм*^{2} — модуль упругости стальных проволок;

α — отношение поперечного сечения алюминиевых проволок к поперечному сечению стальных проволок.

Наибольшее напряжение по условию прочности опор

$$\sigma_{\text{макс}} = \frac{H_{\text{макс}}}{S}, \tag{211}$$

где $H_{\text{макс}}$ — наибольшая допустимая горизонтальная нагрузка (тяжение на опоры ОРУ);

S — расчетное сечение провода.

Определение стрел провеса для разных схем пролета. Приведем несколько схем подвеса провода.

1. Для точек подвеса провода на одной высоте (рис. 51) стрела провеса определится формулой

$$f_c = \frac{1}{H}\left[\frac{qL^2}{8} + \frac{(q_i - q)\, l_0^2}{2}\right] = \frac{A}{\sigma}, \tag{212}$$

где

$$A = \frac{1}{S_0}\left[\frac{qL^2}{8} + \frac{(q_i - q)\, l_0^2}{2}\right].$$

2. Для точек подвеса провода на разных высотах (рис. 53) стрела провеса в самой низкой точке относительно точки A

$$f_a = \frac{qa^2}{2H} + \frac{(q_i - q)\, l_0^2}{2H};$$

относительно точки B

$$f_b = \frac{qb^2}{2H} + \frac{(q_i - q)\, l_0^2}{2H};$$

в середине пролета

$$f_c = \frac{qL^2}{2H} + \frac{(q_i - q)\, l_0^2}{2H}. \tag{213}$$

3. Если точки подвеса находятся на одной высоте и груз расположен в любой точке пролета (рис. 52), то

$$f_P = \frac{1}{H}\left[\frac{qab}{2} + \frac{(q_i - q)\, l_0^2}{2} + \frac{pab}{L}\right] = \frac{A}{\sigma},$$

где

$$A = \frac{1}{S_0}\left[\frac{qab}{2} + \frac{(q_i - q)\, l_0^2}{2} + \frac{pab}{L}\right]. \tag{214}$$

4. Если точки подвеса провода находятся на разных высотах (рис. 54) и груз расположен в любой точке пролета, то стрела провеса по отношению к точке A

$$f_a = f_P + \frac{\Delta h a}{L};$$

по отношению к точке B

$$f_b = f_P + \frac{\Delta h b}{L}. \tag{215}$$

5. Если точки подвеса провода находятся на одной высоте и два разных груза расположены в любых точках пролета (рис. 55), то стрелы провеса относительно точки A

$$f_{P_1} = \frac{1}{H}\left[\frac{qa_1b_1}{2} + \frac{(q_i - q)\,l_0^2}{2} + \frac{a_1}{L}(P_1b_1 + P_2b_2)\right] = \frac{A_1}{\sigma},$$

$$A_1 = \frac{1}{S_0}\left[\frac{qa_1b_1}{2} + \frac{(q_i - q)\,l_0^2}{2} + \frac{a_1}{L}(P_1a_1 + P_2a_2)\right]; \qquad (216)$$

относительно точки B

$$f_{P_2} = \frac{1}{H}\left[\frac{qa_2b_2}{2} + \frac{(q_i - q)\,l_0^2}{2} + \frac{b_2}{L}(P_1a_1 + P_2a_2)\right] = \frac{A_2}{\sigma},$$

$$A_2 = \frac{1}{S_0}\left[\frac{qa_2b_2}{2} + \frac{(q_i - q)\,l_0^2}{2} + \frac{b_2}{L}(P_1a_1 + P_2a_2)\right]. \qquad (217)$$

6. Если точки подвеса провода находятся на разных высотах (рис. 56) и два разных груза расположены в любых точках пролета, то стрела провеса относительно точки A

$$f_{a_1} = f_{P_1} + \Delta h\frac{a_1}{L} \text{ и } f_{a_2} = f_{P_2} + \Delta h\frac{a_2}{L};$$

относительно точки B

$$f_{b_1} = f_{P_1} - \Delta h\frac{b_1}{L} \text{ и } f_{b_2} = f_{P_2} - \Delta h\frac{b_2}{L}. \qquad (218)$$

По изложенной выше методике можно вести механический расчет линий без учета грузов в точках пролета (рис. 51).

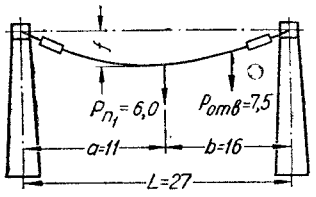


Рис .57. К расчету пролета ячейки ЛЭП 110 *кв* ОРУ.

Пример 13. Рассчитать пролет ячейки ЛЭП 110 *кв* ОРУ. ЛЭП выполнена из провода АС-120 с усиленной изоляцией 8×НС-2 и находится в IV климатическом районе (рис. 57).

Размеры пролета приведены на расчетной схеме. Для провода марки АС-120 (приложение 19) $S_0 = 141{,}4$ *мм*^{2}; $q_1 = 0{,}504$ *кг/м*; $q_г = 2{,}632$ *кг/м*; $\gamma_1 = 3{,}564 \cdot 10^{-3}$ *кг/м · мм*^{2}; $\gamma_г = 18{,}54 \cdot 10^{-3}$ *кг/м · мм*^{2}; $\alpha = 18{,}93 \cdot 15^6$; $E_a = 6300$ *кг/мм*^{2}; $E_0 = 8430$ *кг/мм*^{2}; $\sigma_{a-5} = 0{,}513$ *кг/мм*^{2}; $\sigma_{a-40} = 1{,}41$ *кг/мм*^{2}.

Максимальная температура нагрева при коротком замыкании $\theta_к = 200°$ С и $W = 0{,}78$.

Согласно табл. 19 для гирлянды 8×НС-2 $Q_{i1} = 71$ *кг*; $Q_{iг} = 93$ *кг*; $l_0 = 2$ *м*.

По табл. 20 вес натяжных зажимов $P_н = 5$ *кг*, в месте ответвления $P_{отв} = 7{,}5$ *кг*.

Определим нагрузки от гирлянд изоляторов.

Без учета гололеда и ветра

$$Q_i = Q_i' + q_1 l_{сп} + P_н = 71 + 0{,}504 \cdot 7{,}5 + 5 = 79{,}8 \text{ кг};$$

$$q_i = \frac{Q_i}{l_0} = \frac{79{,}8}{2} = 39{,}9 \text{ кг/м}.$$

С учетом гололеда и ветра

$$Q_{i\text{г}} = Qi'_{\text{г}} + q_{\text{г}} l_{\text{сп}} + P_{\text{н}} = 93 + 2{,}622 \cdot 7{,}5 + 5 = 117{,}7 \text{ кг};$$

$$q_{i\text{г}} = \frac{Q_{i\text{г}}}{l_0} = \frac{117{,}7}{2} = 58{,}85 \text{ кг/м}.$$

Вес сосредоточенных нагрузок без учета гололеда и ветра

$$P_{1i} = 0{,}504 \cdot 6 + 7{,}5 = 10{,}5 \text{ кг},$$

где $l_{\text{отв}} = 6$ м (принято условно).

Учитывая гололед и ветер,

$$P_{1\text{г}} = 2{,}622 \cdot 6 + 7{,}5 = 22{,}2 \text{ кг}.$$

Определим коэффициенты k_i и $k_{\text{г}}$, учитывая, что груз расположен в одной точке пролета для обоих случаев.

Так как

$$Q_1 = qL \text{ и } Q_{\text{н}} = qL_{\text{н}},$$

то

$$Q_1 = 0{,}504 \cdot 27 = 13{,}6 \text{ кг} \text{ и } Q_{\text{н}} = 0{,}504 \cdot 23 = 11{,}6 \text{ кг}.$$

Тогда

$$k_i = \frac{L_{\text{п}}(L - 4l_0)}{L^2} + 12\left[\frac{Q_i l_0}{Q_{i1}^2 L_{\text{п}}}\left(Q_{\text{п}} + \frac{2}{3}Q_{i1} + P\right) + \frac{Pab}{Q_1 L L_{\text{п}}} + \frac{P^2 ab}{Q^2 L L_{\text{п}}}\right];$$

$$k_i = \frac{23(27 - 4 \cdot 2)}{27^2} + 12\left[\frac{79{,}8 \cdot 2}{13{,}6^2 \cdot 23}\left(11{,}6 + \frac{2}{3}79{,}8 + 10{,}5\right) + \right.$$

$$\left. + \frac{10{,}5 \cdot 11 \cdot 16}{13{,}6 \cdot 27 \cdot 23} + \frac{10{,}5^2 \cdot 11 \cdot 16}{13{,}6^2 \cdot 27 \cdot 23}\right] = 39{,}6;$$

$$Q_{\text{г}} = 2{,}622 \cdot 27 = 70{,}8 \text{ кг};$$

$$Q_{\text{пг}} = 2{,}622 \cdot 23 = 60{,}3 \text{ кг};$$

$$k_{\text{г}} = \frac{23(27 - 4 \cdot 2)}{27^2} + 12\left[\frac{117{,}7 \cdot 2}{79{,}8^2 \cdot 23}(60{,}3 + \frac{2}{3}117{,}7 + \right.$$

$$\left. + 27{,}2) + \frac{22{,}2 \cdot 11 \cdot 16}{70{,}8 \cdot 27 \cdot 23} + \frac{22{,}2^2 \cdot 11 \cdot 16}{70{,}8^2 \cdot 27 \cdot 23}\right] = 6{,}5.$$

Определим величины A_i и $A_{\text{г}}$.

В общем случае

$$A = \frac{1}{S_0}\left[\frac{qab}{2} + \frac{(q_i - q)l_0^2}{2} + \frac{Pab}{L}\right].$$

Тогда

$$A_i = \frac{1}{141{,}4}\left[\frac{0{,}504 \cdot 11 \cdot 16}{2} + \frac{(39{,}9 - 0{,}504)2^2}{2} + \frac{10{,}5 \cdot 11 \cdot 16}{27}\right] =$$

$$= 1{,}335 \text{ кгм/мм}^2;$$

$$A_{\text{г}} = \frac{1}{141{,}4}\left[\frac{2{,}622 \cdot 11 \cdot 16}{2} + \frac{(58{,}85 - 2{,}622)2^2}{2} + \right.$$

$$\left. + \frac{23{,}2 \cdot 11 \cdot 16}{27}\right] = 3{,}45 \text{ кгм/мм}^2.$$

Определим напряжение н стрелы провеса провода. Если принять максимальную стрелу провеса $l_{макс} = 1{,}2$ *м*, то наибольшее напряжение в проводе при $t = -5°C$ с учетом гололеда и ветра

$$\sigma_г = \frac{A_г}{f_{макс}} = \frac{3{,}45}{1{,}2} = 2{,}88 \text{ кг/мм}^2;$$

при $t = -40°C$

$$\sigma_{-40} = \frac{\gamma_{1э}\sigma_г}{\gamma_{г.э}\left(1 - \frac{420\alpha\sigma_г^2}{\gamma_{г.э}^2 L^2}\right)} = \frac{22{,}4 \cdot 10^{-3} \cdot 2{,}88}{47{,}3 \cdot 10^{-3}\left(1 - \frac{420 \cdot 18{,}93 \cdot 10^{-6} \cdot 2{,}88^2}{47{,}3^2 \cdot 10^{-6} \cdot 27^2}\right)} =$$

$$= 1{,}42 \text{ кг/мм}^2,$$

где

$$\gamma_{г.э} = \gamma_г \sqrt{k_г} = 18{,}54 \cdot 10^{-3} \sqrt{6{,}5} = 47{,}3 \cdot 10^{-3};$$

$$\gamma_{1э} = \gamma_1 \sqrt{k_1} = 3{,}564 \cdot 10^{-3} \sqrt{39{,}6} = 22{,}4 \cdot 10^{-3}.$$

Стрела провеса при $t = 70°C$

$$f_{70} = \frac{A_i}{\gamma_{1э}}\left(\frac{\gamma_{г.э}}{\sigma_г} + \frac{900\alpha\sigma_г}{\gamma_{г.э}L^2}\right) = \frac{1{,}355}{22{,}4 \cdot 10^{-3}}\left(\frac{47{,}3 \cdot 10^{-3}}{2{,}88} + \right.$$

$$\left. + \frac{900 \cdot 18{,}93 \cdot 10^{-6} \cdot 2{,}88}{47{,}3 \cdot 10^{-3} \cdot 27^2}\right) = 1{,}08.$$

В данном случае стрела $f_{70} < f_г$.

Определим наибольшее допустимое напряжение в проводе при $t = -5°C$

$$\sigma_{макс-5} = \left(\frac{R_m}{4} - \sigma_{а-5}\right)\frac{E_0}{E_а} = \left(\frac{16 \cdot 0{,}78}{4} - 0{,}513\right)\frac{8430}{6300} = 3{,}5 \text{ кг/мм}^2;$$

при $t = -40°C$

$$\sigma_{макс-40} = \left(\frac{R_m}{4} - \sigma_{а-40}\right)\frac{E_э}{E_а} = \left(\frac{16 \cdot 0{,}78}{4} - 1{,}41\right)\frac{8430}{6300} = 2{,}28 \text{ кг/мм}^2.$$

Наибольшее допустимое напряжение по прочности опор будет

$$\sigma_{макс} = \frac{H_{макс}}{S_0} = \frac{500}{141{,}4} = 3{,}54 \text{ кг/мм}^2.$$

Как видно из расчетов, условия прочности для пролета ОРУ соблюдены. Монтажиая стрела провеса

$$f_м = \frac{A_i\gamma_{г.э}}{\gamma_{1э}\sigma_г} = \frac{1{,}355 \cdot 47{,}3 \cdot 10^{-3}}{22{,}4 \cdot 10^{-3} \cdot 2{,}88} = 1 \text{ м}.$$

Напряжение в проводе при монтаже

$$\sigma_м = \frac{A_i}{f_м} = \frac{1{,}355}{1} = 1{,}355 \text{ кг/мм}^2.$$

§ 39. ВЫБОР ИЗОЛЯТОРОВ

Шинные изоляторы бывают опорные и проходные. Выбирают их после расчета шин на механическую прочность при коротких замыканиях.

Из расчета шин на механическую прочность при коротких замыканиях определяется расчетное усилие $F_{расч}$, действующее на изолятор во время короткого замыкания.

Тип изоляторов выбирается по каталогу по номинальному напряжению шин и допустимой нагрузке $F_{доп}$ при условии

$$U_{ном} \geqslant U_{расч} \text{ и } F_{доп} \geqslant F_{расч}. \quad (219)$$

Но следует учитывать, что допустимая нагрузка принимается равной 60% от нагрузки $F_{разр}$, разрушающей изолятор при изгибе. Тогда

$$F_{расч} \leqslant 0{,}6F_{разр}. \quad (220)$$

Расчетные усилия, действующие на опорный изолятор при коротком замыкании, можно определить по формуле

$$F_{расч} = fl \ кг, \quad (221)$$

где l — расстояние между осями изоляторов каждой фазы, *см*;
f — удельное усилие, *кг/см*.

$$f = 1{,}76 \frac{i_y^2}{d} 10^{-8} \ кг/см. \quad (222)$$

Подставляя значение f в формулу (221), получим

$$F_{расч} = 1{,}76 i_y^2 \frac{l}{a} 10^{-8} \ кг, \quad (223)$$

где i_y — ударный ток короткого замыкания, *а*;
a — расстояние между осями шин смежных фаз, *см*.

Если усилия направлены перпендикулярно к оси опорных изоляторов, то расчетное усилие должно быть увеличено в $\frac{H'}{H}$ раз, т. е.

$$F'_{расч} = F_{расч} \frac{H'}{H}, \quad (224)$$

где H — высота опорного изолятора, *см*;
H' — расстояние от основания опорного изолятора до горизонтальной оси сечения шин, *см*,

$$H' = H + \frac{h}{2} + b, \quad (225)$$

где h — высота шины, *см*;
$b = (0{,}5 \div 1{,}0)$ *см* — толщина подкладок под шины.

Расчетные усилия при коротком замыкании, действующие на головки проходных шинных изоляторов, определяются по формуле

$$F_{расч} = 0{,}5fl \ кг, \quad (226)$$

где l — расстояние от торца головки проходного изолятора до оси ближайшего опорного изолятора шины той же фазы, *см*;
0,5 — коэффициент, учитывающий распределение усилия между головками проходного и опорного изолятора.

Расчетные усилия можно определять также по формуле

$$F_{расч} = \frac{1{,}76}{2} i_y \frac{l}{a} 10^{-8} \ кг. \quad (227)$$

При выборе проходных изоляторов по номинальному току необходимо соблюдать условие

$$I_{\text{из. ном}} \geqslant I_{\text{н. макс}},$$

где $I_{\text{из. ном}}$ — номинальный ток изолятора по паспортным данным;
$I_{\text{н. макс}}$ — наибольшее значение рабочего тока или максимально длительный ток нагрузки цепи, в которой установлен проходной изолятор.

§ 40. ВЫБОР КАБЕЛЕЙ

В электрических установках напряжением до 35 *кв* мощность в основном передается по кабельным линиям трехфазного исполнения, в установках напряжением 110 *кв* — однофазного исполнения.

Все силовые кабели выбираются по условиям нормального режима и проверяются на термическую устойчивость токам короткого замыкания. На динамическую устойчивость при токах короткого замыкания кабели не проверяются.

Условиями нормального режима кабелей являются номинальные напряжения, номинальные токи и соответственно длительный нагрев этим током, экономическая плотность тока. Выбор кабелей по номинальному напряжению должен соответствовать условию

$$U_{\text{н. к}} \geqslant U_{\text{ном}}, \tag{228}$$

где $U_{\text{н. к}}$ — номинальное напряжение кабеля;
$U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение установки, от которой прокладывается кабель.

Все сечения кабелей стандартизованы и для них определены допустимые значения рабочих токов, которые при длительной работе не превышают нагрев кабелей выше допустимой температуры.

Выбор кабелей по условиям длительного нагрева должен производиться согласно соотношению

$$I_{\text{доп}} \geqslant I_{\text{макс}}, \tag{229}$$

где $I_{\text{доп}}$ — длительно допустимое значение тока для выбранного сечения кабеля;
$I_{\text{макс}}$ — максимально длительный ток нагрузки цепи.

Правилами устройства установок определены длительно допустимые температуры жилы кабеля в зависимости от номинального напряжения в конструкции кабелей.

Так, для одножильных кабелей всех напряжений и трехжильных кабелей с поясной изоляцией напряжением до 3 *кв* допустимая температура $\theta_{\text{доп}} = 80°\text{C}$; для трехжильных кабелей напряжением до 6 *кв* с поясной изоляцией $\theta_{\text{доп}} = 65°\text{C}$; для трехжильных кабелей напряжением до 10 *кв* с поясной изоляцией $\theta_{\text{доп}} = 60°\text{C}$; для трехжильных кабелей напряжением 20 и 35 *кв* $\theta_{\text{доп}} = 50°\text{C}$.

Таблицы длительно допустимых токов составлены для одного кабеля, проложенного в земле при температуре почвы 15°С, а также для кабеля, проложенного на открытом воздухе при температуре воздуха 25°С.

Для других условий прокладки кабелей необходимо учитывать поправочные коэффициенты на величину длительно допустимого тока, т. е.

$$I'_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} k_l k_t, \qquad (230)$$

где $I'_{\text{доп}}$ — допустимое значение длительного тока в кабелях с учетом всех поправочных коэффициентов;

$I_{\text{доп}}$ — длительно допустимый ток по таблице;

k_l — поправочный коэффициент на число работающих кабелей, лежащих рядом в земле;

k_t — поправочный коэффициент на температуру почвы или воздуха.

Поправочные коэффициенты на число работающих кабелей (k_l), лежащих рядом в земле, и на температуру воздуха или почвы (k_t) могут быть определены по табл. 21, 22.

Таблица 21

Поправочные коэффициенты на число работающих кабелей, лежащих рядом в земле (k_l)

Расстояние между кабелями, *мм*	Число кабелей					
	1	2	3	4	5	6
100	1,00	0,90	0,85	0,80	0,78	0,75
200	1,00	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1,00	0,93	0,90	0,87	0,86	0,85

Таблица 22

Поправочные коэффициенты на температуру воздуха и почвы (k_t), отличающуюся соответственно от 25°С или 15°С

Расчетная температура среды, °С	Температура жил, °С	Фактическая температура среды, °С											
		−5	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
15	80	1,14	1,11	1,08	1,04	1,0	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	0,73	0,68
25		1,24	1,20	1,17	1,13	1,09	0,04	1,0	0,95	0,90	0,85	0,80	0,74
25	70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,0	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67
15		1,18	1,14	1,1	1,05	1,0	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55
25	65	1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61
15		1,20	1,15	1,12	1,06	1,0	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	0,57	0,47
25	60	1,36	1,31	1,25	1,20	1,13	1,07	1,0	0,93	0,85	0,76	0,66	0,54
15		1,22	1,17	1,12	1,07	1,0	0,93	0,86	0,79	0,71	0,61	0,50	0,36
25	55	1,41	1,35	1,29	1,23	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41
15		1,25	1,20	1,14	1,07	1,0	0,93	0,84	0,76	0,66	0,54	0,37	—
25	50	1,48	1,41	1,34	1,26	1,18	1,09	1,0	0,89	0,78	0,63	0,45	—

Кабели отходящих линий к потребителям прокладываются в земле в траншеях. Кабели генераторных, трансформаторных цепей, распределительных устройств и к двигателям собственных нужд обычно имеют небольшую длину и прокладываются в кабельных каналах, туннелях и открытых шахтах, поэтому выбор их производится по условиям длительного нагрева, как для кабелей, проложенных на открытом воздухе. Для кабелей, прокладываемых в котельном и турбинном цехах к механизмам собственных нужд, следует учитывать наивысшую температуру воздуха.

После выбора кабеля по номинальному току и напряжению необходимо уточнить выбор по экономической плотности тока, особенно для кабелей большой длины.

Экономическое сечение кабеля определяется отношением

$$S_э = \frac{I_{раб}}{j_э} \text{ мм}^2, \qquad (231)$$

где $I_{раб}$ — рабочий ток присоединения, *а*;

$j_э$ — экономическая плотность тока, *а/мм²*.

Величины экономической плотности тока в зависимости от годового числа часов использования максимальных нагрузок токоведущих частей приведены в табл. 23.

Таблица 23

Экономическая плотность тока (*а/мм²*) в зависимости от годового числа часов использования максимальных нагрузок токоведущих частей

Наименование проводников	Продолжительность использования максимума нагрузки, час.		
	свыше 1 000 до 3000	свыше 3000 до 5000	свыше 5000 до 8700
Кабели с бумажной изоляцией и медными жилами	3,0	2,5	2,0
Кабели с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой изоляцией и медными жилами	3,5	3,1	2,7

Если сечение кабеля выбиралось по условиям длительно допустимого тока и по экономической плотности тока, то принимают сечение, соответствующее большему из токов.

Проверка выбранных кабелей на термическую устойчивость при коротких замыканиях. Кабели, выбранные по условиям длительно допустимого тока и экономической плотности тока с учетом перечисленных условий, проверяются на термическую устойчивость при коротких замыканиях. Эта проверка сводится к определению кратковременной температуры $\theta_{к.\,расч}$, вызываемой нагревом токами короткого замыкания.

Расчетная температура нагрева кабеля сравнивается с предельно допустимой $\theta_{к.\,доп}$. Кабель будет термически устойчив, если

$$\theta_{к.\,расч} \leqslant \theta_{к.\,доп}. \tag{232}$$

Величины кратковременных допустимых температур приведены на стр. 106.

Температура нагрева кабеля токами короткого замыкания определяется по параметру $A_к$ и рис. 34.

$$A_к = A_н + \left(\frac{I_\infty}{S}\right)^2 t_ф, \tag{233}$$

где I_∞ — расчетное значение установившегося тока короткого замыкания, *а*;

$t_ф$ — фиктивное время, сек. (см. § 22);

S — поперечное сечение кабелей, *мм*^{2};

$A_н$ — параметр, определяемый по кривой (см. рис. 34) при температуре кабеля до момента короткого замыкания $\theta_н$.

Температура кабеля до наступления режима короткого замыкания $\theta_н$ зависит от его нагрузки и определяется по формуле

$$\theta_н = \theta_0 + (\theta_{н.\,доп} - \theta_0)\left(\frac{I_{раб}}{I_{доп}}\right)^2, \tag{234}$$

где θ_0 — расчетная температура окружающей среды, равная 15 и 25°С соответственно для кабелей, проложенных в земле и на воздухе;

$\theta_{н.\,доп}$ — длительно допустимая температура жилы кабеля при номинальных условиях;

$I_{раб}$ и $I_{доп}$ — соответственно действительный и длительно допустимый ток нагрузки для данного сечения кабеля.

Определив величину $A_к$, можно определить температуру $\theta_{к.\,расч}$ по кривой (рис. 34).

Часто кабель на термическую устойчивость проверяют сравнением необходимого минимального сечения, соответствующего данному току короткого замыкания ($S_{мин}$), с сечением S, выбранным по условию длительно допустимого тока и экономической плотности тока. Если $S_{мин} \leqslant S$, то кабель будет термически устойчив.

Для определения $S_{мин}$ необходимо в формулу (133) вместо параметра $A_к$ подставить величину $A_{доп}$, которая определяется по кривой (рис. 34) при температуре жилы кабеля, равной предельно допустимой $\theta_{к.\,доп}$. Тогда

$$S_{мин} = I_\infty \sqrt{\frac{t_ф}{A_{доп} - A_н}}. \tag{235}$$

Пример 14. Выбрать оборудование потребительского присоединения мощностью $P_{макс} = 5500$ *квт* и с $\cos\varphi = 0{,}8$, питающегося от шин генераторного напряжения 10,5 *кв* и определить токи и мощность короткого замыкания за выбранным реактором, а также стоимость годовых потерь электроэнергии в реакторах 10 отходящих линий такой же мощности. Результирующее относительное сопротивление системы до точки короткого замыкания на шинах, приведенное к базисной

мощности $S_б = 100$ *Мва*, $x_{рез.с} = 0{,}22$; базисное напряжение $U_б = 10{,}5$ *кв*; номинальная мощность всей системы $S_{ном} = 825$ *Мва*; время действия релейной защиты $t_з = 2$ сек; себестоимость электроэнергии равна 0,8 *коп/квт-ч*; годовое число часов использования $T_{макс} = 5000$ час.

Выбор линейного реактора кабельного присоединения напряжением 10 *кв*. Максимальный рабочий ток кабельного присоединения

$$I_{макс} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cos\varphi} = \frac{5500}{1{,}73 \cdot 10{,}5 \cdot 0{,}8} = 380 \text{ а}.$$

Реактивное сопротивление реактора в цепи присоединения предусмотрено таким, чтобы в условиях короткого замыкания надежно работал, например, выключатель ВМГ-133-I с отключаемой мощностью $S_{откл} = 200$ *Мва*.

При этом величина относительного сопротивления до места короткого замыкания

$$x_{*рез} = \frac{S_б}{S_{откл}} = \frac{100}{200} = 0{,}5.$$

Относительное базисное сопротивление реактора

$$x_{*р} = x_{*рез} - x_{*рез.с} = 0{,}5 - 0{,}22 = 0{,}280;$$

$$x_{*р} = \frac{x_{р\%}}{100} \cdot \frac{I_б}{I_{ном}} \cdot \frac{U_{ном}}{U_б};$$

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{100}{1{,}73 \cdot 10{,}5} = 5{,}5 \text{ ка}.$$

Необходимое сопротивление реактора, выраженное в процентах,

$$x_{р\%} = \frac{0{,}280 \cdot 100 \cdot 0{,}4 \cdot 10{,}5}{5{,}5 \cdot 10{,}0} = 2{,}04\%.$$

Выбираем реактор типа РБ-10-400-3 с $U_{р.ном} = 10$ *кв*, $I_{р.ном} = 300$ *а* и $x_{р\%} = 3\%$.

Проверим выбранный реактор на термическую и динамическую устойчивость.

Приведенное относительное сопротивление реактора

$$x_{*р} = \frac{3\%}{100} \cdot \frac{I_б}{I_{ном}} \cdot \frac{U_{ном}}{U_б} = \frac{0{,}03 \cdot 5{,}5 \cdot 10}{0{,}4 \cdot 10{,}5} = 0{,}395.$$

Результирующее сопротивление цепи до точки короткого замыкания с учетом реактора

$$x_{*рез} = x_{*рез.с} + x_{*р} = 0{,}220 + 0{,}395 = 0{,}615.$$

Тогда величина расчетного относительного сопротивления определится по формуле

$$x_{*расч} = x_{*рез} \frac{S_{\Sigma ном}}{S_б} = 0{,}615 \frac{825}{100} = 5{,}2.$$

Так как $x_{*расч} > 3$, то значение токов короткого замыкания после реактора

$$I'' = \frac{I_{\Sigma ном}}{x_{*расч}};$$

$$I_{\Sigma ном} = \frac{S_{\Sigma ном}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{825}{1{,}73 \cdot 10{,}5} = 45{,}5 \text{ ка};$$

$$I'' = I_\infty = \frac{45{,}5}{5{,}2} = 8{,}75 \text{ ка}.$$

Соответственно мощность и ударное значение тока короткого замыкания за реактором

$$i_у = 2{,}55 \cdot I'' = 2{,}55 \cdot 8{,}75 = 22{,}3 \text{ } ка;$$

$$S''_к = \sqrt{3} \cdot U \cdot I'' = 1{,}73 \cdot 10{,}5 \cdot 8{,}75 = 158{,}37 \text{ } Мва.$$

Время действия защиты принято по условию $t_з = 2$ сек.; время отключения выключателя ВМГ-133-I $t_в = 0{,}2$ сек.

$$t_{расч} = t_з + t_в = 2{,}2 \text{ сек.}$$

При замыкании за реактором периодическая составляющая тока короткого замыкания не изменяется во времени ($I'' = I_\infty$), что позволяет принять $t_ф = t_{расч} = 22$ сек. По условию термической устойчивости

$$I_\infty t_ф < I_t \sqrt{t}\,.$$

В данном случае $8{,}75 \cdot \sqrt{2{,}2} < 24$, т. е. выбранный реактор надежный.

Реактор динамически устойчив, если $i_{макс} \geqslant i_у$. В данном случае $i_{макс} = 26$ *ка*; $i_у = 22{,}3$ *ка*, т. е. реактор динамически устойчив.

Потеря напряжения в реакторе при нормальном режиме

$$\Delta U_{\%} = x_{р\%} \frac{I_{макс}}{I_{р.ном}} \sin \varphi = 3 \frac{380}{400} 0{,}6 = 1{,}70\%,$$

что меньше допустимого значения — 5%.

Гарантийные и расчетные величины сведем в таблицу.

Гарантийные величины РБ-10-400-3	Расчетные величины
$U_{р.ном} = 10$ *кв*	$U_{уст.ном} = 10{,}5$ *кв*
$I_{р.ном} = 400$ *а*	$I_{макс} = 380$ *а*
$x_{р\%} = 3\%$	$x_{р\%} = 2{,}04\%$
$i_{макс} = 20{,}4$ *ка*	$i_у = 16{,}3$ *ка*
$I_t \sqrt{t} = 24$ *ка* $\cdot$ *сек*$^{1/2}$	$I_\infty \sqrt{t_ф} = 8{,}75 \cdot 2{,}2$ *ка* $\cdot$ *сек*$^{1/2}$

Определение стоимости годовых потерь в реакторах. При заданных $T_{макс} = 5000$ час. и $\cos \varphi = 0{,}8$ по кривой, приведенной на рис. 7, находим $\tau = 3600$ час.

Потери в одной фазе (катушке) составляют $\Delta P = 2{,}79$ *квт* (см. приложение 15).

Во всех реакторах потери за год составят

$$A_{год} = 3U \left(\frac{I_{макс}}{I_{р.ном}}\right)^2 \Delta P \tau = 3 \cdot 10 \left(\frac{380}{400}\right)^2 2{,}79 \cdot 3600 = 272\,000 \text{ } квт\text{-}ч.$$

Стоимость ежегодных потерь в реакторах $272\,000 \cdot 0{,}008 = 2170$ руб.

Такой расчет необходим при сравнении вариантов реактирования схем (для решения вопроса о применении индивидуальных, групповых или групповых расщепленных реакторов).

Выбор выключателя присоединения. При выборе реактора присоединения установлено, что длительность протекания тока короткого замыкания $t_{расч} = t_з + t_в = 2 + 0{,}2 = 2{,}2$ сек.

При выборе реактора принят выключатель ВМГ-133-I с $S_{откл} = 200$ *Мва*.

Проверяем выключатель на термическую устойчивость при $t_{\text{расч}} = t_{\text{ф}} = 2{,}2$ *сек*.

$$I_{\infty}^2 t\Phi < I_t^2 t;$$

$$8{,}75^2 \cdot 2{,}2 < 20^2 \cdot 10 \text{ ка}^2 \cdot \text{сек}.$$

Проверяем выключатель на динамическую устойчивость

$$i_{\text{у}} = 16{,}3 \text{ ка}; \; i_{\text{макс}} = 52 \text{ ка}; \; i_{\text{у}} < i_{\text{макс}}.$$

Гарантийные и расчетные величины сведем в таблицу

Гарантийные величины	Расчетные величины
$U_{\text{ном}} = 10$ *кв*	$U_{\text{уст.ном}} = 10{,}5$ *кв*
$I_{\text{ном}} = 600$ *а*	$I_{\text{макс}} = 380$ *а*
$i_{\text{макс}} = 52$ *ка*	$i_{\text{у}} = 16{,}3$ *ка*
$S_{\text{откл.ном}} = 200$ *Мва*	$S'' = 153{,}37$ *Мва*
$I_{t=10}^2 \cdot 10 = 20^2 \cdot 10$ *ка*$^2 \cdot$ *сек*	$I_{\infty}^2 t_{\text{ф}} = 8{,}75 \cdot 2{,}2$ *ка*$^2 \cdot$ *сек*

Выбранный выключатель типа ВМГ-133-1 обеспечнт надежное отключение присоединения. Для данного выключателя по каталогу выбираем привод типа ПС-10.

Выбор линейного и шинного разъединителей присоединения с напряжением 10 *кв*. Линейный н шинный разъединители выбираем в той же последовательности, что и выключатель данного присоединения.

Выбираем трехполюсный шинный разъединитель типа РВ-10/400 и линейный с заземляющимн ножами типа РВЗ-10/400.

Параметры выбранных разъединителей удовлетворяют расчетным условиям.

Гарантнйные и расчетные величины сведем в таблицу.

Гаранитийные величины РВЗ-10-400	Расчетные величины
$U_{\text{ном}} = 10$ *кв*	$U_{\text{уст.ном}} = 10$ *кв*
$I_{\text{ном}} = 400$ *а*	$I_{\text{макс}} = 400$ *а*
$i_{\text{макс}} = 50$ *ка*	$i_{\text{у}} = 16{,}3$ *ка*
$I_{t=10}^2 \cdot 10 = 10^2 \cdot 10$ *ка*$^2 \cdot$ *сек*	$I_{\infty}^2 t_{\text{ф}} = 8{,}75^2 \cdot 2{,}2$ *ка*$^2 \cdot$ *сек*.

К выбранным разъединителям выбираем привод типа ПР-2.

Выбор кабеля на отходящей линии. Кабель проложен в нормальной земляной траншее при температуре почвы $\theta_0 = 10°\text{C}$.

По напряжению кабель выбнрается при условии $U_{\text{ном}} \geqslant U_{\text{уст.ном}}$. Этому условию соответствует кабель на номинальное напряжение 10 *кв* марки АСБ (алюминиевые жилы с бумажной пропитанной изоляцией в свинцовой оболочке), бронированный двумя плоскнми стальными лентами.

Выберем сечение кабеля по *экономической плотности тока*. При $T_{\text{макс}} = 5000$ час. принимаем $j_{\text{э}} = 1{,}2$ *а/мм*^{2}.

Максимальному рабочему току $I_{\text{макс}} = 380$ *а* соответствует экономическое сечение кабеля

$$S_{\text{э}} = \frac{I_{\text{макс}}}{j_{\text{э}}} = \frac{380}{1{,}2} = 318 \text{ мм}^2.$$

По каталожным данным можно выбрать два кабеля сечением по 3×150 *мм*² с допустимым током $I_{доп} = 2 \cdot 275\,a = 550\,a$.

Поправочный коэффициент на температуру почвы (10° С) по табл. 22 составляет $k_t = 1{,}06$. Поправочный коэффициент на число кабелей в траншее (два) при расстоянии между ними 100 *мм* по табл. 21 составляет $k_l = 0{,}9$. Допустимая нагрузка с учетом поправочных коэффициентов составляет

$$I'_{доп} = k_t k_l I_{доп} = 1{,}06 \cdot 0{,}9 \cdot 550 = 525\ a.$$

В данном случае

$$I_{доп} \geqslant I_{макс}.$$

Проверяем выбранный кабель на нагрев током короткого замыкания. Из ранее приведенных расчетов $t_ф = 2{,}2$ сек; $I_\infty = 8{,}75$ *ка*. Определяем температуру жил кабеля до короткого замыкания

$$\theta_н = \theta_0 + (\theta_{доп} - \theta_0)\left(\frac{I_{раб}}{I_{доп}}\right)^2 = 10 + (60 - 10)\left(\frac{380}{525}\right)^2 = 37°\text{ С}.$$

По кривой (рис. 34) для алюминия при $\theta_н = 37°$ С

$$A_н = 0{,}35 \cdot 10^4.$$

Определим параметр $A_к$

$$A_к = A_н + \left(\frac{I_\infty}{S}\right)^2 t_ф = 0{,}35 \cdot 10^4 + \left(\frac{8750}{300}\right)^2 2{,}2 = 0{,}50 \cdot 10^4.$$

По параметру $A_к$ определяем температуру жил при коротком замыкании $\theta_к = 65°$ С. Максимально допустимая температура для кабелей с алюминиевыми жилами $\theta_{к.доп} = 200°$ С. Следовательно,

$$\theta_к < \theta_{к.доп}.$$

Принимаем кабели марки АСБ-2 $\times$ (3 $\times$ 150) *мм*².

Выбор трансформаторов тока на отходящей линии. На отходящей линии предусмотрены два трансформатора тока, включенные по схеме неполной звезды в фазы *A* и *C*. Во вторичную цепь трансформаторов тока включены амперметры и реле защиты.

Для выбора трансформатора подсчитываем нагрузку в фазах *A* и *C* в табличной форме.

Наименование приборов	Количество в фазе *A*	Количество в фазе *C*	S_2, *ва*	
			A	*C*
Амперметр ЭА	1	—	1,73	—
Реле токовое ЭТ . . .	1	1	0,1	0,1
Итого	2	1	1,83	0,1

Мощность самой загруженной фазы $S_2 = 1{,}83$ *ва*.

Номинальный ток вторичной цепи $I_2 = 5\ a$; сопротивление переходных контактов $r_п = 0{,}1$ *ом*. Выбираем одновитковый трансформатор тока типа ТПОФУ-10-400, который при классе точности 1,0 обеспечивает нагрузку вторичной обмотки $S_2 = 20$ *ва*.

Определим сопротивление проводников, используемых для подключения приборов и защиты,

$$r_{пр} = \frac{S_2 - (S_{приб} + I_и^2 r_н)}{I_н^2} = \frac{20 - (1{,}85 + 5^2 \cdot 0{,}1)}{5^2} = \frac{15{,}65}{25} = 0{,}625\ ом.$$

Сечение этих проводов

$$S = \frac{\rho l}{r_{пр}} = 0{,}0175 \frac{50}{0{,}625} = 1{,}4 \ мм^2,$$

где $l = 50$ *м* — расстояние от места установки трансформаторов тока до места установки приборов;

$\rho = 0{,}0175$ — для меди.

По ГОСТ принимаем медный провод с $S = 1{,}5$ *мм*^{2}.

Усилие, действующее на колпачок изолятора трансформатора тока, при расстоянии между шинами различных фаз $a = 400$ *мм* и расстоянии от колпачка изолятора трансформатора тока до ближайшего опорного изолятора $l = 600$ *мм* определится по формуле (227)

$$F_{расч} = 0{,}5 \cdot 1{,}76 \cdot 22{,}3^2 \frac{60}{40} 10^{-2} \approx 6{,}6 \ кг.$$

Проверим выбранный трансформатор тока на динамическую устойчивость токам короткого замыкания

$$k_{д.расч} = \frac{22{,}3 \ ка}{1{,}41 \cdot 0{,}4} = 40; \quad k_{доп} = 225.$$

В данном случае выполняется условие $k_{д.расч} < k_{доп}$.

Проверим выбранный трансформатор тока на термическую устойчивость

$$I_{\infty}^2 t_{ф} = 8{,}75^2 \cdot 2{,}2 = 170 \ а^2 \cdot сек; \quad (k_t I_{ном})^2 t = (120 \cdot 0{,}4)^2 \cdot 1 = 2300 \ а^2 \cdot сек;$$

$$I_{\infty}^2 t_{ф} < (k_t I_{ном})^2 t.$$

Гарантийные и расчетные величины сведем в таблицу.

Гарантийные величины ТПОФ-10-600	Расчетные величины
$U_{ном} = 10$ *кв*	$U_{уст.ном} = 10$ *кв*
$I_{ном} = 400$ *а*	$I_{макс} = 380$ *а*
$k_{д.доп} = 225$	$k_{д.расч} = 40{,}0$
$F_{доп} = 150$ *кг*	$F_{расч} = 6{,}6$ *кг*
$(k_t I_{ном})^2 t = 2300 \ а^2 \cdot сек$	$I_{\infty}^2 t_{ф} = 170 \ а^2 \cdot сек.$

Выбранный трансформатор тока обеспечит работу приборов и защиты присоединения.

Глава седьмая

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

§ 41. ЗАЩИТЫ С РЕЛЕ ПРЯМОГО ДЕЙСТВИЯ

В настоящее время в релейной защите и автоматике широко применяется оперативный переменный ток. При этом значительно упрощаются вторичные цепи электрических соединений, повышается надежность работы защитных устройств и автоматики, а также уменьшаются капитальные и эксплуатационные затраты.

Современные реле прямого действия типа КАМ имеют очень простую схему включения и применяются, в основном, в сетях напряжением 6—10 *кв*, в которых погрешность их по времени составляет $\pm 0{,}2$ сек. Реле прямого действия последних выпусков типа РТМ и РТВ имеют погрешность в выдержке времени до $\pm 0{,}3$ сек.

Основные технические данные реле прямого действия. Реле максимального тока РТМ мгновенное и реле типа РТВ с выдержкой времени выпускаются комплектно с приводами. Недостатком этих реле является большое потребление мощности при срабатывании (около 50 *ва*). Токи срабатывания регулируются изменением числа витков от 5 до 15 *а* для реле РТМ и от 5 до 10 *а* для реле РТВ (табл. 24—28).

Таблица 24

Уставки тока реле РТМ, встраиваемого в приводы ПРБА, АПВГ и УГП, *а*

Выводы для присоединения	Положение штеккера *					
	VIII	VII	VI	V	IV	III
I — II	5	7	9	11	13	15
I — 3	7,5	13	22,5	41,5	100	—
I — 4	8	15	29,5	71,5	—	100
I — 5	9	19	50	—	71,5	41,5
I — 6	11	31	—	50	29,5	22,5
I — 7	17,5	—	31	19	15	13

* Приведено на рис. 58.

Таблица 25

Уставки тока реле РТМ, встраиваемого в приводы ПГ-10, ПГМ-10, ПРА-10, ПРАМ-10 и ПРБА, *а*

Выводы для присоединения	Положение штеккера *					
	VIII	VII	VI	V	IV	III
I — II	5	7	8	10	12,5	15
I — 3	7,5	13	17	30	75	—
I — 4	8,5	16	22	50	—	75
I — 5	10,0	23,5	39,5	—	50	30
I — 6	13,5	58,0	—	39,5	22,5	17
I — 7	17,5	—	58	23,5	16	13

Таблица 26

Уставки тока срабатывания реле ИТ-82Б (ИТ-81Б), *а*

Выводы для присоединения	Положение штеккера *						
	IX	VIII	VII	VI	V	IV	III
I — II	4	5	6	7	8	9	10
I — 3	6,7	10	15	23,5	40	88	—
I — 4	7,2	11,2	18,0	32	75	—	88
I — 5	8,0	16,3	23,8	55,5	—	75	40
I — 6	9,3	17,5	41,7	—	55,5	32	23,5
I — 7	12	30	—	41,7	23,8	18	15
I — 8	20,0	—	30	17,5	13,3	11,2	10

Таблица 27

Уставки тока срабатывания реле ИТ-82Б/2, ИТ-81Б/2

Выводы для присоединения	Положение штеккера *						
	IX	VIII	VII	VI	V	IV	III
I — II	2	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0
I — 3	3,3	5,0	7,5	11,5	20,0	45,5	—
I — 4	3,6	5,6	9,0	15,5	35,7	—	45,5
I — 5	4,0	6,7	12,0	27,3	—	35,7	20,0
I — 6	4,7	8,8	21,5	—	27,3	15,5	11,5
I — 7	60,0	15,0	—	21,5	12,0	9,0	7,5
I — 8	10,0	—	15,0	8,8	6,7	5,6	5,0

* Приведено на рис. 58.

Таблица 28

Уставки тока срабатывания реле РТВ, *а*

Выводы для присоединения	Положение штеккера *					
	VIII	VII	VI	V	IV	III
I — II	5	6	7	8	9	10
I — 3	10	15	23	39,5	88	—
I — 4	11	18	31	71,5	—	88
I — 5	13,5	24	55,5	—	71,5	39,5
I — 6	17,5	43	—	55,5	31	23
I — 7	30	—	43	24,0	18	15

Указанные пределы токов срабатывания можно расширить пересоединением витков, которые определяются из формулы

$$I_{с.р} = I_{с.р.мин} \frac{\omega_{полн}}{\omega}, \qquad (236)$$

где $I_{с.\,р.\,мин} = 5$ *а* — минимальный ток срабатывания реле;

$\frac{\omega_{полн}}{\omega}$ — отношение полного числа витков обмотки реле к числу витков, соответствующих данным отпайкам (см. рис. 58 и табл. 51—55).

Реле типа РТВ имеют ограниченно-зависимую характеристику выдержки времени, которая регулируется в независимой части от 0 до 4 сек. (рис. 59). Недостатком реле является сравнительно низкий коэффициент возврата.

Основные технические данные реле минимального напряжения и электромагнитов отключения. Данные реле минимального напряжения типа РН: потребляемая мощность — 30 *ва*; номинальные напряжения — 100; 127; 220 и 380 *в*; напряжение срабатывания — 35—65% от номинального, с обязательным срабатыванием при напряжении ниже 35% от номинального.

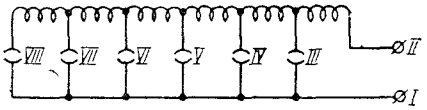


Рис. 58. Схема регулирования тока срабатывания реле изменением числа витков.

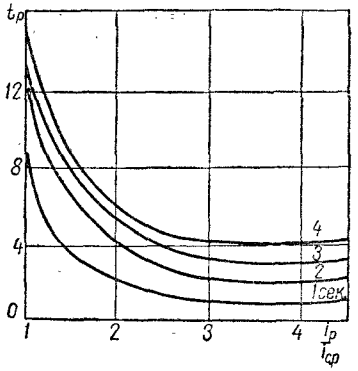


Рис. 59. Характеристика выдержки времени реле типа РТВ.

* Приведено на рис. 58.

При напряжении 85% от номинального и выше обеспечивается надежное удерживание реле. Время срабатывания реле — 0,1 сек.

Характеристика электромагнита отключения и включения типа ЭН с питанием от независимого источника напряжения сведена в табл. 29 и 30.

Таблица 29

Характеристика электромагнита отключения типа ЭН с питанием от независимого источника напряжения

Привод	Род тока	Номинальное напряжение, *в*	Потребляемая мощность		Установившийся ток, *а*		Сопротивление *R*, *ом*
			при заторможенном сердечнике, *ва*	при втянутом сердечнике, *ва*	при заторможенном сердечнике	при втянутом сердечнике	
ПРА-10; ПРБА; ПРА (М)-10	Постоянный	24	120	—	5	—	4,8
		48	121	—	2,52	—	19
		110	138	—	1,25	—	87
		220	154	—	0,7	—	311,0
ПГ-10; ПГМ-10	Переменный	110	341	130	3,1	1,3	18
		127	440	210	3,45	1,66	18
		220	473	175	2,12	0,8	59,5
		380	312	206	0,82	0,55	210
ПРА-12	Постоянный	24	160	—	6,5	—	—
		48	230	—	4,7	—	—
		110	320	—	2,9	—	—
		220	330	—	1,5	—	—
	Переменный	110	600	—	4,6	—	—
		127	600	—	4,0	—	—
		220	600	—	2,7	—	—

Таблица 30

Характеристики электромагнитов включения с питанием от независимого источника

Род тока	Номинальное напряжение, *в*	Потребляемая мощность, *ва*	Установившийся ток при номинальном напряжении, *а*	Омическое сопротивление, *ом*
Постоянный	24	156	6,5	3,7±0,3%
	48	312	6,5	7,45±8%
	110	319	2,9	38,9±8%
	120	308	1,4	165±8%
Переменный	127	952	7,5	5,3±5%
	220	814	3,7	9,5±5%

Примечание. Напряжение срабатывания — 65—120% от номинального.

Расчет защит с использованием реле прямого действия. В данном случае рассмотрены максимальная токовая защита и отсечка, выполненные с реле прямого действия.

Данные защиты рассчитываются в следующей последовательности:

1) определяются токи срабатывания защит;

2) проверяется чувствительность при расчетных видах короткого замыкания;

3) выбираются уставки реле;

4) устанавливается нагрузка на трансформаторы тока в расчетных условиях с учетом насыщения магнитных систем реле;

5) сравнивается действительная нагрузка на трансформаторы тока с допустимой (при расчетной кратности первичного тока по кривой 10%-ной погрешности трансформаторов тока).

При выборе токов срабатывания защит рекомендуется пользоваться коэффициентом надежности ($k_н$) и коэффициентом возврата ($k_в$) $\cdot k_н = 1{,}2$ — для максимальной токовой защиты с РТВ, $k_н = 2{,}0$ — для токовой отсечки с РТМ и $k_в = 0{,}7$ — для реле максимального тока РТВ и ИТ с выдержкой времени.

§ 42. ЗАЩИТА ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ АСИНХРОННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РЕЛЕ ПРЯМОГО ДЕЙСТВИЯ

Для высоковольтных асинхронных двигателей предусмотрены следующие виды защит:

1) токовая отсечка от междуфазных к. з;

2) защита от перегрузки с выдержкой времени на отключение или на сигнал (для двигателей, подверженных перегрузкам);

3) защита от однофазных замыканий на землю (с действием на отключение, если емкостный ток замыкания на землю равен или превышает 10 *а*);

4) защита минимального напряжения с выдержкой времени, действующая на отключение неответственных двигателей (для облегчения условий самозапуска ответственных двигателей).

Токовая отсечка от междуфазных к. з. выполняется в реле максимального тока типа РТМ или ИТ-82Б. Защита от перегрузок выполняется с реле максимального тока типа РТВ.

Защита от однофазных замыканий на землю осуществляется реле косвенного действия типа ЭТ-521/0,2 и трансформаторами тока нулевой последовательности типа ТЗ или ТЗР.

Защиту минимального напряжения рекомендуется выполнять с реле косвенного действия и отключающими катушками типа ЭН (рис. 60).

Оперативные цепи можно питать или от трансформаторов напряжения соседних секций, или от зарядного конденсаторного устройства.

Рекомендуются следующие варианты схем защиты двигателей:

а) с реле РТМ и РТВ, включенными на разность фазных токов (рис. 61);

б) с реле РТМ и ИТ-82Б, включенными на разность фазных токов (рис. 62);

в) с реле РТМ, включенным на фазный ток и реле ИТ-82Б, включенным на разность фазных токов (рис. 63);

г) с реле РТМ, включенными на фазные токи и реле РТВ, включенными на разность фазных токов (рис. 64);

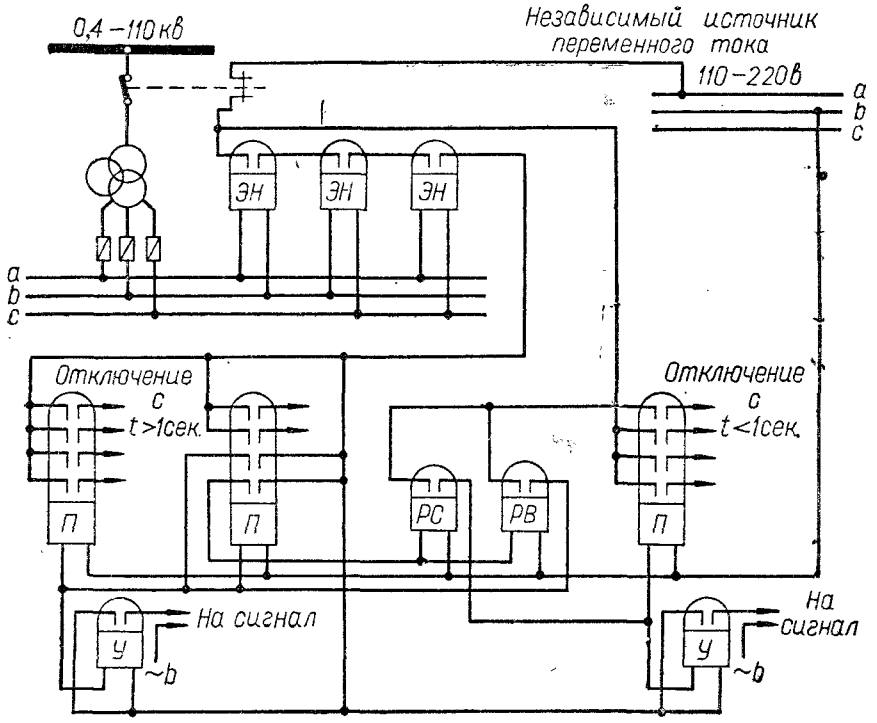


Рис. 60. Схема защиты с реле минимального напряжения при питании оперативных цепей:

ЭН-528/160 — реле напряжения; МКУ-48 — промежуточные реле; ЭВ-214 или ЭВ-234 — реле времени; ЭС-21 — указательное реле.

д) с реле РТМ, включенными на разность фазных токов (рис. 61);

е) с реле РТМ, включенными на фазные токи (рис. 64).

Токи срабатывания реле. Токи срабатывания реле токовой отсечки (РТМ) и максимальной токовой защиты (РТВ) определяются соответственно по формулам:

$$I_{\text{с. р РТМ}} = k'_{\text{н}} k_{\text{сх}} \frac{I_{\text{пуск}}}{n_{\text{т}}};$$

$$I_{\text{с. р РТВ}} = \frac{k''_{\text{н}} k_{\text{сх}}}{k_{\text{в}}} \cdot \frac{I_{\text{ном. дв}}}{n_{\text{т}}}, \qquad (237)$$

где $I_{\text{ном. дв}}$ — номинальный ток двигателя;

$I_{\text{пуск}} = 5\, I_{\text{ном. дв}}$ — расчетный пусковой ток двигателя при $U_{\text{ном}}$;

$k'_{\text{н}} = 2$ и $k''_{\text{н}} = 1{,}2$ — коэффициенты надежности;

$k_{\text{сх}} = \sqrt{3}$ — коэффициент схемы защиты;

$k_{\text{в}} = 0{,}7$ — расчетный коэффициент возврата реле РТВ;

$n_{\text{т}} = \dfrac{I_{\text{ном. т. т}}}{5}$ — коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Токи срабатывания реле РТМ и РТВ можно определить в зависимости от отношения $\dfrac{I_{\text{ном. дв}}}{I_{\text{ном. т. т}}}$ по кривым на рис. 65, 66, 67. Обычно трансформаторы тока выбираются по номинальному току двигателя, а в некоторых случаях по условию динамической устойчивости, поэтому в расчетах и на кривых значения отношений принимаются в пределах (0,1—1) $\dfrac{I_{\text{ном. дв}}}{I_{\text{ном. т. т}}}$.

Проверка чувствительности реле. Пользуясь выражением тока срабатывания реле токовой отсечки ($i_{\text{с. р РТМ}}$), можно установить критерий для выбора схемы включения реле токовой отсечки по условию чувствительности, т. е.

$$\frac{I^{(3)}_{\text{к. мин}}}{I_{\text{ном. дв}}} \geqslant \frac{2k_{\text{ч}}k_{\text{н}}k_{\text{сх}}k_{\text{пуск}}}{\sqrt{3}}, \qquad (238)$$

где $I^{(3)}_{\text{к. мин}}$ — минимальный ток трехфазного к. з. в месте установки защиты;

$k_{\text{ч}}$ — коэффициент чувствительности токовой отсечки при двухфазном к. з. в максимальном режиме.

Чувствительность отсечки достаточна при $k_{\text{ч}} \geqslant 2$, а это может быть при условии $\dfrac{I^{(3)}_{\text{к. мин}}}{I_{\text{ном. дв}}} \geqslant 23$ (для схемы включения реле на фазные токи) и $\dfrac{I^{(3)}_{\text{к. мин}}}{I_{\text{ном. дв}}} \geqslant 40$ (для схемы включения реле на разность фазных токов).

Выбор уставок реле. Уставки реле РТМ и РТВ выбираются по табл. 24—28 после определения токов срабатываний ($i_{\text{с РТМ}}$ и $i_{\text{с РТВ}}$) или по кривым (рис. 65, 66, 67).

Уставки тока срабатывания реле при использовании выводов III—VIII (рис. 58) для присоединения, отличающегося от I—II, можно установить по выражению (238).

Проверка трансформаторов тока по допустимым нагрузкам. По допустимым нагрузкам рассматриваемые схемы защит можно разделить на две группы: с реле РТМ, включенными на фазные токи, и с реле РТМ, включенными на разность фазных токов.

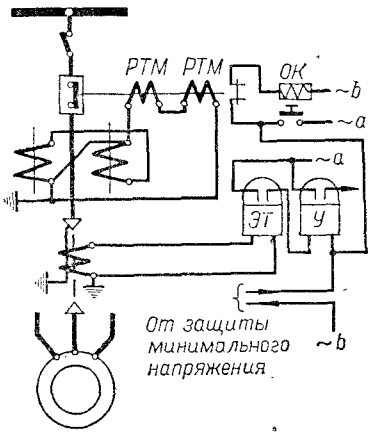


Рис. 61. Схема защиты асинхронных двигателей с использованием реле прямого действия, подключенного на разность фазных токов.

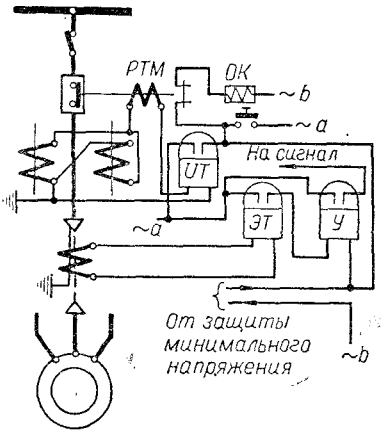


Рис. 62. Схема защиты асинхронных двигателей с использованием реле РТМ и ИТ-82, включенных на разность фазных токов.

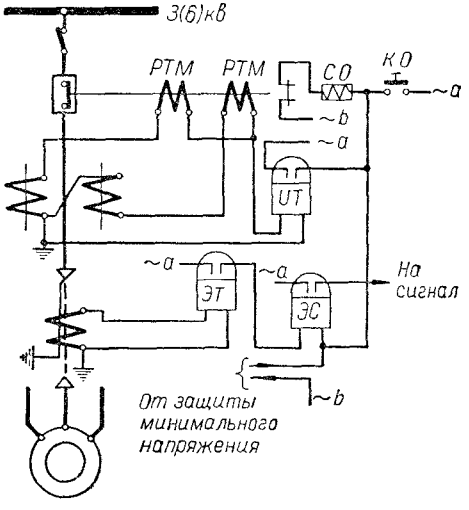


Рис. 63. Схема защиты асинхронных двигателей с реле РТМ, включенным на фазные токи и реле ИТ-82, включенным на разность фазных токов.

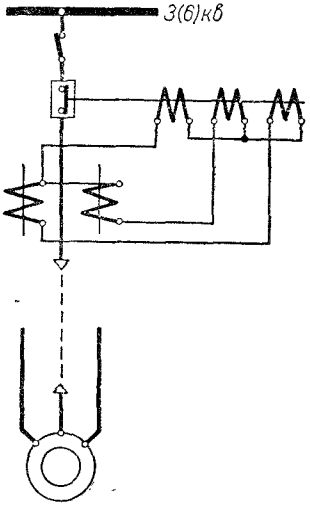


Рис. 64. Схема асинхронных двигателей с использованием реле прямого действия.

Для любой группы схем защит нагрузки на трансформаторы тока определяются по формуле

$$z_н = z_{РТМ} + z_{РТВ}, \qquad (239)$$

где $z_{РТМ}$ — сопротивление реле токовой отсечки (РТМ) при токе срабатывания, определяемое по кривым (рис. 65—69);

$z_{РТВ}$ — сопротивление реле максимальной защиты (РТВ или ИТ-82Б), определяемое по тем же кривым (рис. 65—67).

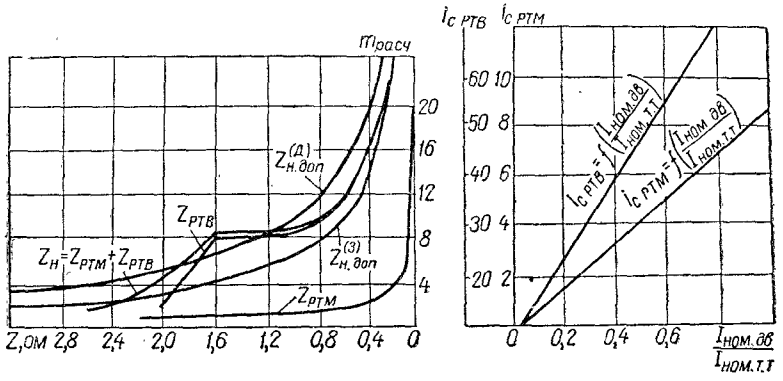


Рис. 65. Кривые для расчета защиты при включении реле РТМ и РТВ на разность фазных токов для двигателей с напряжением 3—6 *кв*:

$z^{(Д)}_{н.\ доп}$, $z^{(3)}_{н.\ доп}$ — допустимые сопротивления с учетом 10%-ной погрешности для трансформаторов тока с классом точности Д и 3; $z_{РТВ}$, $z_{РТМ}$ — допустимые сопротивления реле.

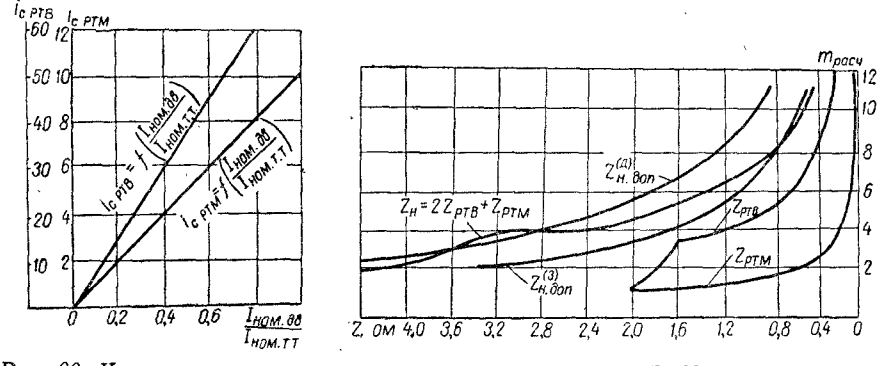


Рис. 66. Кривые для расчета защиты при включении реле РТМ на фазные токи и реле РТВ на разность фазных токов для двигателя с напряжением 3—6 *кв*:

$z^{(Д)}_{н.\ доп}$, $z^{(3)}_{н.\ доп}$ — допустимые сопротивления с учетом 10%-ной погрешности для трансформаторов тока с классом точности Д и 3; $z_{РТВ}$, $z_{РТМ}$ — допустимые сопротивления реле.

Найденные по расчетным кривым действительные нагрузки на трансформаторы тока сравниваются с допустимыми ($z^{(Д)}_{доп}$ и $z^{(3)}_{доп}$)* по

* Индексы обозначают класс точности выбранных трансформаторов.

кривым 10%-ной погрешности (рис. 65—67). Но для этого необходимо определить расчетную кратность ($m_{расч}$) вторичного тока трансформатора тока с учетом возможной 10%-ной погрешности

$$m_{расч} = \frac{1{,}1 \cdot i_{у\ РТМ}}{i_{в.\ ном}}, \qquad (240)$$

где $i_{в.\ ном}$ — вторичный номинальный ток трансформатора тока;
$i_{у\ РТМ}$ — выбранная уставка реле токовой отсечки.

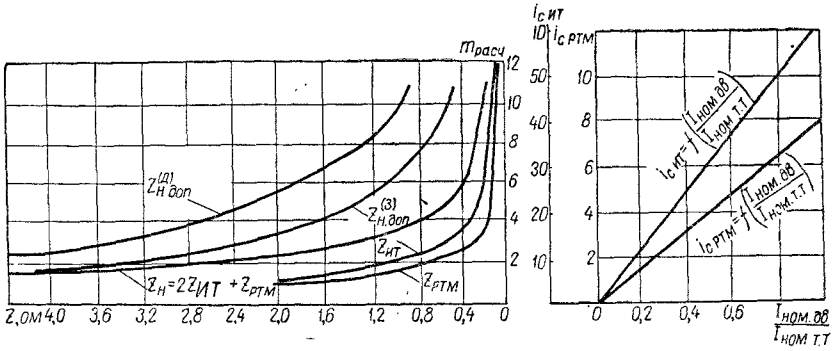


Рис. 67. Кривые для расчета защиты при включении реле РТМ и ИТ на разность фазных токов для двигателей 3—6 *кв*:

$z^{(Д)}_{н.доп}$, $z^{(3)}_{н.доп}$ — допустимые сопротивления с учетом 10%-ной погрешности для трансформаторов тока с классом точности Д и 3; $z_{РТМ}$ и $z_{ИТ}$ — сопротивления реле.

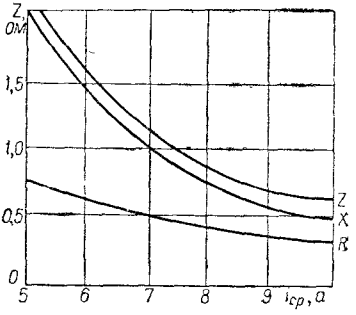


Рис. 68. Кривые зависимости сопротивления обмоток реле РТМ и РТВ от тока срабатывания.

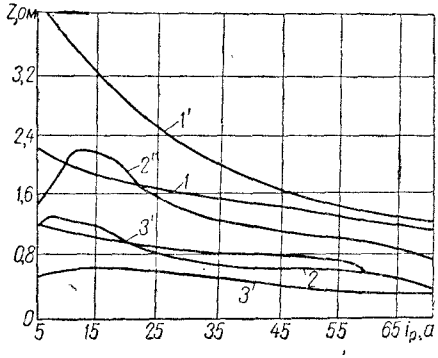


Рис. 69. Кривые зависимости полных сопротивлений обмоток реле РТМ и РТВ от токов реле для ответвлений 5, 7, 10*а* (кривые, обозначенные цифрами без штриха, соответствуют нижнему положению сердечника, со штрихом — верхнему),

Выбранная защита будет надежной, если

$$z_н \leqslant z_{доп}. \qquad (241)$$

Из кривых (рис. 65—67) видно, что для защиты с реле РТМ, РТВ и ИТ-82Б можно использовать трансформаторы тока с сердечником классов точности «Д» и «3», но все же необходимо проверять чувствительность защиты от перегрузок, так как иногда токи срабатывания могут оказаться значительно меньшими возможной уставки реле РТВ.

§ 43. ЗАЩИТА ЛИНИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 3—35 *кв* С РЕЛЕ ПРЯМОГО ДЕЙСТВИЯ

В сетях 3—35 *кв* с односторонним питанием необходима защита от междуфазных коротких замыканий; защита от замыканий на землю вследствие малых токов замыкания на землю работает только на сигнал.

Рекомендуются следующие варианты защит на переменном токе:

а) с реле РТВ, включенным на разность фазных токов (рис. 70);

б) с реле РТВ, включенным на фазные токи;

в) с реле РТВ, включенными на фазные токи и на их сумму;

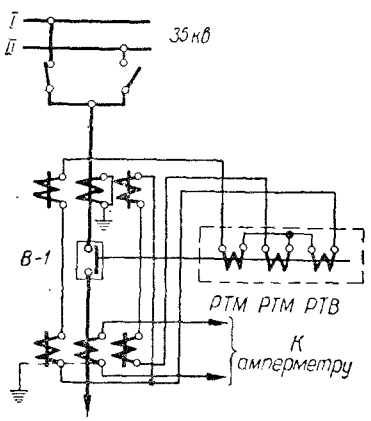


Рис. 70. Схема защиты линий 35 *кв* с реле прямого действия.

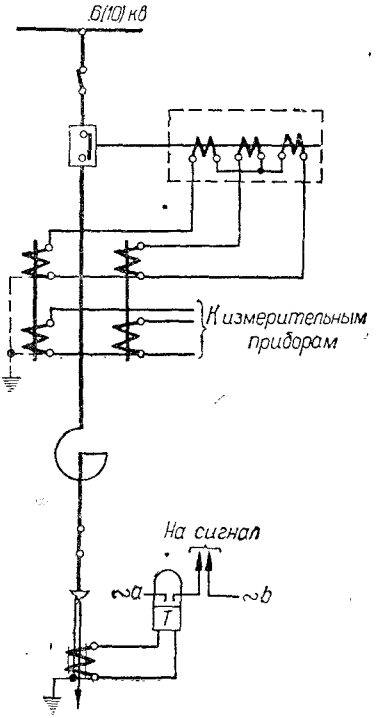


Рис. 71. Схема защиты реактированных линий 6—10 *кв* с использованием реле прямого действия.

г) с реле РТМ, включенным на разность фазных токов, и реле РТВ, включенным на фазные токи (рис. 71);

д) с реле РТМ и РТВ, включенными на фазные токи;

е) с реле РТМ, включенным на фазные токи, и реле РТВ, включенным на разность фазных токов.

Сигнализацию замыкания на землю рекомендуется выполнять реле косвенного действия; оперативные цепи сигнализации рекомендуется питать переменным междуфазным напряжением от измерительных трансформаторов напряжения.

Автоматическое повторное включение осуществляется при помощи механических приводов или релейных схем с питанием оперативным переменным током.

Защиты линий с использованием реле прямого действия рассчитываются в той же последовательности, что и защиты асинхронных двигателей.

Определение токов срабатывания. Ток срабатывания реле токовой отсечки выбирается по условию обеспечения селективности при коротком замыкании на смежных присоединениях, на стороне низкого напряжения трансформаторов (на подстанциях) и на стороне высокого напряжения (на станциях).

Величина тока срабатывания реле отсечки (РТМ)

$$i_{\text{с РТМ}} = k_{\text{н}} k_{\text{сх}} \frac{I^{(3)}_{\text{к. макс}}}{n_{\text{т}}}, \tag{242}$$

где $k_{\text{н}} = 2$ — коэффициент надежности отстройки защиты;

$k_{\text{сх}} = 1$ или $k_{\text{сх}} = \sqrt{3}$ — коэффициент схемы защиты при включении реле соответственно на фазные токи и на разность фазных токов;

$I^{(3)}_{\text{к. макс}}$ — максимальный ток трехфазного к. з. в конце линии или за трансформатором;

$n_{\text{т}}$ — коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Величина тока срабатывания реле максимальной токовой защиты (РТВ) с выдержкой времени

$$i_{\text{с РТВ}} = \frac{k_{\text{н}} \kappa_{\text{с}} k_{\text{сх}}}{k_{\text{в}}} \cdot \frac{I_{\text{раб. макс}}}{n_{\text{т}}}, \tag{243}$$

где $\kappa_{\text{с}}$ — расчетная кратность тока нагрузки с учетом самозапуска двигателей, отнесенная к $I_{\text{раб. макс}}$;

$k_{\text{в}} = 0{,}7$ — коэффициент возврата реле;

$I_{\text{раб. макс}}$ — максимальный рабочий ток линии;

$k_{\text{н}} = 1{,}2$; $k_{\text{сх}} = 1$ или $k_{\text{сх}} = \sqrt{3}$.

Определение чувствительности реле. Реле можно считать достаточно чувствительным, если

$$\frac{I^{(3)}_{\text{к. мин}}}{I^{(3)}_{\text{к. макс}}} \geqslant \frac{2}{\sqrt{3}} k_{\text{ч}} k_{\text{н}} k_{\text{сх}}, \tag{244}$$

где $I^{(3)}_{\text{к. мин}}$ — минимальный ток трехфазного к. з. в расчетной точке;

$k_{\text{ч}} = 1{,}5$ — коэффициент чувствительности отсечки.

Чувствительность токовой отсечки (РТМ) обеспечивается при $\frac{I^{(3)}_{\text{к. мин}}}{I^{(3)}_{\text{к. макс}}} \geqslant 3{,}5$ (при включении реле на фазные токи) и $\frac{I^{(3)}_{\text{к. мин}}}{I^{(3)}_{\text{к. макс}}} \geqslant 6$ (при включении реле на разность фазных токов).

Насколько пригодна та или другая схема включения реле (РТВ) максимальной токовой защиты по условиям чувствительности, можно судить по выражению

$$\frac{I^{(3)}_{\text{к. мин}}}{I_{\text{раб. макс}}} \geqslant \frac{k_{\text{ч}} k_{\text{н}} \kappa_{\text{с}} k_{\text{сх}}}{k_{\text{р}} k_{\text{п}}}, \qquad (245)$$

где $I^{(3)}_{\text{к. мин}}$ — минимальный ток в месте установки защиты при трехфазном к. з. в конце защищаемой зоны;

$k_{\text{ч}}$ — коэффициент, учитывающий снижение чувствительности защиты при к. з.

Величина $k_{\text{п}}$ зависит от схемы включения реле и может определяться отношением $\frac{k_{\text{п}}}{k_{\text{сх}}}$.

Для схем с реле, включенными на фазные токи, при двухфазном к. з. в конце линии или за трансформатором с группой соединений Д/Д-12 $\frac{k_{\text{п}}}{k_{\text{сх}}} = \frac{\sqrt{3}}{2}$.

Для схем с реле, включенными на разность фазных токов, при двухфазном к. з. в конце линии или за трансформатором и для схем с реле, включенными на фазные токи, при двухфазных и однофазных к. з. за трансформаторами с группами соединений $Д/Д_0 = 12$ или Д/△-11 $\frac{k_{\text{п}}}{k_{\text{сх}}} = \frac{1}{2}$.

Для схем с тремя реле, включенными на фазные токи и их сумму, при двух- и однофазных к. з. за трансформаторами с группами соединений Д/△-11, $Д/Д_0$-12 $\frac{k_{\text{п}}}{k_{\text{сх}}} = 1$.

Для нереактированных линий от шин подстанции или станции напряжением 6—10 *кв* ток срабатывания токовой отсечки определяется из условия обеспечения на шинах остаточного напряжения до 0,6 $U_{\text{ном}}$ при трехфазном коротком замыкании, а при двухфазном до 0,5 $U_{\text{ном}}$.

$$U_{\text{ост}} = U_{\text{ном}} - \sqrt{3} \cdot I_{\text{с РТМ}} x_{\text{с. мин}} = 0{,}6\ U_{\text{ном}}, \qquad (246)$$

где $x_{\text{с. мин}}$ — минимальное сопротивление системы, приведенное к номинальному напряжению линии;

$U_{\text{ном}}$ — номинальное линейное напряжение линии.

$$x_{\text{с. мин}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot I^{(3)}_{\text{к. мин. ш}}},$$

где $I^{(3)}_{\text{к. мин. ш}}$ — минимальный ток трехфазного к. з. на шинах.

Первичный ток срабатывания токовой отсечки

$$I_{\text{с. РТМ}} = 0{,}4 \cdot I^{(3)}_{\text{к. мин. ш}},$$

а вторичный ток

$$i_{\text{с. РТМ}} = 0{,}4\, k_{\text{сх}} \frac{I^{(3)}_{\text{к. мин. ш}}}{n_{\text{т}}}. \qquad (247)$$

Реле РТМ сработает селективно, если

$$I^{(3)}_{\text{к. мин. ш}} \geqslant 5 \cdot I^{(3)}_{\text{к. макс}}. \qquad (248)$$

Уставка реле защиты выбирается по табл. 51—55 после определения токов срабатывания реле (РТМ и РТВ).

Сопротивление реле. Сопротивление реле РТМ и РТВ ($z_{\text{РТМ}}$ и $z_{\text{РТВ}}$) определяется по кривым при выбранных уставках тока в реле.

Для схем с РТМ, включенными на разность фазных токов,

$$i_{\text{РТМ}} = i_{\text{РТВ}} = i_{\text{у РТМ}};$$

для схем с РТМ, включенными на фазные токи,

$$i_{\text{РТМ}} = i_{\text{у РТМ}} \text{ и } i_{\text{РТВ}} = 2 \cdot i_{\text{у РТМ}}.$$

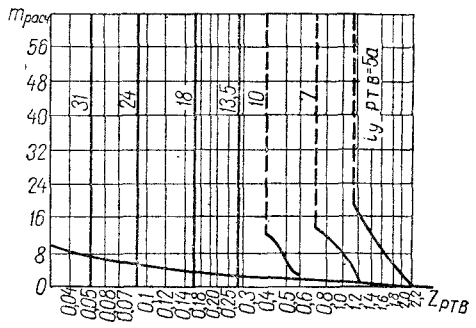


Рис. 72. Кривые для расчета максимальной токовой защиты и токовой отсечки при выборе уставки последней по остаточному напряжению 0,6 $U_{\text{ном}}$ и при отстройке ее от токов к. з. в конце линии за трансформаторами.

Определение нагрузки на трансформаторы тока в расчетных условиях. Для схемы с включением двух реле на фазные токи и третьего на их сумму нагрузка на трансформаторы тока определится из выражения

$$z_{\text{н}} = z_{1\text{р}} + 0{,}5 \cdot z_{2\text{р}}, \qquad (249)$$

где $z_{1\text{р}}$ и $z_{2\text{р}}$ — сопротивление реле соответственно при $i_{1\text{р}} = 3i_{\text{с. р}}$ для реле, включенных на сумму токов, и $i_{2\text{р}} = 1{,}5i_{\text{с. р}}$ для реле, включенных на фазные токи. Эти сопротивления определяются по кривым (рис. 66, 67, 68, 69, 72).

Для схемы включения токовой отсечки с РТМ на фазные токи нагрузка на трансформаторы тока

$$z_{\text{н}} = z_{\text{РТМ}} + 2z_{\text{РТВ}}, \qquad (250)$$

где $z_{\text{РТМ}}$ и $z_{\text{РТВ}}$ — сопротивление реле соответственно токовой отсечки при токе срабатывания и максимальной защиты при удвоенном токе срабатывания реле отсечки (рис. 72).

Нагрузка на трансформаторы тока для схем включения реле токовой отсечки на разность фазных токов

$$z_{н} = z_{РТМ} + z_{РТВ}, \tag{251}$$

где $z_{РТМ}$ и $z_{РТВ}$ — сопротивления соответственно токовой отсечки и максимальной токовой защиты при токе срабатывания реле отсечки.

Сравнение действительной нагрузки на трансформаторы с допустимой. Пользуясь выражениями (249)—(251) сопротивлений при найденных уставках реле, по расчетным кратностям первичного тока можно определить нагрузку на трансформаторы тока с учетом 10%-ной погрешности по кривым (рис. 65—69, 86—92).

Расчетная кратность для схемы с включением двух реле на фазные токи и третьего на их сумму определяется по формуле

$$m_{расч} = \frac{1{,}1 \cdot 3 \cdot i_{с.р}}{i_{в.ном}}, \tag{252}$$

где $i_{в.ном} = 5а$ — номинальный вторичный ток;

1,1 — коэффициент, учитывающий 10%-ную погрешность трансформаторов тока.

Для всех других схем расчетная кратность

$$m_{расч} = \frac{1{,}1 \cdot i_{с.р}}{i_{в.ном}}. \tag{253}$$

Если трансформаторы тока не проходят по нагрузкам, рекомендуется загрублять максимальную токовую защиту до величины, допустимой по условиям чувствительности, и расчет повторить снова.

Если трансформаторы тока маломощные (не проходят по загрузке), рекомендуется соединять их последовательно (рис. 70).

§ 44. ЗАЩИТА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ С РЕЛЕ ПРЯМОГО ДЕЙСТВИЯ

Для защиты силовых трансформаторов с реле прямого действия применяется токовая отсечка в сочетании с максимальной токовой и газовой защитами.

Для трансформаторов с группой соединения обмоток $Д/Д_0 = 12$ рекомендуется защита с реле РТМ и РТВ, включенными на разность фазных токов (рис. 73).

Защиту от однофазных замыканий на землю на стороне низкого напряжения можно осуществлять с реле косвенного действия типа ИТ и трансформатором тока, включенным в нулевой провод данного трансформатора. Такая схема защиты от однофазных замыканий на землю необходима, так как при включении реле на фазные токи защита оказывается нечувствительной по отношению указанных повреждений, а при включении на разность фазных токов вообще

не действует. В схеме также предусматривается действие газовой защиты на отключение и сигнал и дистанционное отключение трансформатора.

Трансформаторы с группой соединения обмотки $Y/\Delta = 11$ защищаются тремя реле прямого действия (рис. 74), газовые реле ра-

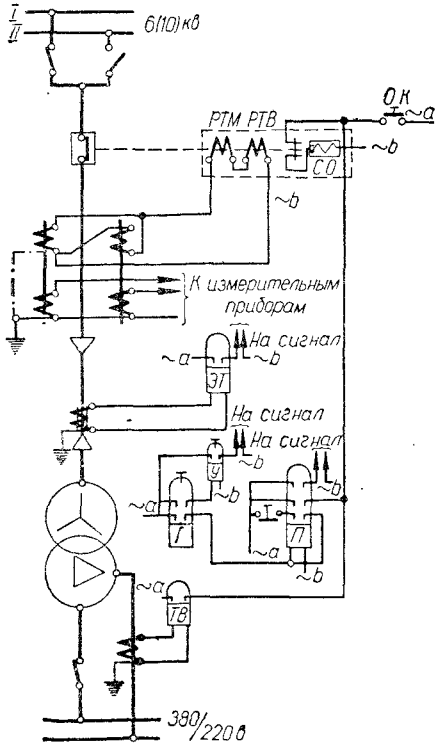


Рис. 73. Схема защиты понижающих трансформаторов с односторонним питанием и с использованием реле прямого действия.

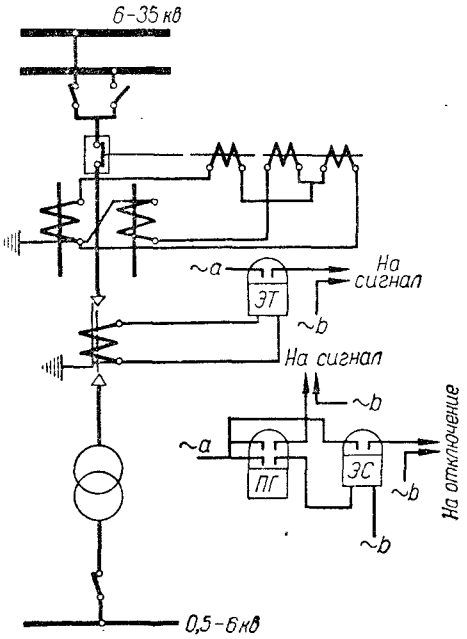


Рис. 74. Схема защиты понижающих трансформаторов с использованием реле прямого действия (реле ЭТ-521) 0,2, газового реле ПП-22, реле РТВ, РТМ, ЭС-21(0,025).

Таблица 31

Параметры реле МКУ-48 и МКУ-48/М

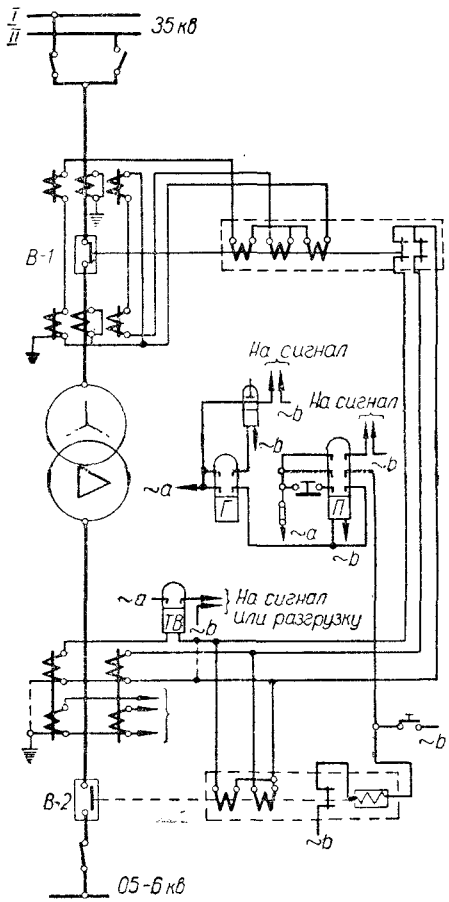
Номинальное напряжение $U_{ном}$, *в*	Число витков ω	Напряжение срабатывания $U_{ср}$, *в*	Длительно допустимое напряжение $U_{доп}$, *в*	Потребление мощности *S*, *ва*
380	20 700	285	680	5
220	12 000	165	400	5
127	6 900	95	230	5
110	6 000	80	200	5
65	3 550	50	115	5

ботают на сигнал. Газовая защита выполняется с использованием промежуточного реле переменного тока МКУ-48/М и реле ЭС-21/М, параметры которых приведены в табл. 31 и 32.

Таблица 32

Параметры реле ЭС-21/М

Тип реле	Число витков ω	Ток срабатывания $I_а$, *а*	Длительно допускаемый ток $I_{доп}$, *а*	Полное сопротивление *z*, *ом*
ЭС-21,1,5М	120	1,5	3,65	0,72
ЭС-21/2М	90	2,0	4,25	0,475
ЭС-21/2,5М	72	2,5	4,75	0,38
ЭС-21/3М	60	3,0	5,5	0,26



Для параллельно работающих трансформаторов рекомендуется схема (рис. 75), которая предусматривает отключение поврежденного трансформатора со стороны низкого напряжения реле прямого действия типа РТМ нормально шунтируемого блок-контактами выключателя со стороны высокого напряжения.

Рекомендуемые схемы защит трансформаторов с реле прямого действия не отличаются от схем защит линий и поэтому для их расчета может быть использована методика расчета защит линий.

Рис. 75. Схема защиты трансформаторов понижающих подстанций 35 *кв* с использованием реле прямого действия.

§ 45. ЗАЩИТА СО ВТОРИЧНЫМИ РЕЛЕ КОСВЕННОГО ДЕЙСТВИЯ

Вторичные реле косвенного действия позволяют выполнять защиты любой сложности с питанием от промежуточных насыщающихся трансформаторов тока типа ТКБ или силовых трансформаторов с низким напряжением 380—220 *в*. Промежуточные насыщающиеся трансформаторы тока питаются непосредственно от трансформаторов тока или трансформаторов напряжения.

Устройства для питания защит подразделяются на две группы, из которых одна характеризуется использованием непосредственно переменных величин, другая — их выпрямленных величин.

Схемы питания оперативных цепей защит для обеих групп можно выполнять централизованно и индивидуально.

Преимущественно применяется группа с индивидуальным питанием защит, так как она более надежна. В следующих случаях необходимо вместо защиты с реле прямого действия выполнять защиту с реле косвенного действия типа ЭТ-500 и ИТ-81/82:

1) при недостаточной чувствительности токовой отсечки с реле прямого действия ($k_н = 2$) и когда реле ЭТ-500 обеспечивает необходимую чувствительность при $k_н = 1{,}2 \div 1{,}4$;

2) при необходимости встраивать в привод более трех реле прямого действия;

3) при недопустимо большой нагрузке на трансформаторы тока от реле прямого действия.

В настоящее время широко применяются следующие виды защит с реле косвенного действия:

а) с дешунтированием отключающих катушек;

б) с промежуточными насыщающимися трансформаторами тока (ПНТ или ТКБ).

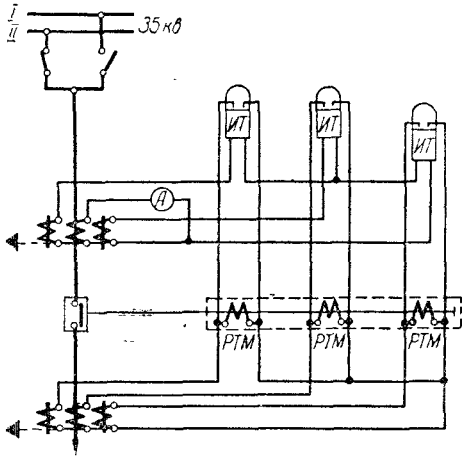


Рис. 76. Схема защиты линий с реле типа ИТ-81, дешунтирующим отключающую катушку, включенную на отдельные трансформаторы тока.

§ 46. ЗАЩИТЫ С ДЕШУНТИРОВАНИЕМ ОТКЛЮЧАЮЩИХ КАТУШЕК

Эти схемы защит просты, выполняются без промежуточных насыщающихся трансформаторов и позволяют использовать одни и те же трансформаторы тока как для питания защит, так и для отключения выключателей (рис. 76, 77).

При шунтировании отключающих катушек расчетная нагрузка на трансформаторы тока по условию 10%-ной погрешности — мини-

мальная. После дешунтирования нагрузка резко возрастает, но в это время трансформаторы тока могут работать с большими погрешностями, и должны только обеспечить отдачу необходимой мощности отключающей катушке. В схемах с дешунтированием в настоящее время применяют реле типа ИТ-80, так как они обладают достаточно мощными контактами и сравнительно низким коэффициентом возврата, что и требуется для успешной работы схемы.

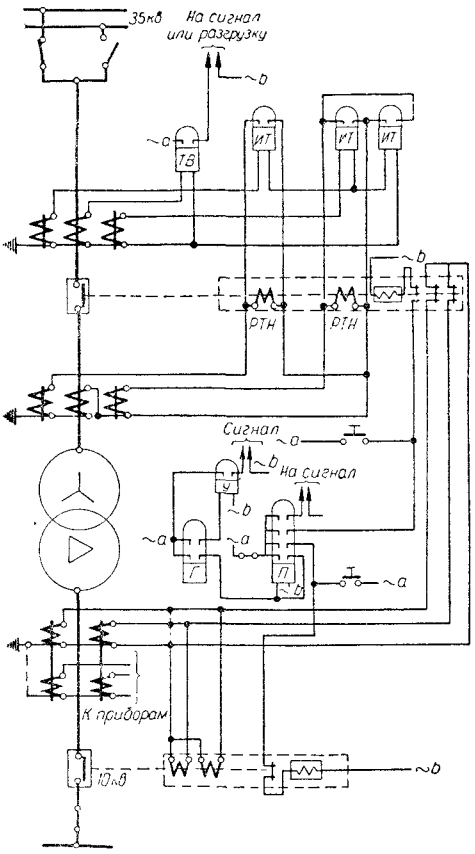


Рис. 77. Схема защиты понижающего трансформатора с реле типа ИТ-80, дешунтирующими отключающую катушку, включенную на отдельные трансформаторы тока.

Данные для реле ИТ-81 и ИТ-82 и шкала уставок приведены в табл. 26, 27.

Последовательность расчета данного вида защиты та же, что и для линий с реле прямого действия.

Токи срабатывания защит с реле ИТ-80. Для отсечек, выполненных с реле типа ИТ-80, ток срабатывания определяется по формуле

$$i_{\text{с. р. отс}} = k_{\text{н}} k_{\text{сх}} \frac{I^{(3)}_{\text{к. макс}}}{n_{\text{т}}}, \quad (254)$$

где $I^{(3)}_{\text{к. макс}}$ — максимальный ток трехфазного к. з. за трансформатором;

$k_{\text{н}} = 1{,}5 \div 1{,}6$ — коэффициент надежности;

$k_{\text{сх}} = 1$ или $\sqrt{3}$ — коэффициент схемы защиты при включении реле соответственно на фазные токи или на разность фазных токов.

Для максимальной защиты

$$i_{\text{с. р. макс}} = \frac{k_{\text{н}} \kappa_{\text{с}} k_{\text{сх}}}{k_{\text{в}}} \cdot \frac{I_{\text{раб. макс}}}{n_{\text{т}}}, \quad (255)$$

где $I_{\text{раб. макс}}$ — максимальный рабочий ток трансформатора или линии;

$\kappa_{\text{с}}$ — расчетная кратность тока нагрузки с учетом самозапуска двигателей, отнесенная к $I_{\text{раб. макс}}$;

$k_н = 1{,}2$ — коэффициент надежности;

$k_в = 0{,}85$ — коэффициент возврата.

При обеспечении на питающих шинах остаточного напряжения, равного $0{,}6\,U_{ном}$,

$$i_{с.р.\ отс} = 0{,}4 \cdot k_{сх} \frac{I^{(3)}_{к.\ мин.\ ш}}{n_т}, \qquad (256)$$

где $I^{(3)}_{к.\ мин.\ ш}$ — минимальный ток к. з. в расчетной точке (на шинах).

Проверка чувствительности защиты. Чувствительность защиты проверяется по следующим условиям:

для схем включения реле на разность токов

$$\frac{I^{(3)}_{к.\ мин}}{I^{(3)}_{к.\ макс}} \geqslant 4{,}5; \qquad (257)$$

для схем включения реле на фазные токи

$$\frac{I^{(3)}_{к.\ мин}}{I^{(3)}_{к.\ макс}} \geqslant 2{,}6; \qquad (258)$$

при обеспечении остаточного напряжения, равного 60% от номинального,

$$\frac{I^{(3)}_{к.\ мин.\ ш}}{I^{(3)}_{к.\ макс}} \geqslant 3{,}75, \qquad (259)$$

где $I^{(3)}_{к.\ мин}$ — минимальное значение тока трехфазного к. з. в месте, где требуется обеспечить чувствительность отсечки;

$I^{(3)}_{к.\ макс}$ — максимальное значение тока трехфазного к. з., по которому определяется ток срабатывания отсечки (ток к. з. с низкой стороны);

$I^{(3)}_{к.\ мин.\ ш}$ — минимальный ток в месте установки защиты при трехфазном к. з. на шинах.

При раздельном питании реле и ПНТ (ТКБ) (с двумя комплектами трансформаторов тока) можно значительно снизить нагрузку на трансформаторы тока защиты. В таких схемах, помимо обычных расчетов и проверки трансформаторов тока защит по кривым 10%-ной погрешности, необходимо проверять чувствительность по первичному току срабатывания отключающей катушки.

Первичный ток отключения можно определить по табл. 33 по величинам нагрузки на трансформаторы тока, определяемые по формуле

$$z_н = z_{ТКБ} + z_2 + 2R_{пр}, \qquad (260)$$

где $z_{ТКБ} = 3{,}1$ *ом* — сопротивление ТКБ на отпайке с током 5 *а* при включении вторичной обмотки на электромагнит ЭТ и при токе, обеспечивающем отключение выключателя, (4,9*а*);

z_2 — сопротивление вторичной обмотки выбранного трансформатора тока, определяемое по табл. 33;

$R_{пр}$ — сопротивление соединительных проводов от трансформатора тока до защиты.

Таблица 33

Зависимость расчетного первичного тока от сопротивления нагрузки и сопротивления обмотки трансформаторов тока

Коэффициенты трансформации $n_т$	Значение первичного тока отключения $I_{откл}$, в *а*, при сопротивлении нагрузки на трансформатор тока, *ом*					Сопротивление вторичной обмотки трансформатора тока z_2, *ом*
	3,3	3,6	3,7	4,1	4,6	
Трансформаторы тока типа ТВД-35						
50/2,5	162	180	181	326	645	0,058
75/2,5 или 150/5	177	182	183	188	200	0,071
100/2,5 или 200/5	220	222	222,5	225	228	0,078/0,18
300/5	309	310	311	313	314	0,17
400/5	402	405	407	408	409	0,28
Трансформаторы тока типа ТВ-75						
50/2,5	280	372	415	460	—	0,058
75/2,5 или 150/5	199	208	217	234	279	0,071
100/2,5 или 200/5	235	238	239,5	243,5	251	0,078/0,18
300/5	320	321	322	324	328	0,17
400/5	410	411	412	414	415	0,28
Трансформаторы тока типа ТМГ-35						
100/5	131	133	135	139	147	0,18
150/5	176	177	179	182	186	0,18
200/5	215	216	217	218	221	0,18
300/5	310	310,5	311	312	313	0,18
Трансформаторы тока ТВ-35 МКП						
100/5	135	140	150	190	—	0,104
150/5	164	166	167	171	172	0,16
200/5	208	209	210	211	213	0,11
Трансформаторы тока типа ТПФ-10 и ТПФУ-10						
30/5	33,4	34,6	34	35	37	0,27/0,14
40/5	43,9	44,3	44,6	45,6	48	0,27/0,14
50/5	53,75	54,45	54,8	55,2	57,2	0,27/0,14
100/5	106/0	106,5	108	108,5	110,5	0,27/0.14
250/5	158	158,5	159,5	161	163	0,27/0,14
Трансформаторы ТФ-10						
50/5	57	57,75	58,6	59,7	61,4	0,57
40,5	44,6	45,2	45,3	47,0	48,6	0,47

Примечание. Значения сопротивлений, написанных дробью, относятся соответственно к равным коэффициентам трансформации, но с разными первичным и вторичным токами.

Необходимая чувствительность обеспечивается, если определенное значение первичного тока отключения $I_{откл}$ меньше тока срабатывания максимальной токовой защиты

$$I_{откл} \leqslant k_р i_{у.м.т} n_т, \qquad (261)$$

где $i_{у.м.т}$ — уставка максимальной токовой защиты;

$n_т$ — коэффициент трансформации трансформаторов тока защиты;

$k_р$ — коэффициент разветвления в схеме (определяется отношением токов в параллельных цепях с реле и отключающей катушкой).

Уставка отключающей катушки выбирается так, чтобы обеспечилось удерживание реле после дешунтирования, а также необходимая чувствительность при токе, обеспечивающем отключение выключателя.

Выбор уставки защит, дешунтирующих отключающие катушки. Уставки реле необходимо выбирать такими, чтобы обеспечивалось удержание реле после дешунтирования и необходимая чувствительность при токе отключения выключателя.

В момент дешунтирования ток в реле уменьшается до значения $i_{т.т.у}$. Удерживание реле после дешунтирования может быть, если

$$i_{т.т.у} \geqslant k_в i_{с.р} \qquad (262)$$

и

$$i_{с.о.к} < i_{т.т.у},$$

где $k_в = 0{,}8$ — коэффициент возврата реле;

$i_{с.р}$ — ток срабатывания реле;

$i_{с.о.к} = \dfrac{0{,}8 \cdot i_{с.р}}{k_н}$ — ток срабатывания отключающей катушки.

Руководствуясь величинами $i_{с.р.к}$ и $i_{т.т.у}$ по табл. 24—27, выбираются соответствующие уставки реле.

Нагрузка на трансформаторы тока. Для проверки трансформатора тока по кривым 10%-ной погрешности (рис. 78) необходимо определить нагрузку на трансформаторы тока.

Для схем с подключением одного реле к трансформатору тока

$$z_н = z_р + 2R_{пр}; \qquad (263)$$

для схем с подключением двух реле на одну фазу к трансформатору тока

$$z_н = 2(z_р + R_{пр}), \qquad (264)$$

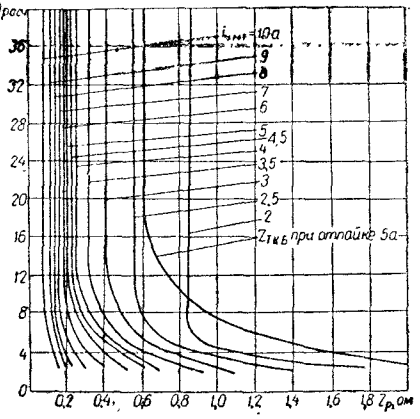


Рис. 78. Кривые для расчета сопротивления реле косвенного действия токовых защит.

где $z_р$ — сопротивление реле при токе срабатывания реле отсечки, а при отсутствии его при токе, соответствующем независимой части характеристики выдержек времени реле ИТ-81 (ИТ-82);

$R_{пр}$ — сопротивление проводников от трансформаторов тока до панели защиты.

$z_р$ определяется по кривым (рис. 79) и по расчетной кратности первичного тока $m_{расч}$.

Расчетная кратность первичных токов трансформаторов тока для токовых отсечек

$$m_{расч} = \frac{1{,}1 \cdot i_{у.\,отс}}{i_{в.\,ном}},$$

для продольных дифференциальных защит

$$m_{расч} = \frac{I^{(3)}_{к.\,макс}}{I_{раб.\,макс} k_{сх}},$$

где $i_{в.\,ном} = 5a$ — номинальный вторичный ток трансформатора тока;

$I_{раб.\,макс}$ — максимальный рабочий ток защищаемого элемента;

$$a = \frac{I_{раб.\,макс}}{I_{ном.\,т.\,т}}.$$

Для схем с включением отключающих катушек и реле на один трансформатор тока погрешность ее после дешунтирования при первичном токе, соответствующем срабатыванию максимальной токовой защиты, не должна превышать величины, необходимой для удержания реле после срабатывания (20%).

По допустимой погрешности по кривым (рис. 80) найдем соответствующую нагрузку на трансформатор тока, затем определим допустимое сопротивление трансформатора тока, отключающей катушки и ее уставку, обеспечивающую требуемую чувствительность, т. е.

$$i_{у.\,о.\,к} \leqslant k_р \left(1 - \frac{\Delta i\%}{100}\right) i_{у.\,м.\,т}$$

или

$$i_{у.\,о.\,к} \leqslant (1 - 0{,}8)\, k_р i_{у.\,м.\,т} \leqslant \frac{I_{откл}(1 - \Delta i\%)}{n_т},$$

где $i_{у.\,м.\,т}$ — уставка максимальной токовой защиты;

$i_{у.\,о.\,к}$ — уставка отключающей катушки;

$\Delta i\% = 20\%$ — допустимая погрешность трансформаторов тока;

$k_р$ — коэффициент разветвления токов в реле и отключающей катушке (для схем с включением реле и отключающей катушки на один трансформатор тока $k_р = 0{,}8$; для схемы с включением реле и отключающей катушки на разные трансформаторы тока $k_р = 1{,}0$);

$(1 - 0{,}8)$ — коэффициент снижения тока в цепи защиты по условию надежного удерживания реле;

$n_т$ — коэффициент трансформации трансформаторов тока, питающих отключающую катушку;

$I_{откл}$ — первичный ток отключения, определяемый по табл. 34.

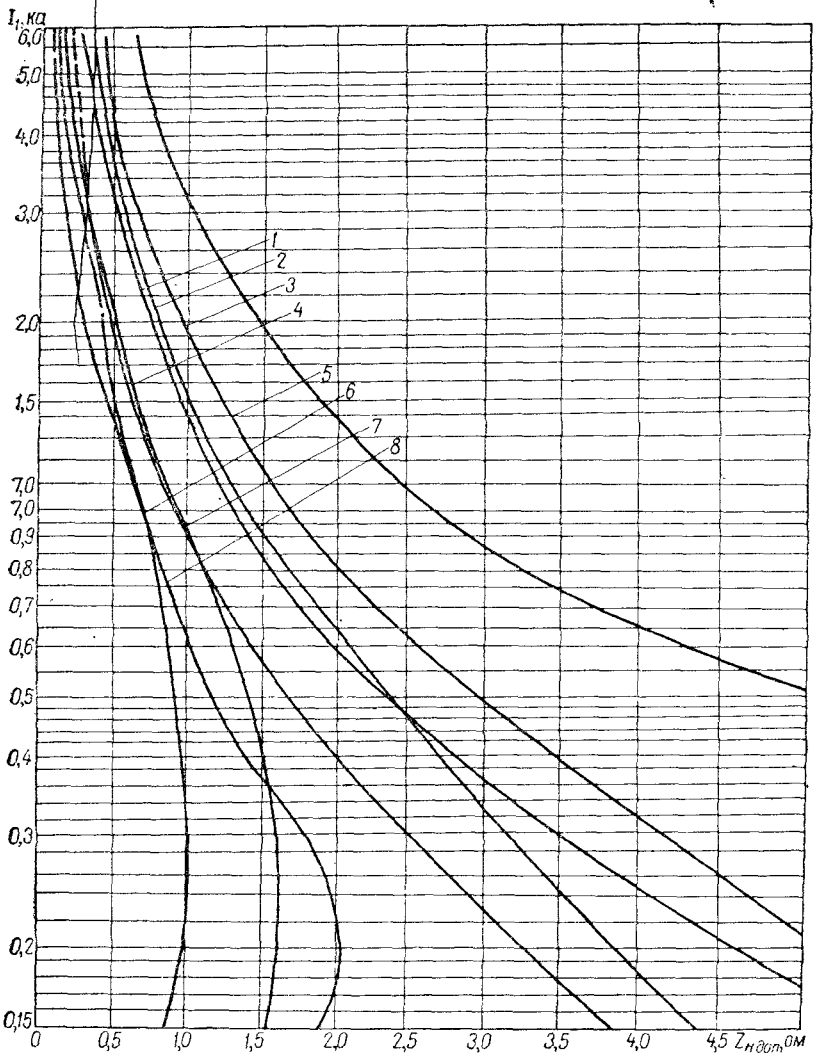


Рис. 79. Кривые допустимого сопротивления с учетом 10%-ных погрешностей трансформаторов тока типов:

1 — ТПД-10 при классе точности 0,5; *2* — ТПФ-10 при классе точности 3; *3* — ТПФ-10 при классе точности Д; *4* — ТФ (ТФУ) -10 при классе точности 1, 3; *5* — ТФ (ТФУ)-10 при классе точности Д; *6* — ТВ-35; *7* — ТВД-35; *8* — ТВД-35 МКП.

Допустимое сопротивление нагрузки трансформаторов тока с учетом их 20%-ной погрешности $z_{н.доп}$ определится выражением

$$z_{н.доп} = z_н k_z - z_2, \qquad (265)$$

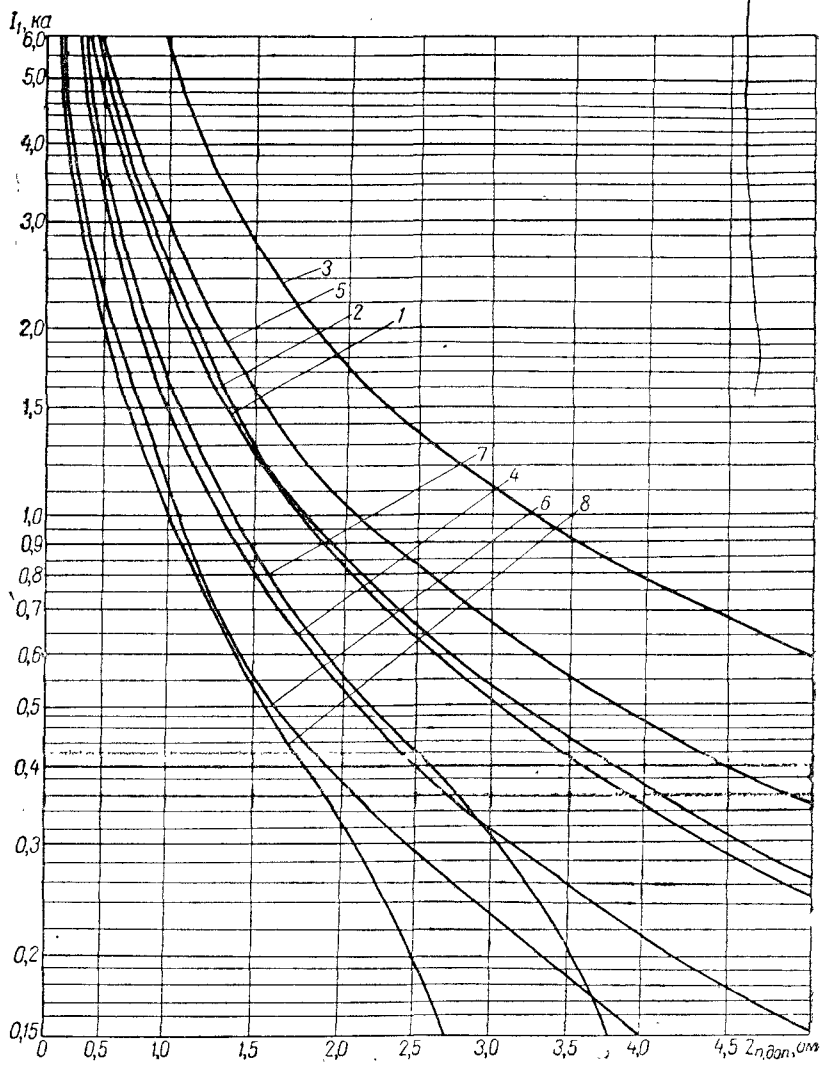


Рис. 80. Кривые допустимого сопротивления с учетом 20%-ных погрешностей трансформаторов тока типов:

1 — ТПФ-10 при классе точности 0,5; *2* — ТПФ-10 при классе точности 3; *3* — ТПФ-10 при классе точности Д; *4* — ТФ (ТФУ)-10 при классе точности 1 и 3; *5* — ТФ (ТФУ)-10 при классе точности Д; *6* — ТВ-35; *7* — ТВД-35; *8* — ТВД-35 МКП.

где z_2 — сопротивление вторичной обмотки трансформатора тока, определяемое по табл. 33;

k_z — коэффициент пересчета сопротивлений, определяемый по табл. 34.

Таблица 34

Коэффициенты пересчета сопротивления k_z, первичных токов $k_т$ и сопротивление вторичных обмоток трансформаторов тока z_2, *ом*

Тип трансформатора тока	Величины	Первичный ток (в *а*) и коэффициенты пересчета первичных токов и сопротивлений								Примечание
ТПФ-10 и ТПФУ-10 при классе точности 0,5	$I_{1\,ном}$	30	40	50	75	100	150	200	300	z_2=0,25
	$k_т$	0,45	0,6	0,75	1,12	1,5	2,25	3,0	4,5	
	k_z	0,442	0,442	0,442	0,442	0,442	0,442	0,442	0,442	
То же, при классе точности 3	$I_{1\,ном}$	30	40	50	75	100	150	200	—	z_2=0,14
	$k_т$	0,158	0,2	0,231	0,333	0,428	0,6	1	—	
	k_z	0,9	1	1,18	1,28	1,357	1,59	1	—	
ТПФ-10 при классе точности Д	$I_{1\,ном}$	75	100	150	200	300	400	—	—	z_2=0,58
	$k_т$	0,74	1,0	1,55	2,43	3,4	5,6	—	—	
	k_z	1,03	1,0	0,94	0,677	0,78	0,498	—	—	
ТПФУ-10 при классе точности Д	$I_{1\,ном}$	75	100	150	200	300	—	—	—	z_2=0,27
	$k_т$	1,13	1,55	2,43	3,4	5,6	—	—	—	
	k_z	0,44	0,42	0,38	0,34	0,28	—	—	—	
ТФ и ТФУ-10 при классе точности 1—3	$I_{1\,ном}$	75	100	150	200	300	400	600	—	z_2=0,27
	$k_т$	0,75	1,0	1,5	2	3	4	6	—	
	k_z	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	—	
ТФ и ТФУ-10 при классе точности Д	$I_{1\,ном}$	75	100	150	200	300	400	—	—	z_2=0,57
	$k_т$	0,75	1,0	1,5	2,25	3,0	4,5	—	—	
	k_z	1,0	1,0	1,0	0,788	1,0	0,778	—	—	
ТВ и ТВД-35	$I_{1\,ном}$	150	200	300	400	600	—	—	—	$k_т$ = 1
	k_z	1,0	1,81	4,0	7,42	16,9	—	—	—	
	z_2	0,18	0,22	0,24	0,28	0,27	—	—	—	
ТВД-35 и МКП	$I_{1\,ном}$	100	150	200	300	400	600	750	1000	$k_т$ = 1
	k_z	1,0	2,33	4,22	9,65	17,3	40,0	62,4	111,0	
	z_2	0,16	0,16	0,21	0,31	0,32	0,45	0,27	0,68	

Допустимое сопротивление отключающей катушки ($z_{о.\,к.\,доп}$): для схем с подключением одного реле к трансформатору тока

$$z_{о.\,к.\,доп} = Kz_{н.\,доп} - z_{у.\,р} - 2R_{пр};$$

для схем с подключением двух реле к трансформатору тока

$$z_{\text{о. к. доп}} = Kz_{\text{н. доп}} - 2(z_{\text{у. р}} - R_{\text{пр}}); \quad (266)$$

для схем с подключением реле и отключающей катушки к трансформатору тока

$$z_{\text{о. к. доп}} = 0{,}5Kz_{\text{н. доп}} - z_{\text{у. р}} - R_{\text{пр}},$$

где $z_{\text{н. доп}}$ — допустимое сопротивление нагрузки, найденное по кривым (рис. 80) с учетом 20%-ной погрешности;

K — количество последовательно соединенных трансформаторов тока;

$R_{\text{пр}}$ — сопротивление проводников от трансформаторов тока до реле;

$z_{\text{у. р}}$ — сопротивление реле при токе установки максимальной токовой защиты, определяемое по формуле

$$z_{\text{у. р}} = \frac{S_{\text{с. р}}}{i_{\text{у}}^2} = \frac{15}{i_{\text{у}}^2}\ ом, \quad (267)$$

где $S_{\text{с. р}} = 15$ *ва* — средняя мощность срабатывания реле;

$i_{\text{у}}$ — ток уставки реле.

Если $z_{\text{о. к. доп}}$ больше или равно сопротивлению, соответствующему принятой уставке $i_{\text{у. о. к}}$, то схема может работать надежно, т. е.

$$z_{\text{о. к. доп}} \geqslant z_{\text{у. о. к}} = \frac{S_{\text{у. о. к}}}{i_{\text{у. о. к}}^2}, \quad (268)$$

где $z_{\text{у. о. к}}$ — сопротивление отключающей катушки, соответствующее принятой уставке и определяемое по рис. 68, 69;

$S_{\text{у. о. к}}$ — мощность, потребляемая отключающей катушкой при токе уставки (при использовании реле РТМ $S_{\text{у. о. к}} = 50$ *ва*, при использовании электромагнита ЭТ $S = 40$ *ва*;

$i_{\text{у. о. к}}$ — принятое значение уставки отключающей катушки (для реле РТМ принимается в соответствии с табл. 24, 25 для ЭТ $i_{\text{у. о. к}} = 3{,}5$ *а*).

Защиты с реле типа ИТ-81 (ИТ-82) с дешунтирующими катушками, включенными на отдельные трансформаторы тока (рис. 76, 77). В этих схемах дешунтирование отключающих катушек не влияет на работу реле защиты, что исключает условия обеспечения 20%-ной погрешности трансформаторов тока.

При раздельном питании реле и отключающих катушек можно использовать трансформаторы тока с различными коэффициентами трансформации (рис. 81, 82). При этом выбор уставки отключающей катушки определяется только условием обеспечения необходи-

мой чувствительности при первичном токе срабатывания реле максимальной токовой защиты, величина которого определяется равенствами:

для схем с подключением одного и двух реле к трансформатору тока

$$I_{\text{у. м. т}} = i_{\text{у. м. т}} n_{\text{т}};$$

для схем с подключением реле и отключающей катушки к трансформатору тока

$$I_{\text{у. м. т}} = 0{,}5 i_{\text{у. м. т}} n_{\text{т}}. \qquad (269)$$

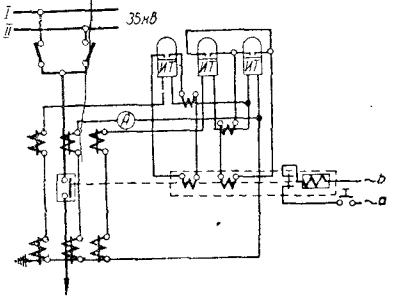


Рис. 81. Схема защиты линии с использованием промежуточных трансформаторов ТКБ (ПНТ) и реле типа ИТ-81.

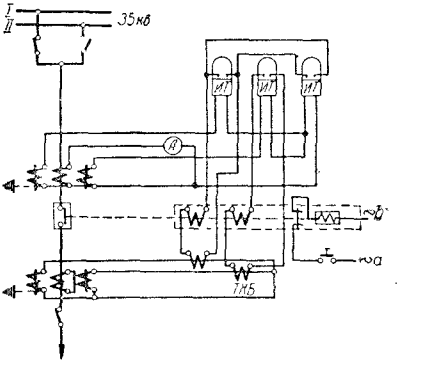


Рис. 82. Схема защиты с использованием ТКБ (ПНТ) и реле типа ИТ-81, включенных на различные трансформаторы тока.

где $n_{\text{т}}$ — коэффициент трансформации трансформаторов тока;

$i_{\text{у. м. т}}$ — ток уставки реле.

Уставки определяются методом последовательных приближений по кривым погрешностей трансформаторов тока. Расчет ведется в таком же порядке, как и при выборе уставки защит, дешунтирующих отключающие катушки только с той разницей, что он производится для различных погрешностей, и сопротивление реле по формулам (267), (268) не определяется.

Выбранная уставка реле должна удовлетворять условию

$$i_{\text{у. о. к}} \leqslant \frac{I_{\text{откл}}\left(1 - \frac{\Delta i\,\%}{100}\right)}{n_{\text{т}}}. \qquad (270)$$

Чувствительность при токе отключения определяется с учетом схем включения отключающих катушек

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к. мин}} k_{\text{п}}}{I_{\text{откл}}} \geqslant 1{,}5, \qquad (271)$$

где $I_{\text{к. мин}}$ — минимальное значение тока к. з.;

$k_п$ — коэффициент, учитывающий снижение чувствительности защиты в зависимости от схемы включения отключающих катушек;

$$I_{откл} = I'_{откл}\, k_т,$$

где $k_т$ — коэффициент пересчета тока, определяемый по табл. 34.

47. СХЕМЫ С ПРОМЕЖУТОЧНЫМИ НАСЫЩАЮЩИМИСЯ ТРАНСФОРМАТОРАМИ ТОКА

Промежуточные насыщающиеся трансформаторы тока (ПНТ или ТКБ) облегчают условия работы контактов реле и применяются для питания одновременно нескольких защит.

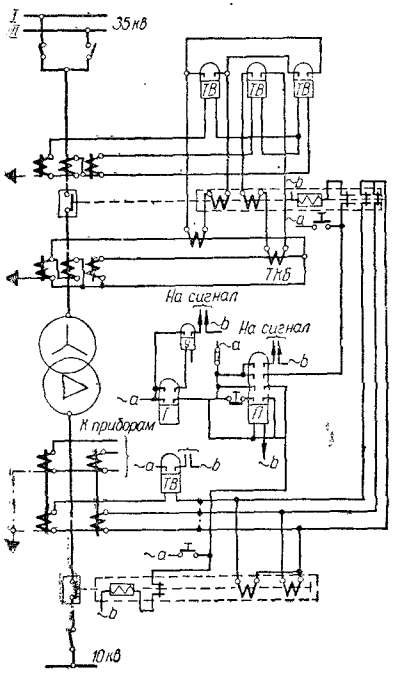


Рис. 83. Схема защиты трансформатора с использованием ТКБ и реле типа ИТ-80, включенных на отдельные трансформаторы тока.

Применяя промежуточные насыщающиеся трансформаторы тока, можно использовать на переменном токе, кроме реле ИТ-80, реле ЭТ-500 с менее мощной контактной системой. С помощью ТКБ или ПНТ можно выполнить на переменном оперативном токе продольные дифференциальные защиты, причем их можно включать как непосредственно в цепи защит, так и на отдельные, специально выделенные трансформаторы тока.

При непосредственном включении ПНТ (ТКБ) упрощается защита и сокращается длина соединительных проводов, что приводит к увеличению нагрузки на трансформаторы тока, которые могут не пройти по 10%-ной погрешности. Поэтому более целесообразно подключать ПНТ к отдельным трансформаторам тока.

На рис. 82 изображены максимальные токовые защиты линий, а на рис. 83, 84 — защиты силовых трансформаторов.

Схемы с ПНТ применяются также и в тех случаях, когда исключается возможность использования схем с дешунтированием.

Наиболее распространенными схемами максимальных токовых защит с использованием до двух промежуточных насыщающихся трансформаторов тока являются следующие:

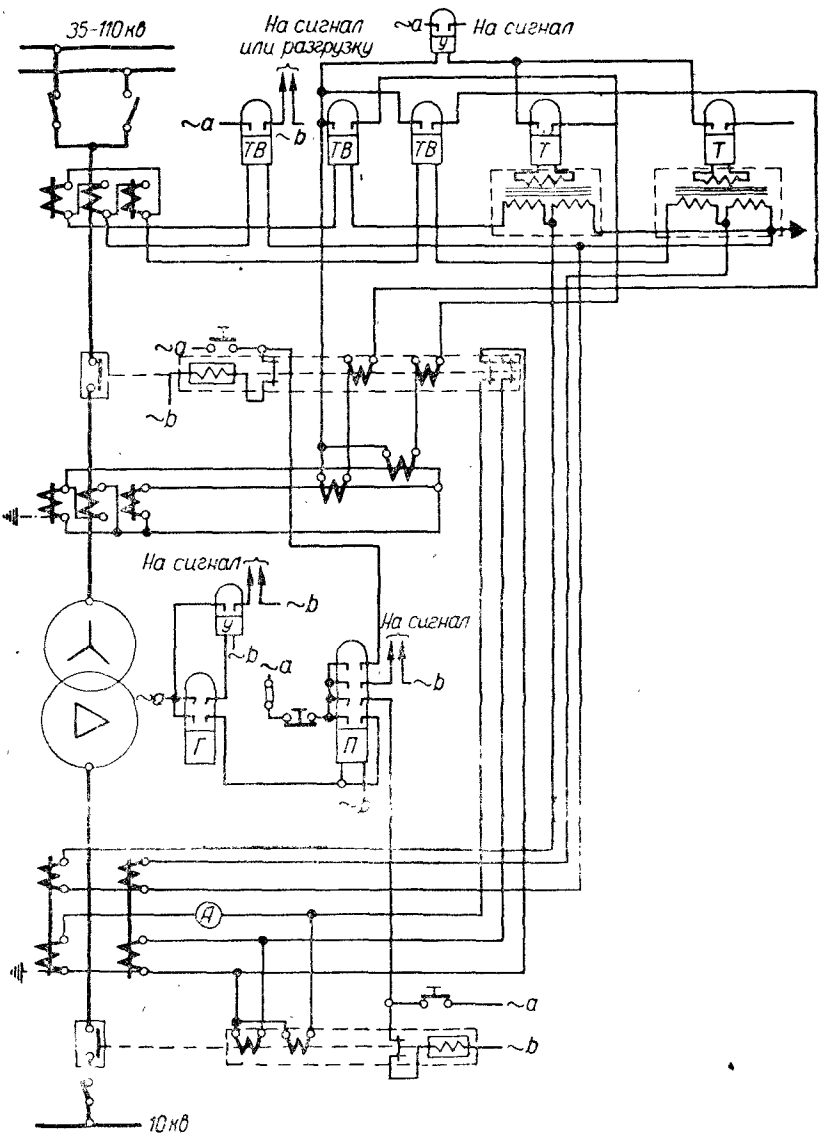


Рис. 84 Схема защиты понижающих трансформаторов мощностью 5600 *ква* и больше.

1. С включением реле на разность токов двух фаз трансформаторов тока защиты:

а) включение одного ПНТ на разность токов двух фаз трансформаторов тока защиты;

б) включение одного ПНТ на разность токов двух фаз отдельных трансформаторов тока.

2. С включением реле на фазные токи:

а) включение двух ПНТ на фазные токи трансформаторов тока защиты;

б) включение двух ПНТ на фазные токи отдельных трансформаторов тока;

в) включение одного ПНТ на разность токов и второго на фазный ток отдельных трансформаторов тока.

3. С включением двух реле на фазные токи и третьего реле на сумму токов этих фаз:

а) включение двух ПНТ на фазные токи трансформаторов тока защиты;

б) включение двух ПНТ на фазные токи отдельных трансформаторов тока;

в) включение одного ПНТ на разность токов и второго — на фазный ток отдельных трансформаторов тока.

Расчет защиты. Расчет уставок максимальных токовых защит с промежуточными насыщающимися трансформаторами тока и проверка их чувствительности производится в таком же порядке, как и для схем с дешунтированием. Исключение составляет токовая отсечка, выполненная реле типа ЭТ-500, для которой условия достаточной чувствительности защиты ($k_ч = 1{,}5$) и величина остаточных напряжений определяется при $k_н = 1{,}5$ по формуле (246), т. е. для схем включения реле на фазные токи

$$\frac{I^{(3)}_{к.\,мин}}{I^{(3)}_{к.\,макс}} \geqslant 3{,}9; \qquad (272)$$

для схем включения реле на разность фазных токов

$$\frac{I^{(3)}_{к.\,мин}}{I^{(3)}_{к.\,макс}} \geqslant 2{,}25. \qquad (273)$$

Условием обеспечения остаточного напряжения, равного 60% от номинального, является

$$\frac{I^{(3)}_{к.\,мин.\,ш}}{I^{(3)}_{к.\,макс}} \geqslant 3{,}3. \qquad (274)$$

В дальнейшем необходимо проверить трансформаторы тока по кривым 10%-ной погрешности, для чего требуется определить первичный ток, при котором обеспечивается отключение выключателя

($I_{откл}$), и сравнить его с током срабатывания максимальной токовой защиты

$$I_{откл} \leqslant k_р i_{у.\,м.\,т} n_т. \qquad (275)$$

Установлено, что минимальное значение вторичного тока отключения при использовании ТКБ равно 4,9 *а*. Это позволяет из условия чувствительности определить максимально допустимую величину коэффициента трансформации трансформаторов

$$n_т \leqslant \frac{I_{с.\,м.\,т}}{4{,}9} k_р, \qquad (276)$$

где $I_{с.\,м.\,т}$ — первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты;

$k_р$ — коэффициент разветвления.

При совместном включении ПНТ и реле нагрузка на трансформаторы тока, которая сравнивается с допустимой нагрузкой по кривым 10%-ной погрешности, определяется выражениями:

для схем с подключением одного и двух реле к трансформатору тока

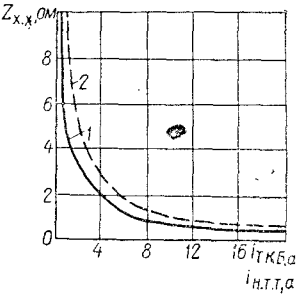


Рис. 85. Кривые для определения полного сопротивления холостого хода промежуточных насыщающихся трансформаторов тока в зависимости от кратности тока:

1—отпайка 5*а*; *2*—отпайка 9—5*а*.

$$z_н = z_{х.\,х} + z_р + 2R_{пр};$$

для схемы с подключением реле и отключающей катушки к трансформатору тока

$$z_н = z_{х.\,х} + 2(z_р + R_{пр}), \qquad (277)$$

где $z_{х.\,х}$ — сопротивление холостого хода ТКБ (или ПНТ) при расчетном токе, определяемое по кривой (рис. 85);

$z_р$ — сопротивление реле при расчетном токе, определяемое по кривой (рис. 78);

$R_{пр}$ — сопротивление проводников от трансформатора тока до ламели защиты.

Расчетная кратность для определения $z_р$ по кривой (рис. 78) определяется выражением

$$m_{расч} = \frac{1{,}1 i_{у.\,м.\,т}}{i_{в.\,т.\,т}},$$

где $i_{у.\,м.\,т}$ — уставка максимальной токовой защиты;

$i_{в.\,ном} = 5\ а$ — вторичный номинальный ток трансформатора тока;

1,1 — коэффициент, учитывающий 10%-ную погрешность трансформатора тока.

Произведя указанные расчеты, можно проверить возможность включения ПНТ и реле защиты на один трансформатор тока.

Если по условию 10%-ной погрешности нагрузка на трансформаторы тока превышает допустимую, то трансформаторы тока необходимо соединить последовательно или применить схему с раздельным питанием реле и ТКБ (ПНТ), при которой можно значительно снизить нагрузку на трансформаторы тока.

При выборе схем с раздельным питанием реле и ТКБ, кроме обычных расчетов и проверки трансформаторов тока защит по кривым 10%-ной погрешности (см. расчет схем с дешунтированием), необходимо проверить чувствительность по первичному току срабатывания отключающей катушки.

Чувствительность определяется по величине нагрузки на трансформатор тока и табл. 34. Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле

$$z_н = z_{ТКБ} + z_2 + 2R_{пр},$$

где $z_{ТКБ} = 3{,}1$ *ом*;

z_2 — сопротивление вторичной обмотки выбранного трансформатора тока;

$R_{пр}$ — сопротивление проводников от трансформатора тока до ламели защиты.

Необходимая чувствительность обеспечивается, если

$$I_{откл} \leqslant k_р i_{у.\,м.\,т} n_т, \tag{278}$$

где $k_р$ — коэффициент, учитывающий соединение трансформаторов тока, питающих защиту и ПНТ.

Для схем с включением защиты и ПНТ на один трансформатор тока $k_р = 0{,}5$; для схем с раздельным включением их $k_р = 1$.

Если ТКБ и реле максимальной токовой защиты питаются от общих трансформаторов тока, то проверка последних производится при $i_{у.\,м.\,т}$ и $I^{(3)}_{к.\,макс}$.

Трансформаторы тока продольной дифференциальной защиты проверяются при кратности максимального тока внешнего короткого замыкания

$$m_{расч} = \frac{I^{(3)}_{к.\,макс}}{I_{т.\,т.\,ном}}, \tag{279}$$

где $I^{(3)}_{к.\,макс}$ — максимальный ток при внешнем трехфазном коротком замыкании;

$I_{т.\,т.\,ном}$ — номинальный ток трансформаторов тока.

Нагрузка на трансформаторы тока с учетом схемы их соединения определяется выражением

$$z_н = k^2_{сх}(z_р + R_{пр}), \tag{280}$$

где $k_{сх} = \sqrt{3}$ или 1 — коэффициент схемы при соединении трансформаторов тока соответственно в треугольник или звезду;

$z_р$ — сопротивление реле, которое определяется по расчетному току в реле при к. з.

Расчетный ток в реле при к. з. определяется по формуле

$$i_р = k_{сх} \frac{I^{(3)}_{к.\,макс}}{n_т}. \qquad (281)$$

Для облегчения расчетов $z_н$ может быть определена по кривым (рис. 78).

При расчете защит, кроме обычной проверки, рекомендуется производить проверку чувствительности по току отключения при двухфазном коротком замыкании

$$k_ч = \frac{I^{(3)}_{к.\,мин} k_п}{I_{откл}}, \qquad (282)$$

где $I^{(3)}_{к.\,мин}$ — минимальное значение тока при трехфазном к. з. в зоне защиты;

$I_{откл}$ — ток отключения, величина которого определяется по формуле (278) или по табл. 33.

$k_п$ — коэффициент, учитывающий снижение чувствительности.

Для схем (рис. 84) при двухфазном к. з. за силовыми трансформаторами с соединением обмоток Y/Δ-11 $k_п = \frac{1}{2}$, а при включении двух ПНТ $k_п = 1$.

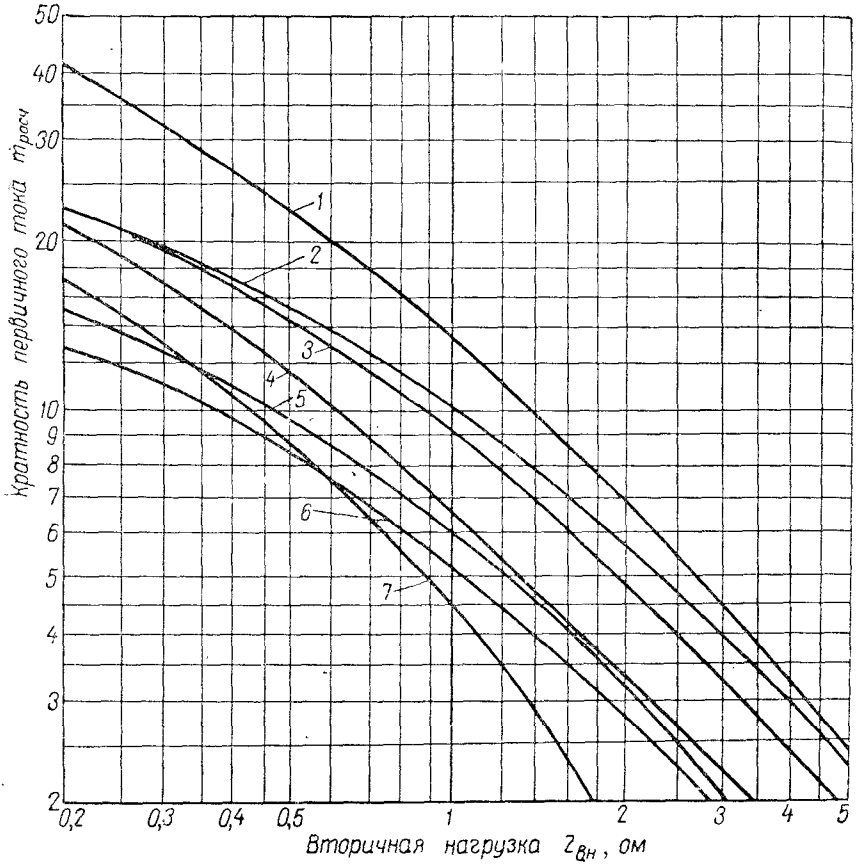
Значения 10%-ных погрешностей трансформаторов тока определяются по нижеприведенным кривым и таблицам по данным вторичной нагрузки z_2 и кратности первичного тока $m_{расч}$ при любом классе точности:

а) для трансформаторов тока типа ТФ-10 и ТФУ-10 — по табл. 35 и кривым на рис. 86;

Таблица 35

Данные для определения 10%-ной погрешности трансформаторов тока типа ТФ-10 и ТФУ-10 по кривым на рис. 86

Данные	Варианты исполнения								
	Нормальный						Усиленный кроме класса точности 3 и 3/3		Усиленный с классом точности 3 и 3/3
Номинальный первичный ток, *а*	15; 30; 50; 75; 100; 150; 300		20; 40; 200; 400		600		15—600		15—300
Класс точности сердечника	0,5	1; 3	0,5	1; 3	0,5	1; 3	0,5	1; 3	3
Номер кривой	*2*	*5*	*3*	*6*	*1*	*4*	*1*	*4*	*7*



Фис. 86. Кривые 10%-ных погрешностей трансформаторов тока типа ТФ-10 и ТФУ-10.

б) для трансформаторов тока типа ТПФ-10 и ТПФУ-10 — по табл. 36 и кривым на рис. 87;

Таблица 36

Данные для определения 10%-ной погрешности трансформаторов тока типа ТПФ-10 и ТПФУ-10 по кривым на рис. 87

Тип сердечника	Класс точности	ТПФ-10		ТПФУ-10	
		Номинальный первичный ток, *а*	Номер кривой	Номинальный первичный ток, *а*	Номер кривой
D и 3	Все	75—150	*1*	75—100	*3*
		200	*4*	150	*5*
		300	*2*	200	*6*
		400	*7*	300	*8*
		50—150, 300	*9*	30—300	*11*

Продолжение табл. 36.

Тип сердечника	Класс точности	ТПФ-10		ТПФУ-10	
		Номинальный первичный ток, *а*	Номер кривой	Номинальный первичный ток, *а*	Номер кривой
0,5	»	5—40, 200, 400 5—300	*10* *11*	5—20	*13*
1	» 0,5/3/3	400 50—150, 300 5—40, 200, 400	*10* *10* *11*	30—300 5—20 30—300	*11* *13* *11*
3	1/3 3	5—400 5—400	*10*	5—200	*12*

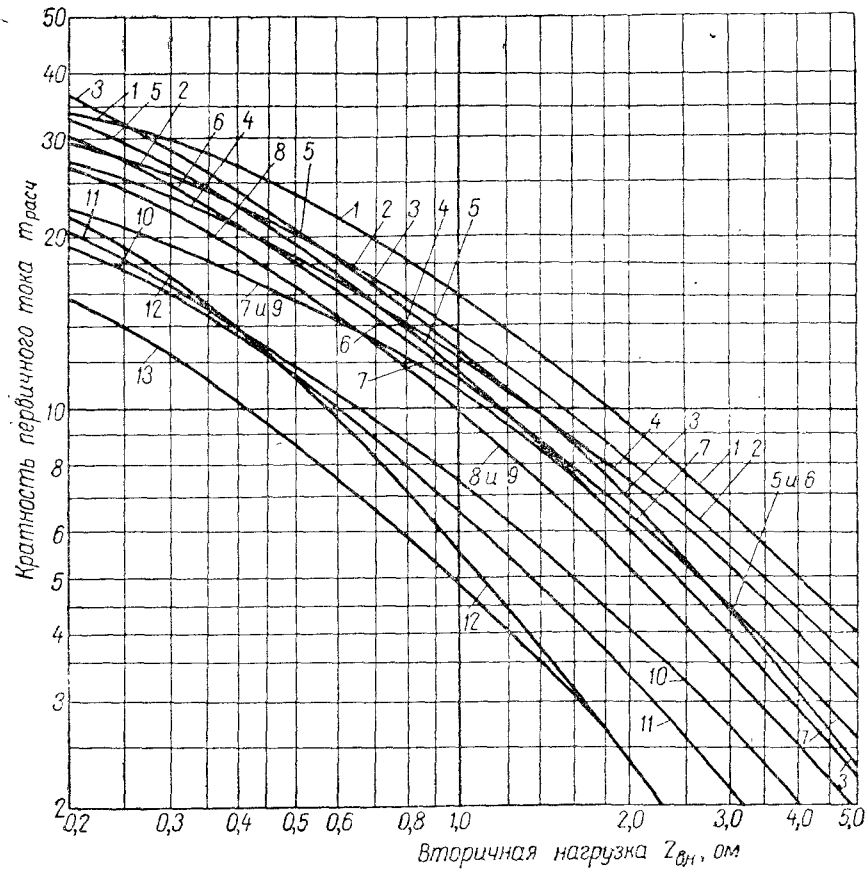


Рис. 87. Кривые 10%-ных погрешностей трансформаторов тока типа ТФ-10.

в) для трансформатора тока типа ТВ-35 — по табл. 37 и кривым на рис. 88;

Таблица 37

Данные для определения 10%-ной погрешности трансформатора тока типа ТВ-35 по кривым на рис. 88

Номинальный ток, *а* . .	600	400	300		200		150		100	75
Первичный ток, *а* . . .	600	600	300	600	300	600	150	300	150 300	150
Номер кривой	*1*	*2*	*3*	*4*	5	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*

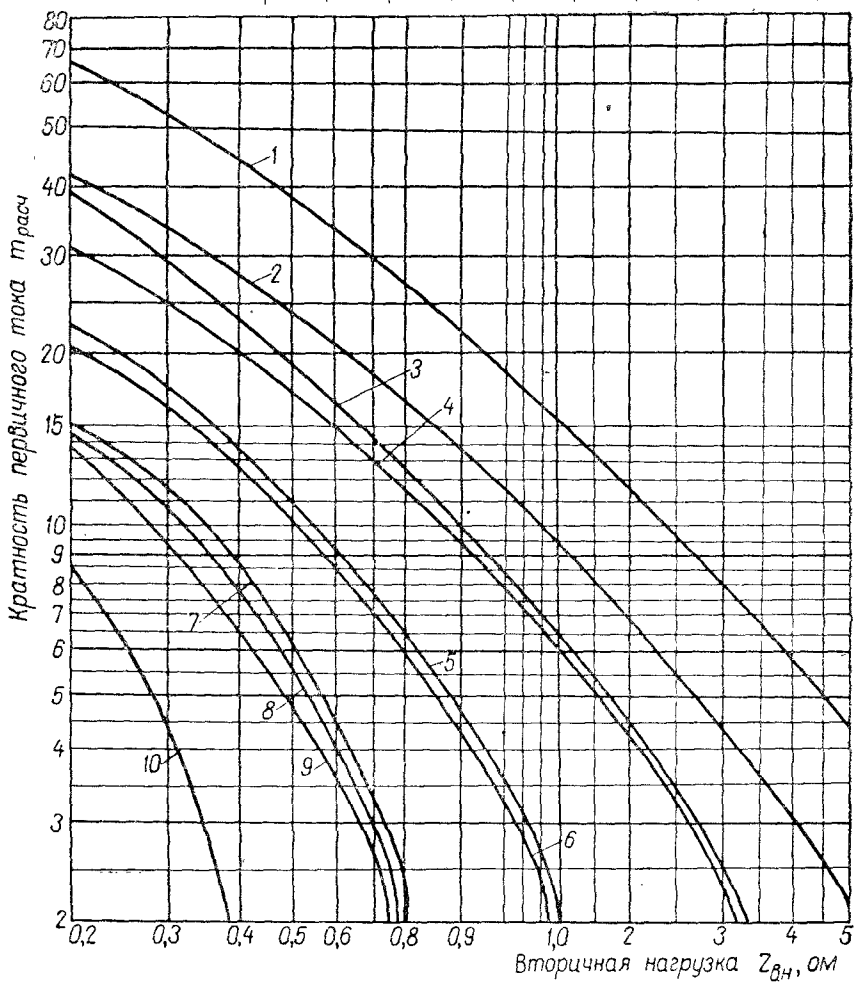


Рис. 88. Кривые 10%-ных погрешностей трансформаторов тока типа ТВ-35.

г) для трансформатора тока типа ТВД-35 — по табл. 38 и кривым на рис. 89;

Таблица 38

Данные для определения 10%-ной погрешности трансформатора тока типа ТВД-35 по кривым на рис. 89

Номинальный ток, *а* . .	600	400	300		200		150		100	75	50
Первичный ток, *а* . . .	600	600	300	600	300	600	150	300	150 300	150	150
Номер кривой	*1*	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*	*11*

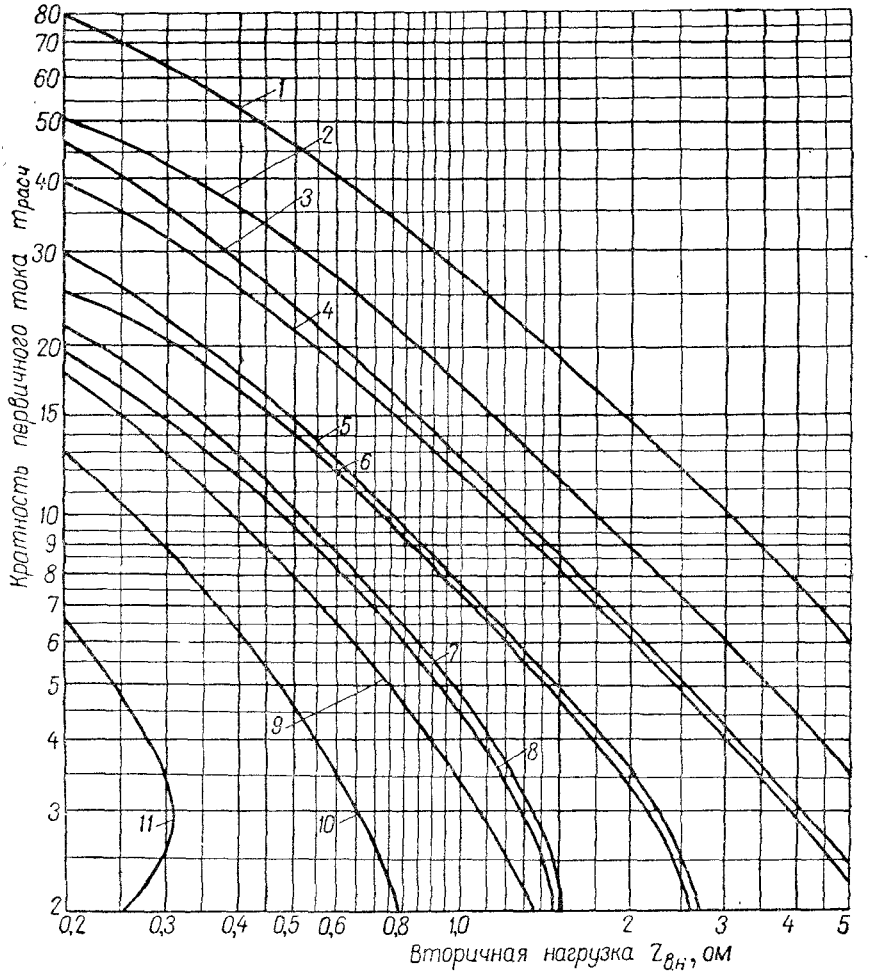


Рис. 89. Кривые 10%-ных погрешностей трансформаторов тока типа ТВД-35.

д) для трансформаторов тока типа ТВ-35 МКП и ТВД-35 МКП — потабл. 39 и кривым на рис. 90;

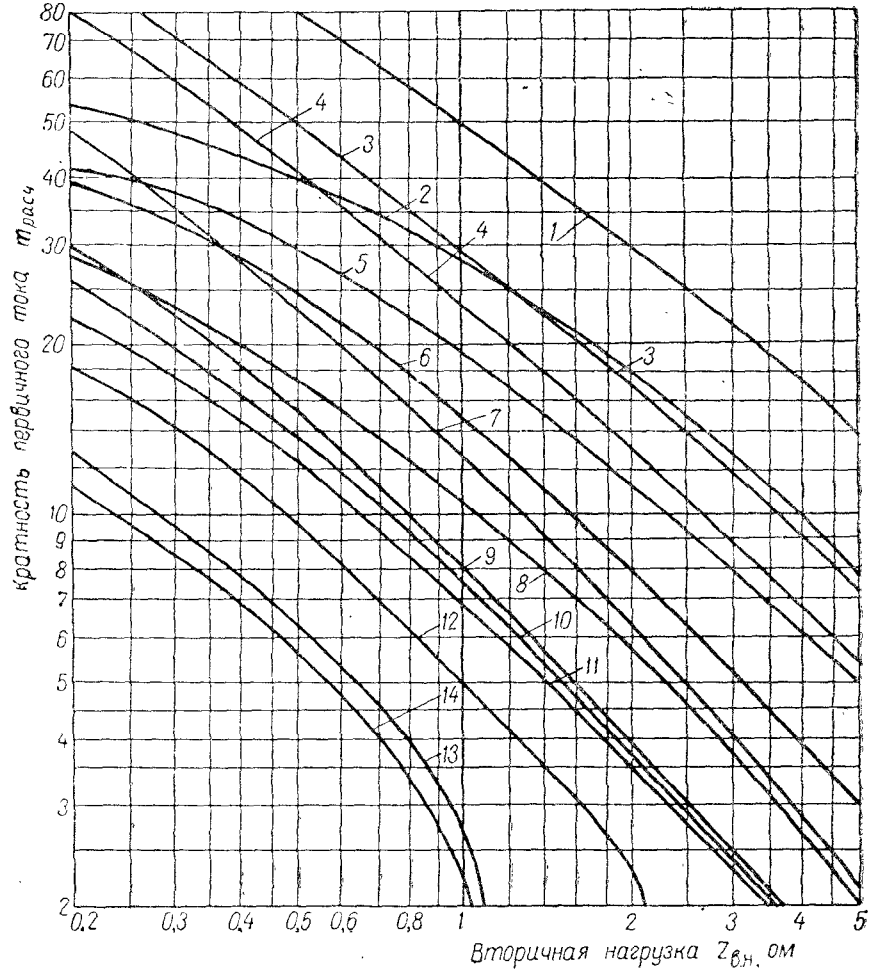


Рис. 90. Кривые 10%-ных погрешностей трансформаторов тока типа ТВД-35 МКП и ТВ-35 МКП.

Таблица 39

Данные для определения 10%-ной погрешности трансформаторов тока типа ТВ-35 МКП и ТВД-35 МКП по кривым на рис. 90

Номинальный ток, *а*	Первичный ток, *а*	Номер кривой	Номинальный ток, *а*	Первичный ток, *а*	Номер кривой
1500	1500	*1*	300	600	*8*
1000	1500	*2*	200	200	*9*
750	1500	*3*	200	300	*10*
600	600	*4*	200	600	*11*
600	1500	*5*	150	200 и 300	*12*
400	600	*6*	100	200	*13*
300	300	*7*	100	300	*14*

е) для трансформаторов тока типа ТВ-110 и ТВД-110 — по табл. 40 и кривым на рис. 91;

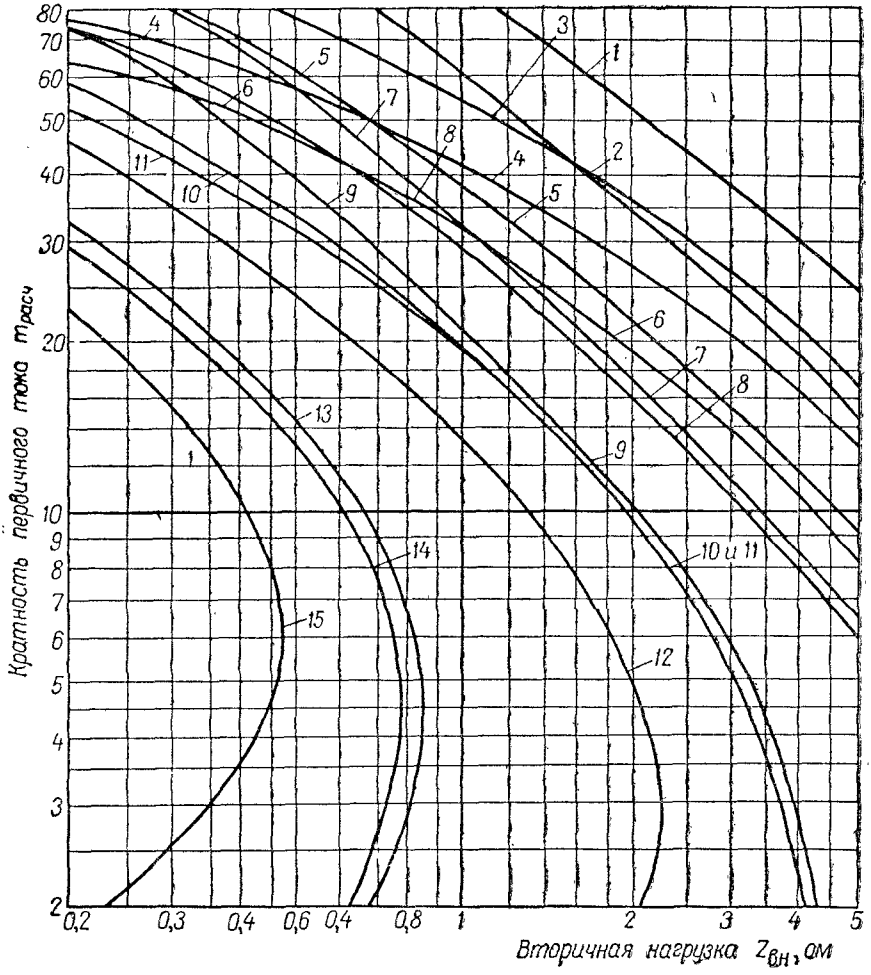


Рис. 91. Кривые 10%-ных погрешностей трансформаторов тока типа ТВД-110 и ТВ-110.

Пример 16. Рассчитать защиту линии 35 *кв* с реле прямого действия по следующим данным:

1. Линия 35 *кв* с $l = 10$ *км* питает понизительную подстанцию с одним трансформатором мощностью 3200 *ква*, соединение обмоток у которого Y/Δ-11;
2. Максимальный рабочий ток линии $I_{раб.\ макс} = 50$ *а*.
3. Кратность тока нагрузки при самозапуске двигателей, отнесениая к $I_{раб.\ макс}$ $k_c = 1{,}4$.

Таблица 40

Данные для определения 10%-ной погрешности трансформаторов тока типа ТВ-110 и ТВД-110 по кривым на рис. 91

Номинальный ток, *а* . .	1000	750	600		400		300		200			150	100		75
Первичный ток, *а* . . .	1000	1000	600	1000	600	1000	300	600	200	300	600	200 300	200	300	200
Номер кривой	*1*	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*	*11*	*12*	*13*	*14*	*15*
Сопротивление вторичной обмотки, *ом* . . .	0,45	0,77	0,28	0,84	0,344	0,62	0,16	0,326	0,132	0,22	0,310	0,21	0,156	0,204	0,153

Таблица 41

Данные для определения 10%-ной погрешности трансформаторов тока типа ТНД-110 по кривым на рис. 92

Номинальный ток, *а* . .	1000	750	600		400		300		200			150	100	
Первичный ток, *а* . . .	1000	1000	600	1000	600	1000	300	600	200	300	600	200 300	200	300
Номер кривой	*1*	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*	*11*	*12*	*13*	*14*
Сопротивление вторичной обмотки, *ом*	0,45	0,77	0,28	0,84	0,344	0,62	0,16	0,326	0,132	0,22	0,31	0,156	0,204	0,153

ж) для трансформатора тока типа ТНД-110 — по табл. 41 и кривым на рис. 92.

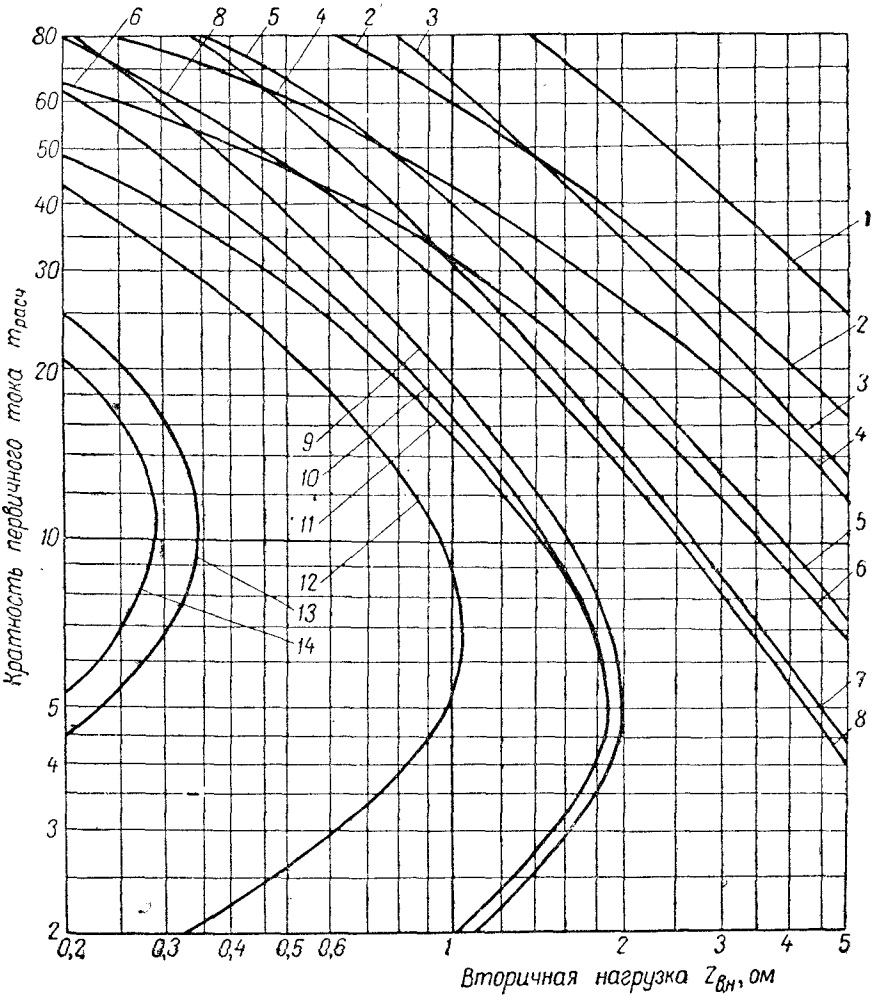


Рис. 92. Кривые 10%-ных погрешностей трансформаторов тока типа ТНД-110.

4. Первичные токи трехфазного короткого замыкания в максимальном и минимальном режимах при к. з. вначале линии $I^{(3)}_{к.\,макс\,1} = 5000$ *а*, $I^{(3)}_{к.\,мин\,1} = 4000$ *а*; при к. з. в конце линии $I^{(3)}_{к.\,макс\,2} = 2500$ *а*, $I^{(3)}_{к.\,мин\,2} = 2000$ *а*; при к. з. на линии низшего напряжения $I^{(3)}_{к.\,макс\,3} = 550$ *а*, $I^{(3)}_{к.\,мин\,3} = 500$ *а*.

Для питания защиты предусматриваются трансформаторы тока типа ТВД-35, встроенные в выключатели.

Принцип выполнения защиты. На линии предусматривается токовая отсечка и максимальная токовая защита от междуфазных к. з. с реле прямого действия РТМ и РТВ.

Токовую отсечку на стороне низкого напряжения трансформатора отстроим от к. з. и проверим по условию обеспечения остаточного напряжения на шинах.

Максимальная токовая защита отстраивается от токов нагрузки с учетом самозапуска двигателей и коэффициента возврата реле РТВ ($k_в$=0,7). Проверяется защита по чувствительности при расчетном к. з. на стороне низкого напряжения. Максимальную токовую защиту выполним по схеме включения реле на фазные токи, а токовую отсечку на разность фазных токов.

Расчет защиты 1. Токовая отсечка, отстроенная от к. з., на стороне нижнего напряжения трансформатора по условию обеспечения остаточного напряжения ($0{,}6U_{ном}$) на шинах питающей подстанции. Минимальное значение тока трехфазного короткого замыкания в начале линии равно 4000 *а* и больше пятикратного значения максимального тока трехфазного короткого замыкания на стороне низшего напряжения трансформатора ($5 \cdot 550 = 2750$ *а*).

2. Ток срабатывания реле токовой отсечки

$$i_{сРТМ} = k_н k_{сх} \frac{I^{(3)}_{к.\,макс}}{n_т} = 2 \cdot \sqrt{3}\,\frac{550}{20} = 95\ а,$$

где $n_т = \frac{100}{5} = 20$ для принятого трансформатора тока ТВД-35 (табл. 51, положение I — 3).

Ток срабатывания реле максимальной токовой защиты определяется по формуле

$$i_{сРТВ} = \frac{k_н k_с k_{сх}}{k_в} \cdot \frac{I_{раб.\,макс}}{n_т} = \frac{1{,}2 \cdot 1{,}4 \cdot 1}{0{,}7} \cdot \frac{50}{20} = 6\ а.$$

Уставки реле $i_{уРТМ} = 100\ а$ и $i_{уРТВ} = 6\ а$.

3. Проверяем чувствительность максимальной токовой защиты при двухфазном к. з. на стороне низкого напряжения трансформатора

$$\frac{I^{(3)}_{к.\,мин}}{I_{раб.\,макс}} \geqslant \frac{k_ц k_н k_с k_{сх}}{k_в k_п};$$

$$\frac{500}{50} = 10 > \frac{1{,}5 \cdot 1{,}2 \cdot 1{,}4 \cdot 2}{0{,}7 \cdot 1} = 7{,}15,$$

где $\frac{k_п}{k_{сх}} = \frac{1}{2}$ для схем с РТВ, включенными на фазные токи при двухфазных к. з. за трансформатором Y/Δ-11.

Чувствительность максимальной токовой защиты хорошая.

4. Проверим трансформаторы тока по 10%-ной погрешности при токе срабатывания реле токовой отсечки.

Нагрузка на трансформаторы тока

$$z_н = z_{РТМ} + z_{РТВ}.$$

Сопротивления реле $z_{РТМ}$ и $z_{РТВ}$ определим по кривой (рис. 72)

$$m_{расч} = \frac{1{,}1 i_{уРТМ}}{i_{в.\,ном}} = \frac{1{,}1 \cdot 100}{5} = 22.$$

$z_{РТМ} = 0$ и $z_{РТВ} = 0{,}9$ *ом* (для $i_{уРТВ}$), тогда $z_н = 0 + 0{,}9 = 0{,}9$ *ом*.

По кривым (рис. 89) для трансформатора тока типа ТВД-35 при расчетной кратности первичного тока $m_{расч} = 22$ $z_{н.\,доп} < 0{,}2$ *ом*, т. е. данная нагрузка

на трансформатор больше допустимой. Для снижения нагрузки загрубляем максимальную токовую защиту и переходим к наибольшему возможному коэффициенту трансформации, т. е. $n_т = \frac{200}{5}$.

Токи срабатывания реле РТМ

$$i_{сРТМ} = k_н k_{сх} \frac{I^{(3)}_{к.\,макс}}{n_т} = 2 \cdot \sqrt{3} \frac{550}{40} = 47{,}5\ а.$$

Ток срабатывания реле РТВ

$$i_{сРТВ} = \frac{1{,}2 \cdot 1{,}4}{0{,}7} 1 \cdot \frac{50}{40} = 3\ а.$$

По табл. 24 определяем уставки реле $i_{уРТМ} = 50\ а$ и $i_{уРТВ} = 5\ а$

$$m_{расч} = \frac{1{,}1 \cdot i_{уРТМ}}{i_{в.\,ном}} = \frac{1{,}1 \cdot 50}{5} = 11.$$

По кривой (рис. 72) в этом случае нагрузка на трансформаторы тока

$$z_н = z_{РТМ} + z_{РТВ} = 0 + 1{,}4 = 1{,}4\ ом.$$

Допустимая нагрузка при $m_{расч} = 11$ на ТВД-35 по рис. 89, $z_{н.\,доп} = 0{,}7\ ом$. Нагрузка на трансформатор тока больше допустимой, поэтому принимаем последовательное соединение двух трансформаторов тока, допустимая нагрузка на которые увеличится вдвое и $z_{н.\,доп} = 1{,}4\ ом$. В этом случае защита будет работать надежно, а трансформаторы тока — с допустимыми погрешностями.

Пример 17. Рассчитать защиту линии 35 *кв* с данными примера 16 и питанием оперативных цепей от промежуточных насыщающихся трансформаторов тока.

Принцип выполнения защиты. Предусматриваем мгновенную токовую отсечку и максимальную токовую защиту с ограниченно зависимой характеристикой выдержек времени. Токовую отсечку отстроим от к. з. за трансформатором (с низкой стороны), а максимальную токовую защиту — от рабочих токов линии с учетом самозапуска двигателей потребителей. Принимаем схему включения двух реле ИТ-81 на фазные токи.

Проверка возможности выполнения токовой отсечки по условиям чувствительности в конце защищаемой линии. Для принятой схемы включения реле ИТ-81 необходимая чувствительность отсечки при ее отстройке от к. з. за трансформатором будет обеспечена, если

$$\frac{I^{(3)}_{к.\,мин\,2}}{I^{(3)}_{к.\,макс\,3}} \geqslant \frac{2 k_н k_ч}{\sqrt{3}},$$

где $\frac{2}{\sqrt{3}}$ — коэффициент, учитывающий снижение тока короткого замыкания при двухфазном к. з.,

$$\frac{2000}{550} = 3{,}6 > \frac{2 \cdot 1{,}5 \cdot 1{,}5}{\sqrt{3}} = 2{,}6.$$

Токовая отсечка будет иметь достаточную чувствительность при к. з. в конце линии.

Проверка возможности выполнения максимальной токовой защиты по условиям чувствительности при к. з. за

трансформатором. Чувствительность максимальной токовой защиты проверяется по формуле

$$\frac{I^{(3)}_{\text{к. мин 3}}}{I_{\text{раб. макс}}} \geqslant \frac{k_{\text{ч}} k_{\text{н}} \kappa_{\text{с}} k_{\text{сх}}}{k_{\text{в}} k_{\text{п}}},$$

где $\frac{k_{\text{п}}}{k_{\text{сх}}} = \frac{1}{2}$ — учитывает включение реле на фазные токи при присоединении обмоток трансформатора Y/Δ-11;

$k_{\text{в}} = 0{,}85$ — коэффициент возврата для реле ИТ-81;

$\kappa_{\text{с}} = 1{,}4$ — расчетная кратность токов нагрузки при самозапуске двигателей, отнесенная к $I_{\text{раб. макс}}$ (принято по условию прежнего примера);

$k_{\text{н}} = 1{,}2$ — коэффициент надежности реле ИТ-81,

$$\frac{500}{50} = 10 > \frac{1{,}5 \cdot 1{,}2 \cdot 1{,}4}{0{,}85 \cdot 2} = 5{,}9.$$

Максимальная защита при к. з. за трансформатором (с низкой стороны) работает надежно.

Выбор коэффициента трансформации трансформатора $n_{\text{т}}$ и расчет уставок защиты. Промежуточные трансформаторы (ТКБ) и реле защиты можно включать на одни и те же или на отдельные трансформаторы тока.

Рассмотрим схему включения ТКБ и реле защиты на общие трансформаторы тока, учитывая, что эта схема более экономична.

Для данного варианта чувствительность по току отключения обеспечивается, если $n_{\text{т}} \leqslant \frac{I_{\text{с. м. т}}}{4{,}9}$, где $I_{\text{с. м. т}} = \frac{k_{\text{н}} \kappa_{\text{с}}}{k_{\text{в}}} I_{\text{раб. макс}}$ — расчетный первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты

$$n_{\text{т. расч}} \leqslant \frac{I_{\text{раб. макс}} k_{\text{н}} \kappa_{\text{с}}}{49 \cdot k_{\text{в}}} = \frac{50 \cdot 1{,}2 \cdot 1{,}4}{4{,}9 \cdot 0{,}85} = 20.$$

Принимаем трансформатор тока с коэффициентом трансформации $n_{\text{т}} = \frac{100}{5} = 20$.

Ток срабатывания токовой отсечки

$$i_{\text{с. отс}} = k_{\text{н}} k_{\text{сх}} \frac{I^{(3)}_{\text{к. макс}}}{n_{\text{т}}} = 1{,}2 \cdot 1 \frac{500}{20} = 30\ a.$$

Ток срабатывания максимальной токовой защиты

$$i_{\text{с. м. т}} = \frac{k_{\text{н}} k_{\text{сх}}}{k_{\text{в}}} \kappa_{\text{с}} \frac{I_{\text{раб. макс}}}{n_{\text{т}}} = \frac{1{,}2 \cdot 1 \cdot 1{,}4}{0{,}85} \cdot \frac{50}{20} = 4{,}95\ a.$$

По табл. 26 выбираем уставки реле ИТ-81 $i_{\text{у. м. т}} = 5\ a$ и $i_{\text{у. отс}} = 30\ a$.

Определение нагрузки на трансформаторы тока. При совместном включении ТКБ и реле защиты по условиям 10%-ной погрешности нагрузка на трансформаторы тока не должна превышать допустимой.

Расчетная кратность первичных токов трансформаторов тока

$$m_{\text{расч}} = \frac{1{,}1 \cdot i_{\text{у. отс}}}{i_{\text{в. ном}}} = \frac{1{,}1 \cdot 30}{5} = 6{,}6.$$

По расчетной кратности и кривым (рис. 74)

$$z_р = 0{,}21 \text{ ом и } z_{ТКБ} = 0{,}85 \text{ ом при } i_{у.м.т} = 5 \text{ а}.$$

Если принять длину медных проводников от трансформатора тока до защиты $l = 30$ м сечением $S = 4$ мм^2, то

$$R = \rho \frac{l}{S} = 0{,}0175 \frac{30}{4} = 0{,}13 \text{ ом}.$$

Тогда нагрузка на трансформаторы тока при токе срабатывания отсечки

$$z_н = z_р + z_{ТКБ} + 2R_{пр} = 0{,}21 + 0{,}85 + 2 \cdot 0{,}13 = 1{,}32 \text{ ом}.$$

По кривым 10%-ной погрешности (рис. 88, 89) при расчетной кратности $m = 6{,}6$ и $n_т = \frac{100}{5}$ допустимое сопротивление нагрузок для трансформаторов тока ТВ-35 $z_{н.доп} = 0{,}4$ ом и для ТВД-35 $z_{и.доп} = 0{,}65$ ом.

В данном случае совместное включение реле защиты и ТКБ на одни трансформаторы тока невозможно, так как $z_н = 1{,}32 > z_{н.доп}$.

Загрубим чувствительность максимальной токовой защиты, что дает возможность повысить коэффициент трансформации трансформаторов тока и, следовательно, снизить расчетную кратность и увеличить допустимую нагрузку на трансформаторы тока. При этом

$$\frac{I^{(3)}_{к.мин.з}}{I_{раб.макс}} = \frac{500}{50} = 10 \text{ и } \frac{k_ч k_н \kappa_с k_{сх}}{k_в k_п} = 5{,}9.$$

Максимальное значение коэффициента надежности

$$k_{и.макс} = \frac{10 \cdot k_в \cdot k_п}{k_ч \kappa_с k_{сх}} = \frac{10 \cdot 0{,}85 \cdot \frac{1}{2}}{1{,}5 \cdot 1{,}2 \cdot 1{,}4} = 1{,}7.$$

Для найденного максимального коэффициента надежности $k_{и.макс} = 1{,}7$ определим первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты и коэффициент трансформации трансформаторов тока:

$$I_{с.м.т} = \frac{k_{и.макс} \kappa_с}{k_в} I_{раб.макс} = \frac{1{,}7 \cdot 1{,}4}{0{,}85} 50 = 140 \text{ а};$$

$$n_{т.расч} \leqslant \frac{140}{4{,}9} = 28{,}5.$$

Принимаем трансформатор тока с коэффициентом трансформации

$$n_т = \frac{150}{5} = 30.$$

Ток срабатывания токовой отсечки определится формулой

$$i_{с.отс} = k_н k_{сх} \frac{I^{(3)}_{к.макс}}{n_т} = 1{,}7 \cdot 1 \cdot \frac{500}{30} = 28 \text{ а}.$$

Ток срабатывания максимальной токовой защиты

$$i_{с.м.т} = \frac{1{,}7 \quad 1 \cdot 1{,}4}{0{,}85} \cdot \frac{50}{30} = 4{,}5 \text{ а}.$$

Расчетная кратность первичных токов трансформаторов тока

$$m_{расч} = \frac{1{,}1 \cdot i_{у.отс}}{i_{в.ном}} = \frac{1{,}1 \cdot 28}{5} = 6{,}1.$$

По расчетной кратности и кривым (рис. 78)

$$z_р = 0{,}25 \text{ и } z_{ТКБ} = 0{,}85 \text{ при } i_{с.\,м.\,т} = 4{,}7\ а.$$

Нагрузка на трансформаторы тока при токе срабатывания отсечки

$$z_н = z_р + z_{ТКБ} + 2R_{пр} = 0{,}25 + 0{,}85 + 2 \cdot 0{,}13 = 1{,}36\ ом.$$

По кривым 10%-ной погрешности (рис. 88, 89) определим допустимые нагрузки на трансформаторы тока при расчетной кратности $m = 6{,}1$.

Для ТВ-35 $z_{н.\,доп} = 0{,}51$, для ТВД-35 $z_{н.\,доп} = 0{,}85$.

Как видно из расчетов $z_н = 1{,}36 > z_{н.\,доп} = 0{,}85$ (для ТВД-35). В данном случае необходимо включить реле и ТКБ на два последовательно соединенных трансформатора тока типа ТВД-35 и проверить их работу.

Нагрузка на трансформаторы тока при условиях срабатывания максимальной токовой защиты и ТКБ определяется по кривым: для реле по $m_{расч} = 6{,}1$ и рис. 78 $z_р = 0{,}25\ ом$, для ТКБ по $i_{1ТКБ} = 5\ а$ и рис. 85 $z_{х.\,х} = 5\ ом$.

Определим полную нагрузку на трансформаторы тока. Допустимое сопротивление нагрузки определяем при первичном токе срабатывания максимальной токовой защиты $I_{1у.\,м.\,т} = i_{у.\,м.\,т} n_т = 5 \cdot 30 = 150\ а$ по формуле

$$z_{н.\,доп} = z_н - z_2,$$

где $z_н = 1{,}6\ ом$ — допустимое сопротивление всей цепи, определяемое по кривым на рис. 79;

$z_2 = 0{,}18\ ом$ — сопротивление вторичной обмотки трансформатора тока, определяемое по табл. 33 и 34;

$$z_{н.\,доп} = 1{,}6 - 0{,}18 = 1{,}42\ ом < z_н = 5{,}51\ ом.$$

В дальнейшем не представляется возможности увеличить ток срабатывания максимальной токовой защиты, поэтому принимаем окончательное решение перейти к схеме с раздельным включением ТКБ и реле защиты на трансформаторы тока с коэффициентом трансформации $n_т = \frac{150}{5} = 30$. Дальнейшее увеличение коэффициента трансформации нежелательно, так как это приводит к снижению чувствительности по току отключения.

Допустимые и действительные сопротивления для принятого коэффициента трансформации трансформатора тока $n_т = \frac{150}{5} = 30$ можно использовать из прежних расчетов, если реле включены на один трансформатор тока

$$z_н = z_р + 2R_{пр} = 0{,}25 + 2 \cdot 0{,}13 = 0{,}51\ а;$$

для ТВ-35 $z_{н.\,доп.} = 0{,}51$;

для ТВД-35 $z_{н.\,доп} = 0{,}85$.

Можно использовать любой из указанных трансформаторов тока.

На трансформатор тока с подключенным ТКБ

$$z_н = z_{ТКБ} + 2R_{пр} = 3{,}1 + 2 \cdot 0{,}13 = 3{,}36\ ом,$$

где $z_{ТКБ} = 3{,}1$ указано в методике расчета.

По табл. 33, 34 указанному сопротивлению нагрузки соответствуют следующие токи отключения:

для трансформатора тока ТВ-35 $I_{откл} = 203\ а$;

для ТВД-35 $I_{откл} = 180\ а$.

Необходимую чувствительность проверяют по току отключения

$$I_{откл} \leqslant k_р I_{у.\,м.\,т}.$$

Для схемы включения двух реле на фазные токи или двух ТКБ $k_р = 1$. Тогда

$$k_р I_{у.м.т} = 140\ а.$$

Пример 18. Рассчитать защиту линии 10 *кв*, выполненную с реле типа ИТ-81, дешунтирующих отключающую катушку.

Основные данные для расчета. 1. Трансформатор заводской подстанции мощностью 560 *ква* с соединением обмоток Y/Δ-11 питается от подстанции, находящейся на расстоянии 2 *км*. Связь между заводской и районной подстанциями выполнена кабелем. Защита установлена у шин подстанции.

2. Токи при трехфазных к. з. для максимального режима на стороне 10 *кв* (в начале линии) $I^{(3)}_{к.макс} = 1500\ а$; для минимального режима на стороне 10 *кв* (в конце линии) $I^{(3)}_{к.мин} = 1200\ а$; для максимального и минимального режимов за трансформатором (сторона низкого напряжения) $I^{(3)}_{к.макс2} = 350\ а$ и $I^{(3)}_{к.мин2} = 300\ а$.

Значением сопротивления кабеля пренебрегаем.

3. Максимальный рабочий ток принимаем равным номинальному току трансформатора, т. е.

$$I_{раб.макс} = \frac{S_т}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{560}{3 \cdot 10{,}0} = 32\ а.$$

4. Кратность тока нагрузки с учетом самозапуска двигателей по отношению $I_{раб.макс}$ принимаем равной $к_с = 3{,}4$.

5. Защита выполнена на трансформаторах тока типа ТПФД-10-Д/З

6. Расстояние от трансформаторов тока до защиты $l = 30\ м$.

Принцип выполнения защиты. На линии предусматриваем токовую отсечку и максимальную токовую защиту с ограниченно зависимой характеристикой выдержки времени.

Токовую отсечку отстроим от к. з. за трансформатором заводской подстанции.

Максимальную токовую защиту отстроим от рабочих токов линии с учетом самозапуска двигателей предприятия.

Сначала схему защиты выполним двумя реле ИТ-81, включенными на фазные токи.

Проверка чувствительности. Проверим возможность выполнения токовой отсечки по условию обеспечения надежной чувствительности при двухфазных коротких замыканиях

$$\frac{I^{(3)}_{к.мин\ I}}{I^{(3)}_{к.макс\ 2}} \geqslant \frac{2 k_н k_ч}{\sqrt{3}};$$

$$\frac{1200}{250} = 4{,}8 > \frac{2 \cdot 1{,}5 \cdot 1{,}5}{\sqrt{3}} = 2{,}6,$$

где $k_н = 1{,}5$ — коэффициент надежности при использовании реле типа ИТ-81 для данной защиты;

$k_ч = 1{,}5$ — коэффициент необходимой чувствительности;

$\frac{2}{\sqrt{3}}$ — коэффициент, позволяющий определить ток двухфазного короткого замыкания по величине тока трехфазного короткого замыкания.

Предусмотренная токовая отсечка удовлетворяет требованию достаточной чувствительности.

Проверим возможность выполнения максимальной токовой защиты, обеспечивающей необходимую чувствительность при к. з. за трансформатором ТП

$$\frac{I^{(3)}_{\text{к. мин}}}{I_{\text{раб. макс}}} \geqslant \frac{k_{\text{ч}} k_{\text{сх}} k_{\text{н}} \kappa_{\text{с}}}{k_{\text{п}} k_{\text{в}}},$$

где $\frac{k_{\text{п}}}{k_{\text{сх}}} = \frac{1}{2}$, как для схемы с включением реле на фазные токи при двухфазных к. з. за трансформатором с группой соединения $\text{Y}/\Delta - 11$;

$$\frac{300}{32} = 9{,}4 < \frac{1{,}5 \cdot 1{,}2 \cdot 3{,}4}{\frac{1}{2} \cdot 0{,}85} = 14{,}3,$$

поэтому с включением реле на фазные токи выполнить максимальную токовую защиту невозможно.

Принимаем схему включения двух реле на фазные токи и третьего на сумму токов двух фаз. Для этой схемы $\frac{k_{\text{п}}}{k_{\text{сх}}} = 1$.

Условие необходимой чувствительности при к. з. для принятой схемы определится таким неравенством:

$$\frac{300}{32} = 9{,}4 > \frac{1{,}5 \cdot 1{,}2 \cdot 3{,}4}{1 \cdot 0{,}85} = 7{,}1.$$

Условие чувствительности работы принятой защиты выполняется, и подтверждается возможность резервирования защит низкой стороны трансформатора заводской подстанции.

Выбор коэффициентов трансформации трансформаторов тока. Рассмотрим включение реле защиты и отключающих катушек на общие и на разные трансформаторы тока.

1. Включение реле защит и отключающих катушек на общие трансформаторы тока. По условию обеспечения возможности дешунтирования цепи отключения контактами реле ИТ-81 минимальное значение коэффициента трансформации

$$n_{\text{т}} \geqslant \frac{I^{3}_{\text{к. макс}}}{50} = \frac{1500}{50} = 30.$$

По условию обеспечения чувствительности цепи отключения

$$i_{\text{откл}} \leqslant k_{\text{р}} \frac{I_{\text{у. м. т.}}}{n_{\text{т}}},$$

откуда максимальное значение коэффициента трансформации с учетом двойной чувствительности одной из отключающих катушек

$$n_{\text{т}} \leqslant \frac{I_{\text{у. м. т.}}}{i_{\text{откл}}} = 0{,}5 \frac{I_{\text{у. м. т.}}}{i_{\text{откл}}}.$$

Принято считать, что минимальное значение тока срабатывания катушки $i_{\text{откл}} = 3{,}5$ *а*, при этом $z_{\text{откл}} = 3{,}2$ *ом*.

$$I_{\text{с. м. т}} = \frac{k_{\text{н}} \kappa_{\text{с}}}{k_{\text{в}}} I_{\text{раб. макс}} = \frac{1{,}2 \cdot 3{,}4}{0{,}85} 32 = 154 \text{ а},$$

тогда

$$n_{\text{т}} = 0{,}5 \frac{I_{\text{у. м. т}}}{3{,}5} = \frac{0{,}5 \cdot 154}{3{,}5} = 22.$$

Два указанных условия невозможно выполнить при $n_т = 22$, поэтому загрубляем защиту до

$$k'_н = \frac{I^3_{к.\,мин} k_в}{I_{раб.\,макс} k_ч \kappa_с} = \frac{9{,}4 \cdot 0{,}85}{1{,}2 \cdot 3{,}4} = 1{,}95.$$

Ток срабатывания максимальной токовой защиты при новом коэффициенте надежности

$$I_{с.\,м.\,т} = \frac{k'_н \kappa_с}{k_в} I_{раб.\,макс} = \frac{1{,}9 \cdot 3{,}4}{0{,}85} 32 = 245\ а.$$

Максимальное значение коэффициента трансформации определится по выражению

$$n_{т.\,расч} \geqslant \frac{0{,}5 \cdot 245}{3{,}5} = 35.$$

Принимаем трансформатор тока типа ТПФД-10-Д/3 при $n_т = \frac{150}{5} = 30$.

Выбор уставки защит. Для отсечки ток срабатывания

$$i_{с.\,отс} = k_{н.\,отс} k_{сх} \frac{I^3_{к.\,макс}}{n_т} = 1{,}2 \cdot 1 \frac{350}{30} = 14\ а;$$

для максимальной токовой защиты

$$i_{с.\,м.\,т} = \frac{k_н \kappa_с k_{сх}}{k_в} \cdot \frac{I_{раб.\,макс}}{n_т} = \frac{1{,}2 \cdot 3{,}4 \cdot 1}{0{,}85} \cdot \frac{32}{30} = 5{,}15\ а.$$

По табл. 24 принимаем уставки для максимальной защиты $i_{у.\,м.\,т} = 5\ а$ и для отсечки $i_{у.\,отс} = 15\ а$.

Определение нагрузки на трансформаторы тока. Нагрузку на трансформаторы тока проверяем для двух режимов: при токе срабатывания отсечки и шунтированной отключающей катушке и при токе срабатывания максимальной токовой защиты и дешунтированной цепи отключения.

Расчетная кратность первичных токов трансформаторов тока

$$m_{расч} = \frac{1{,}1\, i_{у.\,отс}}{n_{в.\,т.\,т}} = \frac{1{,}1 \cdot 15}{5} = 3{,}3.$$

Для первого режима

$$z_{н.\,отс} = z_{р.\,отс} + 2R_{пр} = 0{,}4 + 2 \cdot 0{,}13 = 0{,}66\ ом$$

($z_{р.\,отс} = 0{,}4$ по кривой (рис. 78) при $m_{расч} = 3{,}3$ и $i_{у.\,м.\,т} = 5\ а$; $R_{пр}$ взято из примера 17).

Допустимое сопротивление на трансформатор тока $z_{доп} = 4\ ом$ [по кривой (рис. 87) при $m_{расч} = 3{,}3$].

$$z_{доп} > z_{н.\,отс}.$$

2. При включении реле защиты и отключающих катушек на разные трансформаторы тока

$$z_{н.\,м.\,т} = z_{р.\,м.\,т} + z_{о.\,к} + 2R_{пр} = 0{,}6 + 3{,}2 + 2 \cdot 0{,}13 = 4{,}06\ ом,$$

где

$$z_{р.\,м.\,т} = \frac{S_{с.\,р}}{i^2_{у.\,м.\,т}} = \frac{15}{5^2} = 0{,}6;$$

$z_{о.\,к} = 3{,}2\ ом$ — сопротивление отключающей катушки при токе срабатывания максимальной токовой защиты.

По кривым (рис. 79) для $I_1 = n_т I_{у.м.т} = 30 \cdot 5 = 150$ *а*;

$$z_{н.доп} = z_{р.м.т} + z_2 = 4{,}3 + 0{,}47 = 4{,}77 \text{ } ом,$$

где $z_2 = 0{,}47$ по табл. 33 — 34 для трансформатора тока

$$z_{н.доп} > z_{н.м.т}.$$

Надежность отключения обеспечена и по току срабатывания отключающей катушки и по надежности срабатывания реле.

Защиту необходимо выполнить на трансформаторах тока ТПФД-10 при коэффициенте трансформации $n_т = \frac{150}{5} = 30$.

§ 48. ВИДЫ ЗАЩИТ БЛОКОВ ГЕНЕРАТОР — ТРАНСФОРМАТОР (АВТОТРАНСФОРМАТОР)

Для блоков генератор—трансформатор рекомендуются следующие виды защит:

1. Защита от многофазных замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах.

В блоках до 50 тыс. *квт* при наличии выключателя между генератором и трансформатором применяется отдельная продольная дифференциальная токовая защита генератора, а при отсутствии выключателя — дифференциальная токовая защита блока; в блоках до 50 тыс. *квт* и больше — одновременно та и другая (в любом случае).

2. Защита от многофазных замыканий в обмотках трансформатора, на их выводах и на соединениях трансформатора с шинами. При наличии выключателя между генератором и трансформатором применяется отдельная продольная дифференциальная токовая защита трансформатора, а при отсутствии указанного выключателя — общая продольная дифференциальная защита блока.

3. Односистемная поперечная дифференциальная токовая защита от замыканий между витками одной фазы в обмотке статора генератора с выведенными параллельными ветвями обмотки, соединенными в звезду.

4. Защита напряжения нулевой последовательности от замыканий на землю на стороне генераторного напряжения.

5. Токовая защита обратной последовательности или максимальная токовая защита с вольтметровой блокировкой, установленная со стороны нулевых выводов генератора, от внешних многофазных замыканий и для резервирования защит, указанных в пунктах 1, 2, 11.

6. Токовая защита нулевой последовательности от внешних замыканий на землю в сети с большим током замыкания на землю для трансформаторов, работающих с заземленной нейтралью.

7. Максимальная токовая защита от симметричных перегрузок, использующая ток одной фазы. Защита устанавливается со стороны нуля выводов генератора, а при трехобмоточном трансформаторе

или автотрансформаторе дополнительно — со стороны среднего и высшего напряжения.

8. Токовая защита с четырехплечным мостом от появления второго замыкания на землю в цепи ротора турбогенераторов.

9. Защита с наложением напряжения от постороннего источника от замыкания на землю в одной точке в цепи ротора гидрогенератора.

10. Защита от повышения напряжения в обмотках статора гидрогенератора, использующая одно междуфазное напряжение.

11. Газовая защита от внутренних повреждений трансформатора и снижения уровня масла.

Для генераторов мощностью 50 тыс. *квт* и больше предусматривается защита от токов обратной последовательности.

Для автотрансформаторов с добавочными трансформаторами, регулирующими напряжение под нагрузкой, дополнительно предусматриваются следующие виды защит:

а) продольная дифференциальная токовая защита и максимальная токовая защита от многофазных замыканий в обмотках и на выводах добавочных трансформаторов;

б) газовая защита от замыканий внутри корпуса добавочных трансформаторов и от понижения уровня масла.

Отдельная продольная дифференциальная защита генераторов, указанная в пунктах 1 и 3, действует на отключение выключателей и включение устройства автоматического гашения поля (АГП), а для гидростанций действует на остановку турбины и вводится противопожарное устройство на ГЭС без постоянного дежурства персонала на щите управления.

Общая продольная дифференциальная защита блока, указанная в пунктах 1 и 2, действует на отключение всех выключателей блока и АГП, а на гидростанциях — также на остановку турбины.

Защиты, указанные в пунктах 4 и 9, действуют на сигнал, а указанные в пунктах 8 и 11 — на сигнал или отключение. Защита, указанная в пункте 5, при резервировании ею отключения короткого замыкания на смежных линиях действует на отключение выключателей соответствующих сторон блока или на отключение всех выключателей и АГП блоков с двухобмоточными трансформаторами при отсутствии выключателя в цепи ответвления на собственные нужды.

Для гидростанций в зависимости от режима работы (наличие резерва мощности и т. п.) эти защиты действуют также и на остановку турбин. При резервировании ими основных защит блоков они действуют на отключение всех выключателей блоков и АГП, а для гидростанций — также и на остановку турбин.

Защиты по пункту 6 в схемах блоков с двухобмоточными трансформаторами при отсутствии выключателя в цепи ответвления на собственные нужды действуют на отключение всех выключателей блока и АГП. В остальных случаях эти защиты действуют только на отключение выключателя любой стороны.

Защита, указанная в пункте 7, на станциях с обслуживающим персоналом действует на сигнал, а на гидростанциях без постоянного обслуживающего персонала защита действует на сигнал, автоматическую разгрузку и, если последняя оказывается неэффективной, на отключение выключателя генератора и на АГП.

Защита по пункту 10 действует на отключение выключателей и на АГП, а в зависимости от режима работы допускается действие этой защиты на остановку турбин.

Дополнительные защиты для генераторов от токов обратной последовательности, при длительном протекании которых возможно повреждение ротора генератора вследствие перегрева, действуют на сигнал, а на гидростанциях без постоянного обслуживающего персонала на щите управления — на отключение.

§ 49. РАСЧЕТ ЗАЩИТ БЛОКОВ ГЕНЕРАТОР — ТРАНСФОРМАТОР (АВТОТРАНСФОРМАТОР)

Общая дифференциальная защита и дифференциальная защита трансформаторов блоков. Приведем основные положения по расчету дифференциальной защиты, выполненной с реле типа РНТ-562, где используется дифференциальная и обе выравнивающие обмотки реле.

Первоначальный ток срабатывания защиты $I_{с.з}$ выбирается по следующим условиям:

1. По условию отстройки от расчетного максимального тока небаланса

$$I_{с.з} \geqslant k_н I_{нб.\,расч}, \tag{283}$$

где $k_н$ — коэффициент надежности, который принимается равным 1, 3.

2. По условию отстройки от броска тока намагничивания при включении трансформатора (автотрансформатора) защищаемого блока или восстановлении на нем напряжения, после отключения короткого замыкания в сети:

для блока генератор — трансформатор

$$I_{с.з} \geqslant kI_{ном};$$

для блока генератор — автотрансформатор

$$I_{с.з} \geqslant kI_{ном.\,тип}, \tag{284}$$

где $I_{ном}$, $I_{ном.\,тип}$ — соответственно номинальный ток трансформатора блока и номинальный ток автотрансформатора блока, соответствующий его типовой мощности;

k — коэффициент отстройки защиты от броска тока намагничивания по номинальному току может приниматься равным 1 — 1,3.

3. По условию отстройки от максимального тока короткого замыкания при повреждении за трансформатором или реактором ответвления собственных нужд

$$I_{\text{с. з}} \geqslant k_{\text{н}} I_{\text{к. з}}, \tag{285}$$

где $I_{\text{к. з}}$ — ток трехфазного короткого замыкания при повреждении за трансформатором или реактором ответвления собственных нужд в максимальном режиме работы станции и системы.

Расчетный ток небаланса $I_{\text{нб. расч}}$ в выражении (283) можно определить как сумму трех составляющих

$$I_{\text{нб. расч}} = I'_{\text{нб. расч}} + I''_{\text{нб. расч}} + I'''_{\text{нб. расч}}, \tag{286}$$

где $I'_{\text{нб. расч}}$ — составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью трансформатора тока;

$I''_{\text{нб. расч}}$ — составляющая тока небаланса, обусловленная регулированием напряжения трансформатора или автотрансформатора блока;

$I'''_{\text{нб. расч}}$ — составляющая тока небаланса, обусловленная неточностью уставки расчетных чисел витков реле.

Все составляющие токов небаланса для трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов рекомендуется определять по уравнениям:

$$I'_{\text{нб. расч}} = k_{\text{одн}} f_i I_{\text{к. макс}};$$

$$I''_{\text{нб. расч}} = \Delta V_\alpha^2 I_{\alpha\,\text{к. макс}} + \Delta V_\beta I_{\beta\,\text{к. макс}};$$

$$I'''_{\text{нб. расч}} = \frac{w_{\text{I расч}} - w_{\text{I уст}}}{w_{\text{I расч}}} I_{\text{Iк. макс}} + \frac{w_{\text{II расч}} - w_{\text{II уст}}}{w_{\text{II расч}}} I_{\text{IIк. макс}}, \tag{287}$$

где $I_{\text{к. макс}}$ — периодическая составляющая тока короткого замыкания при коротком замыкании в наиболее нагруженном трансформаторе тока;

f_i — относительная погрешность трансформаторов тока (принимается равной 0,1, так как трансформаторы тока выбираются по кривым кратностей тока при 10%-ной погрешности);

$k_{\text{одн}}$ — коэффициент однотипности трансформаторов тока, равный 1, при внешних коротких замыканиях на стороне трансформатора (автотрансформатора) защищаемого блока без разветвлений; при внешних к. з. на той стороне, где имеется разветвление, $k_{\text{одн}} = 0{,}5 - 1{,}0$ (меньшее из указанных значений принимается, если трансформаторы тока, установленные на разветвлении, при повреждении обтекаются токами, мало различающимися по величине);

$I_{\alpha\ к.\ макс}$, $I_{\beta\ к.\ макс}$ — периодические составляющие токов короткого замыкания (при расчетном внешнем к. з) в комплектах трансформаторов тока, установленных на сторонах, где производится регулирование напряжения;

ΔV_α и ΔV_β — относительные погрешности, обусловленные регулированием напряжения соответственно на сторонах низшего и высшего напряжений трансформаторов (автотрансформаторов) блока (принимаются равными половине суммарного диапазона регулирования на соответствующей стороне);

$w_{I\,расч}$, $w_{II\,расч}$ — расчетные числа витков реле на сторонах с меньшими вторичными номинальными токами;

$w_{I\,уст}$, $w_{II\,уст}$ — фактически используемые числа витков реле на соответствующих сторонах;

$I_{I\,к.\ макс}$, $I_{II\,к.\ макс}$ — периодические составляющие токов короткого замыкания в трансформаторах тока, установленных на сторонах, где используются фактические числа витков реле.

При регулировании напряжения $I_{I\,к.\ макс} = I_{\alpha\ к.\ макс}$ и $I_{II\,к.\ макс} = I_{\beta\ к.\ макс}$.

Для двухобмоточных трансформаторов составляющие токи небаланса определяются по тем же уравнениям, но без вторых членов.

Чувствительность защиты характеризуется коэффициентом чувствительности $k_ч$, который определяется отношением расчетного тока к. з. в реле к току срабатывания,

$$k_ч = \frac{I_{р.\ расч}}{I_{с.\ р.\ расч}}, \tag{288}$$

где $I_{р.\ расч}$ — расчетный ток в реле при к. з. в зоне защиты, приведенный к основной стороне;

$I_{с.\ р.\ расч}$ — ток срабатывания реле, соответствующий числу витков обмотки реле, установленных на основной стороне.

Минимальный коэффициент чувствительности по ПУЭ допускается равным 2,0.

Продольная дифференциальная токовая защита генератора. *Первичный ток срабатывания защиты* $I_{с.\ з}$ выбирается по условию отстройки от максимального тока небаланса при переходном режиме внешнего короткого замыкания

$$I_{с.\ з} \geqslant k_н I_{нб.\ расч}, \tag{289}$$

где $k_н$ — коэффициент надежности, равный 1,3.

$$I_{нб.\ расч} = k_{а.\ пер} k_{одн} f_i I_{к.\ макс}, \tag{290}$$

где $k_{а.\ пер}$ — коэффициент, учитывающий переходный режим (при выполнении защиты с реле РНТ-562 $k_{а.\ пер} = 1{,}0$, а при выполнении ее с реле ЭТ-520 с добавочными сопротивлениями 5—10 *ом* $k_{а.\ пер} = 1{,}5$—$2{,}0$);

$k_{\text{одн}}$ — коэффициент однотипности трансформаторов тока (принимается равным 0,5);

f_i — относительная погрешность трансформаторов тока (принимается равной 0,1);

$I_{\text{к. макс}}$ — периодическая составляющая тока (в начальный момент к. з.), протекающего через трансформаторы тока при внешнем трехфазном к. з.

В случае выполнения защиты с реле ЭТ-520 и РНТ-562 с током срабатывания бо́льшим номинального вводится дополнительное условие, которое практически является расчетным

$$I_{\text{с. з}} \geqslant k_{\text{н}} I_{\text{ном}}, \tag{291}$$

где $k_{\text{н}}$ — коэффициент надежности, который принимается равным 1,3;

$I_{\text{ном}}$ — номинальный ток генератора.

Условие отстройки от максимального тока при выполнении защиты с током срабатывания, меньшим номинального, с реле РНТ-562 и с устройством контроля исправности ее вторичных цепей определяется выражением

$$I_{\text{с. з}} > 0{,}5 I_{\text{ном}}. \tag{292}$$

При наличии ответвления к трансформатору собственных нужд, входящего в зону действия продольной дифференциальной защиты генератора, ток срабатывания последней должен быть также отстроен от короткого замыкания за трансформатором собственных нужд

$$I_{\text{с. з}} \geqslant k_{\text{н}} I_{\text{к. макс}}, \tag{293}$$

где $k_{\text{н}}$ — коэффициент надежности, принимаемый 1,3;

$I_{\text{к. макс}}$ — максимальный ток трехфазного к. з. за трансформатором собственных нужд при $t = 0$.

Чувствительность защиты определяется коэффициентом

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к. мин}}}{I_{\text{с. з}}},$$

где $I_{\text{к. мин}}$ — минимальный ток замыкания между двумя фазами на выводах генератора при $t = 0$.

По ПУЭ минимальный коэффициент чувствительности рекомендуется принимать равным 2,0.

Односистемная поперечная дифференциальная токовая защита. *Первичный ток срабатывания* защиты должен быть больше максимального тока небаланса в режиме сверхтоков, что обеспечивается выражением

$$I_{\text{с. з}} = (0{,}2 \div 0{,}3)\, I_{\text{ном. ген}}. \tag{294}$$

Для подключения защиты с реле типа ЭТ-521/Ф с диапазоном уставок 1,75—8,8 *а* рекомендуется применять одновитковый трансформатор тока с коэффициентом трансформации $n_{\text{т}} = \frac{600}{5} \div \frac{1500}{5}$.

Токовая отсечка без заземления, выполненная с реле РТМ. *Первичный ток срабатывания защиты* должен быть больше:

а) максимального тока при внешнем к. з.

$$I_{\text{с. з}} \geqslant k_{\text{н}} I_{\text{к. макс}}, \tag{295}$$

где $k_{\text{н}}$ — коэффициент надежности (принимается равным 2,0);
$I_{\text{к. макс}}$ — периодическая составляющая тока к. з. (при $t = 0$), протекающего через трансформатор тока при внешних трехфазных к. з.;

б) тока качаний в случае нарушения устойчивости параллельной работы генераторов

$$I_{\text{с. з}} \geqslant k_{\text{н}} I_{\text{кач}}, \tag{296}$$

где $k_{\text{н}}$ — коэффициент надежности (принимается равным 1,2—1,3);
$I_{\text{кач}}$ — возможный ток качаний.

Значение тока качаний рекомендуется определять по приближенной формуле

$$I_{\text{кач}} = \frac{E'_d + U_{\text{с}}}{x'_d + x_{\text{т}} + x_{\text{с}}}, \tag{297}$$

где E'_d — переходная э. д. с. генератора;
x'_d — переходное реактивное сопротивление генератора;
$U_{\text{с}}$ — напряжение системы (принимается равным номинальному напряжению системы);
$x_{\text{т}}$ — сопротивление трансформатора;
$x_{\text{с}}$ — эквивалентное сопротивление системы.

Чувствительность защиты проверяется по короткому замыканию на выводах генератора в режиме работы данного блока с системой по выражению

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к. мин}}}{I_{\text{с. з}}},$$

где $I_{\text{к. мин}}$ — составляющая тока короткого замыкания между двумя фазами от системы в минимальном режиме работы при $t = 0$.

Минимальное значение коэффициента чувствительности $k_{\text{ч}}$ допускается около 2,0.

Защита от замыканий на землю на стороне генераторного напряжения. *Напряжение срабатывания защиты* от замыканий на землю на стороне генераторного напряжения при выполнении ее на стороне высшего напряжения с действием на сигнал выбирается по условию отстройки от эффективного значения двух напряжений: напряжения внешних частот (в основном тройной частоты), обусловленного искажением синусоидальной формы кривой фазного напряжения генератора, и напряжения основной частоты, обусловленного электростатической индукцией между обмот-

ками высшего и низшего напряжений трансформатора при замыкании на стороне высшего напряжения.

Напряжение срабатывания рассматриваемой защиты с действием на отключение выбирается по условию отстройки только от напряжения высших частот.

Методика расчета напряжений срабатывания данной защиты сложная, поэтому ограничимся выбором такой защиты без расчета и предусмотрим ее выполнение с реле ЭН-526/60 ДМ, для которого напряжение срабатывания принимается равным 15 *в*. При этом указанная защита будет работать с достаточной надежностью и чувствительностью.

Защита от внешних коротких замыканий (максимальная токовая защита с комбинированным пуском реле напряжения). Первичный ток срабатывания защиты определяется по формуле

$$I_{\text{с. з}} = \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{в}}} I_{\text{ном}}, \tag{298}$$

где $k_{\text{н}}$ — коэффициент надежности (принимается 1,1—1,2);

$k_{\text{в}}$ — коэффициент возврата, равный 0,85;

$I_{\text{ном}}$ — номинальный ток цепи, в которой установлена защита.

Напряжение срабатывания устройства фильтр-реле напряжения обратной последовательности принимается равным

$$U_{\text{с. з}} = 0{,}06 U_{\text{ном}},$$

где $U_{\text{с. з}}$ — междуфазное напряжение, минимальное значение которого для реле типа РНФ-1—6 *в*.

Напряжение срабатывания реле минимального напряжения защиты определяется по условию отстройки от режима самозапуска двигателей, а для блоков тепловых станций — по условию отстройки от асинхронного режима.

Для обеспечения условия отстройки от асинхронного режима блоков напряжение срабатывания при питании реле напряжения от трансформаторов напряжения на низкой стороне

$$U_{\text{с. з}} = (0{,}5 \div 0{,}6)\, U_{\text{ном}}; \tag{299}$$

при питании реле напряжения от трансформаторов напряжения на высокой стороне и для гидростанций независимо от места включения реле напряжения (для гидростанций асинхронный режим не допускается)

$$U_{\text{с. з}} = 0{,}7 U_{\text{ном}}. \tag{300}$$

Чувствительность защиты проверяется по коротким замыканиям в конце зоны резервирования.

Для защит, установленных на сторонах высших напряжений (или на генераторном напряжении при отсутствии данных защит на высокой стороне), чувствительность проверяется по коротким

замыканиям в конце линии, а для защит, установленных на всех напряжениях блока, — по коротким замыканиям на шинах высших напряжений.

Чувствительность для реле токовой защиты определяется отношением

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к}}}{I_{\text{с. з}}}, \tag{301}$$

где $I_{\text{к}}$ — ток короткого замыкания между фазами в конце зоны резервирования в режиме, при котором в месте установки реле протекают наименьшие токи.

Чувствительность для устройства фильтр-реле напряжения обратной последовательности

$$k_{\text{ч. и}} = \frac{U_{\text{к}}}{U_{\text{с. з}}}, \tag{302}$$

где $U_{\text{к}}$ — напряжение обратной последовательности в месте установки защиты при к. з. в конце зоны резервирования в режиме, при котором напряжение имеет наименьшее значение.

Для минимального реле напряжения

$$k_{\text{ч. и}} = \frac{U_{\text{с. з}}}{U_{\text{к}}}, \tag{303}$$

где $U_{\text{к}}$ — наибольшее междуфазное напряжение в месте установки защиты в момент к. з. в конце зоны резервирования.

По ПУЭ значения коэффициентов чувствительности $k_{\text{ч. т}}$ и $k_{\text{ч. н}}$ должны быть не менее 1,2.

Для защиты, установленной в цепи генератора, при питании пусковых реле напряжения с шин высшего напряжения чувствительность защиты дополнительно проверяется по к. з. на выводах генераторов и при этом $k_{\text{ч. н}} = 1{,}5$.

Токовая защита обратной последовательности для блоков с двухобмоточными трансформаторами. В данном случае рассчитывается защита обратной последовательности, выполненная с устройством фильтр-реле тока типа РТ-2 (содержащее фильтр и два реле тока).

Ток срабатывания реле защиты выбирается по условию отстройки от тока небаланса фильтра токов обратной последовательности при возможно наибольшем токе перегрузки генератора блока, сопровождающемся снижением частоты системы.

Такой ток срабатывания практически определяется по формуле

$$I_{\text{с. з}} = 0{,}1 I_{\text{ном}}.$$

Кроме этого, следует учитывать, что ориентировочное время работы генератора с протеканием тока обратной последовательности

допускается не более двух минут. При работе более двух минут генератор отключается и ток обратной последовательности исчезает.

В сетях с большим током замыкания на землю дополнительно предусматривается токовая защита нулевой последовательности (от замыканий на землю), поэтому необходимо согласовать по чувстви-

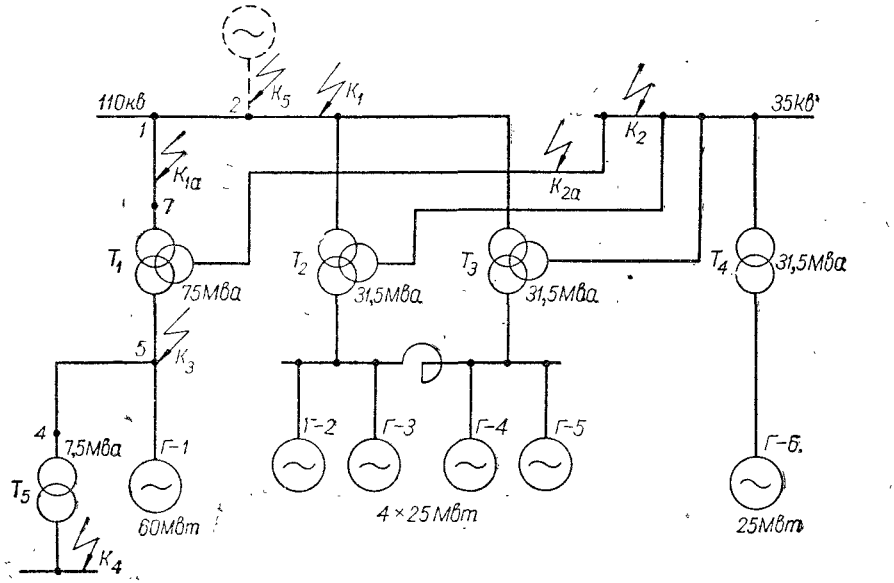


Рис. 93. Расчетная схема токов к. з. к примеру 19.

тельности эту защиту с токовой защитой обратной последовательности.

Чувствительность токовой защиты обратной последовательности определяется коэффициентом чувствительности

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к}}}{I_{\text{с. з}}},$$

где $I_{\text{к}}$ — ток обратной последовательности в месте установки защиты при металлическом к. з. в конце зоны резервирования в режиме, при котором этот ток имеет наименьшее значение.

Коэффициент чувствительности $k_{\text{ч}}$ должен быть не менее 1, 2.

Защита от симметричной перегрузки. Ток срабатывания защиты от перегрузки определяется выражением

$$I_{\text{с. з}} = \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{в}}} I_{\text{ном}},$$

где $k_{\text{н}} = 1{,}05$; $k_{\text{в}} = 0{,}85$.

Пример 19. Рассчитать защиту блока генератор—трехобмоточный трансформатор 10/35/110 *кв* — 75 *Мва*. Характеристики режимов по расчету токов короткого замыкания для схемы, приведенной на рис. 93, указаны в табл. 42.

Таблица 42

Характеристики режимов по расчету токов короткого замыкания для схемы, приведенной на рис. 93

Номер режима	Характеристика режима
I	Максимальный режим (включены все генераторы и система)
II	Минимальный режим (отключены генераторы *Г-2* и *Г-5*)
II—I	Генератор *Г-1* включается при к. з. на выводах 110 *кв* трансформатора T_1 в режиме II (при отключенных выключателях со сторон 110 и 35 *кв*)
II—Ia	Генератор *Г-1* включается при к. з. на выводах 35 *кв* трансформатора T_1 в режиме II (при отключенных выключателях со сторон 110 и 35 *кв*)
II—2	Блок генератор—трансформатор подключен к шинам 110 *кв* и включается при к. з. на выводах 35 *кв*
II—2a	Блок генератор—трансформатор подключен к шинам 35 *кв* и включается при к. з. на выводах 110 *кв*
II—4	Трансформатор T_2 отключен в режиме II

Все значения токов короткого замыкания, рассчитанные для разных режимов и приведенные к напряжению 115 *кв*, сведены в табл. 43.

Выбор защит блока генератор—трансформатор. Для блоков генератор—трансформатор принимаются следующие основные виды защит.

1. Продольная дифференциальная защита от многофазных замыканий в генераторе и трансформаторе и на их выводах; от замыканий между витками одной фазы трансформатора, а также от замыканий на землю в обмотках трансформатора и на выводах их, присоединяемых к сети с большим током замыкания на землю.

Продольная дифференциальная защита блока в связи с отсутствием выключателя между генератором и трансформатором выполняется общей для всего блока (рис. 94).

Дифференциальная защита выполняется с помощью реле РНТ-562, которое состоит из исполнительного органа, представляющего собой электромагнитное реле ЭТ-520, и быстронасыщающегося трансформатора тока (БНТ).

Наличие БНТ позволяет повысить чувствительность защиты, так как вследствие значительного уменьшения составляющей, обусловленной бросками тока намагничивания, а также составляющей, возникающей во время переходного процесса при внешних коротких замыканиях, снижается ток небаланса. При этом представляется возможным выбор тока срабатывания защиты по условию отстройки от токов небаланса при внешних коротких замыканиях без учета апериодической составляющей. Кроме того, в БНТ имеются две уравнительные обмотки, с помощью которых выравниваются вторичные токи, подведенные к защите от трансформаторов тока, установленных на разных сторонах защищаемого блока.

Защита имеет трехрелейное трехфазное исполнение. Трехрелейное исполнение защиты обеспечивает необходимую чувствительность ее к двухфазным замыканиям на стороне высшего напряжения. В схемах предусмотрено устройство контроля исправности цепей трансформаторов тока. Последнее выполняется с помощью реле типа ЭТ-521/2 с раздельным включением обмоток: одна из его обмоток включается в одну из фаз дифференциальной цепи, а другая — в нулевой провод дифференциальной защиты. Реле контроля действует на сигнал.

2. Газовая защита от повреждений внутри кожуха трансформатора и от понижения уровня масла. Газовая защита выполняется с помощью газового реле, реагирующего на снижение уровня масла. При незначительном снижении уровня масла защита действует на сигнал, при дальнейшем снижении защита действует на выходное реле защиты блока. На случай, если контакты газового

Таблица 43

Суммарные токи к. з. в *ка* для режимов схемы, приведенной на рис. 93

Точки короткого замыкания и точки, для которых определены токи к. з	Номера режимов							
	I	II	II—1	II—1а	II—2	II—2а	II—3	II—4
K_1	6,2	5,05	—	—	—	—	—	4,66
1	1,45	1,28	—	—	—	—	—	—
2	2,13	—	—	—	—	—	—	0,182
4	0,336	0,089	—	—	—	—	—	0,16
5	0,065	1,17	—	—	—	—	—	1,17
K_2	5,85	4,52	—	—	—	—	—	4,0
6	1,7	1,64	—	—	—	—	—	1,73
5	1,22	1,28	—	—	—	—	—	1,28
7	0,463	0,335	—	—	—	—	—	0,426
2	0,85	—	—	—	—	—	—	0,75
K_3	5,53	4,95	—	—	—	—	—	4,78
5	2,18	2,22	—	—	—	—	—	2,24
7	1,51	1,32	—	—	—	—	—	1,3
4	1,82	1,41	—	—	—	—	—	1,235
K_4	0,43	0,426	—	—	—	—	—	0,426
5	0,169	0,190	—	—	—	—	—	0,202
7	0,12	0,114	—	—	—	—	—	0,112
4	0,141	0,122	—	—	—	—	—	0,112
K_{1a}	—	—	1,32	—	—	1,74	—	—
5	—	—	—	—	—	0,98	—	—
4	—	—	—	—	—	0,75	—	—
K_{2a}	—	—	—	1,51	2,04	—	—	—
5	—	—	—	—	1,17	—	—	—
7	—	—	—	—	0,865	—	—	—
Токи нулевой последовательности ($3I_0$)								
K_1	6,72	5,41	—	—	—	—	—	3,830
1	2,04	2,08	—	—	—	—	—	—
K_5	5,16	—	—	—	—	—	—	—
1	1,57	—	—	—	—	—	—	—

реле будут замкнуты очень короткое время, предусматривается самоудерживание импульса. Последнее осуществляется сериесными обмотками выходного реле, включенными в цепи отключающих катушек, находящихся под током до завершения операции отключения.

3. *Максимальная токовая защита с вольтметровой блокировкой от сверхтоков, обусловленных внешними замыканиями между фазами.*

Максимальная токовая защита с выдержкой времени и вольтметровой блокировкой применяется в качестве резервной защиты от междуфазных коротких замыканий.

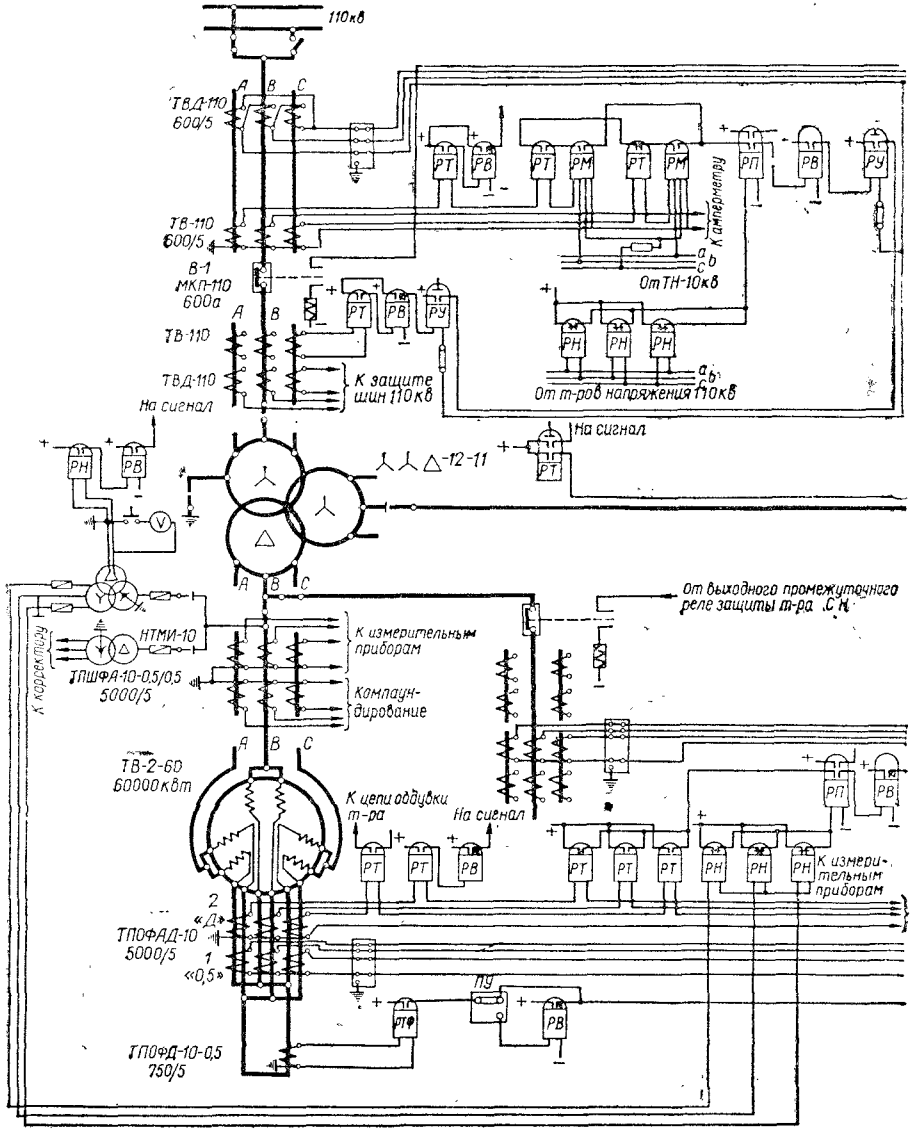
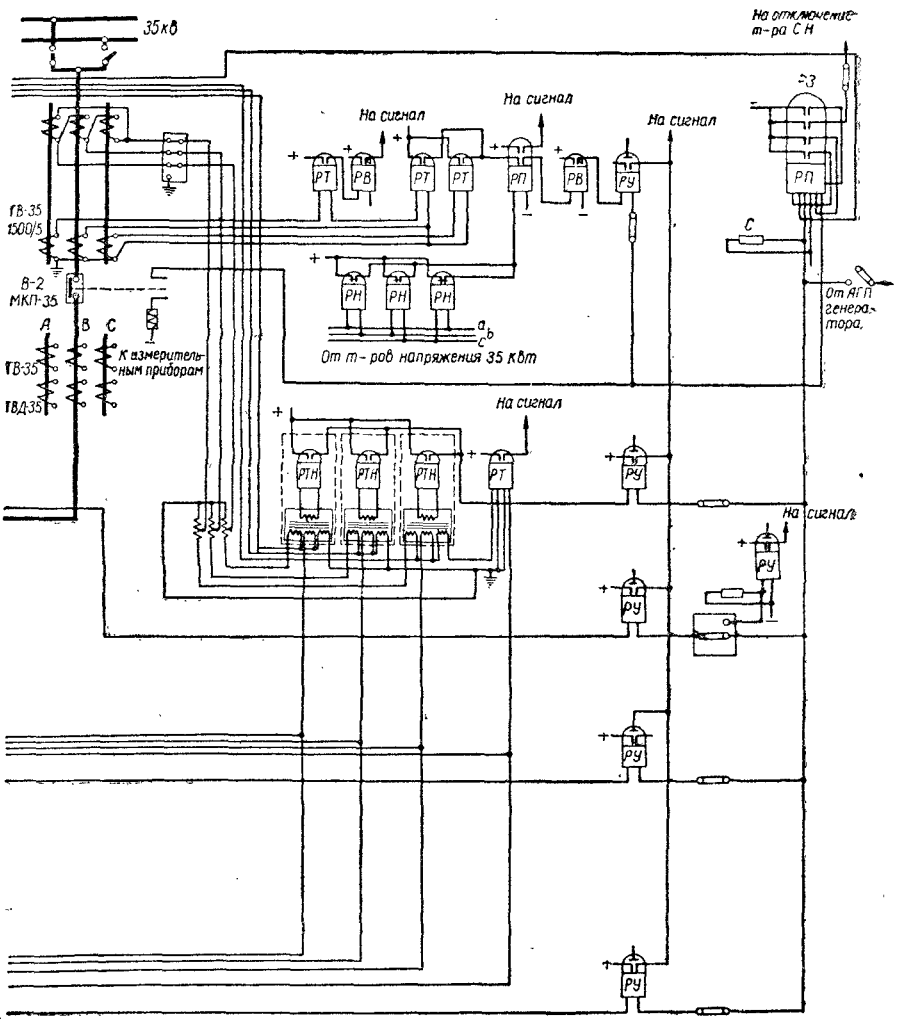


Рис. 94. Расчетная схема защиты блока генератор —



трехобмоточный трансформатор к примеру 19.

Для двухобмоточных блоков защита выполняется на стороне генератора. На трехобмоточном блоке вследствие питания со стороны 110 и 35 *кв* защита предусматривается как на стороне генераторного напряжения, так и на сторонах 110 и 35 *кв*. Защиты, установленные на сторонах 110 и 35 *кв*, действуют на отключение выключателя своего напряжения. При таком выполнении резервирование дифференциальной защиты трансформатора при повреждениях на стороне 110 *кв* осуществляется максимальной токовой защитой генератора, действующей на выходное промежуточное реле защиты блока.

Защита, установленная на стороне 110 *кв*, выполнена направленной в предположении, что выдержки времени резервных защит сети с напряжением 110 *кв* меньше, чем сети с напряжением 35 *кв* (по аналогии с защитами, выполненными для существующих повышающих трехобмоточных трансформаторов). На стороне 35 *кв* защита выполняется с выдержкой времени, большей выдержек времени резервных защит линий и комплекта направленной защиты блока на стороне 110 *кв*. Защита на стороне генераторного напряжения имеет наибольшую выдержку времени и выполняется с действием на отключение всего блока.

4. Максимальная токовая защита нулевой последовательности от сверхтоков, обусловленных внешними замыканиями на землю на стороне 110 *кв*. Максимальная токовая защита нулевой последовательности устанавливается на стороне 110 *кв* дополнительно к максимальной токовой защите, включенной на фазные токи. Защита работает при внешних замыканиях на землю, резервирует соответствующие защиты шин и линий и действует на отключение выключателя на стороне 110 *кв*.

5. Поперечная дифференциальная защита от замыканий между витками одной фазы генератора. Поперечная дифференциальная защита действует без замедления, выполняется с помощью токового реле, подключенного к трансформатору тока, установленному между нейтралями параллельных ветвей обмотки статора. В целях повышения надежности действия токовое реле защиты подключается к трансформатору тока через фильтр высших гармоник (реле типа ЭТ-521/Ф). Для предотвращения отключения генератора при кратковременных переходящих замыканиях на землю в двух точках цепи возбуждения предусматривается перевод рассматриваемой защиты на действие с выдержкой времени.

6. Максимальная токовая защита с действием на сигнал от сверхтоков, обусловленных перегрузками. Защита от перегрузки действует на сигнал с выдержкой времени. Для блоков с двухобмоточными трансформаторами (генератор — трансформатор) защита устанавливается на стороне генератора. Для блока с трехобмоточным трансформатором комплекты защиты от перегрузки установлены с трех сторон. Каждый комплект защиты выполняется с одним токовым реле, действующим на сигнал с выдержкой времени. В приведенных схемах защита выполняется с термически устойчивыми реле времени типа ЭВ-133.

7. Защита максимального напряжения нулевой последовательности, действующая на сигнал, от однофазных замыканий на землю в элементах блока на генераторном напряжении. Защита от однофазных замыканий на землю в системе генераторного напряжения предусматривается с действием на сигнал с выдержкой времени. Защита выполняется с реле типа ЭН-526/60ДМ, подключенному к разомкнутому треугольнику обмотки пятистержневого трансформатора напряжения. В схеме предусмотрен вольтметр, предназначенный для ориентировочного выяснения места замыкания на землю и для периодического замера напряжения небаланса в нормальном рабочем режиме.

8. Защита от двойных замыканий на землю в цепи возбуждения генератора. Комплект защиты включается в работу только при возникновении устойчивого замыкания на землю в одной точке цепи возбуждения. Схема защиты выполнена по принципу моста постоянного тока, плечи которого составляют сопротивления цепи возбуждения и специально предусмотренного потенциометра. Защита действует на сигнал с выдержкой времени. Выдержка времени предотвращает действие защиты при кратковременных замыканиях на землю.

Устанавливаемый комплект защиты ротора типа КЗР-1 содержит реле с двумя обмотками, трансформатор тока и дроссель. Трансформатор тока и дроссель применяются для уменьшения влияния переменной составляющей тока и, следовательно, предотвращения правильного действия защиты.

В схеме предусмотрен вольтметр на номинальное напряжение 3 *в* с нулем посредине шкалы, применяемый для контроля точности установки потенциометра и обнаружения замыкания на землю через большое сопротивление во второй точке цепи возбуждения, когда защита может не действовать из-за недостаточной чувствительности.

Расчет продольной дифференциальной токовой защиты блока генератор—трехобмоточный трансформатор. Выбор коэффициентов трансформации трансформаторов тока и рабочих обмоток реле РНТ-562 произведен в табличной форме (табл. 44).

Таблица 44

Выбор коэффициентов трансформации трансформаторов тока и рабочих обмоток реле РНТ-562

Параметры	Напряжение, *кв*		
	121	38,5	10,5
Номинальный первичный ток, *а*	$I_I = \frac{75\,000}{\sqrt{3}\cdot 121} = 358$	$I_{II} = \frac{75\,000}{\sqrt{3}\cdot 38{,}5} = 1125$	$I_{III} = \frac{75\,000}{\sqrt{3}\cdot 10{,}5} = 4130$
Коэффициент трансформации трансформаторов тока	$n_{т.т} = \frac{600}{5} = 120$	$\frac{1500}{5} = 300$	$\frac{5000}{5} = 1000$
Соединение трансформаторов тока	Δ	Δ	Y
Токи в плечах защиты, *а*	$i_I = \frac{358}{120}\sqrt{3} = 5{,}16$	$i_{II} = \frac{1125}{300}\sqrt{3} = 6{,}5$	$i_{III} = \frac{4180}{1000} = 4{,}18$
Коэффициент трансформации автотрансформатора ВУ-25Б	—	1,5	—
Ток в плече защиты, пониженный с помощью устройства ВУ-25Б, *а*	—	$i = \frac{6{,}5}{1{,}5} = 4{,}34$	—
Расчетный коэффициент трансформации уравнительных обмоток реле РНТ-562	$n_I = 1$	$n_{II} = \frac{5{,}16}{4{,}34} = 1{,}19$	$n_{III} = \frac{5{,}16}{4{,}13} = 1{,}25$
Необходимое количество витков	5	$5 \cdot 1{,}19 = 5{,}95$	$5 \cdot 1{,}25 = 6{,}25$
Принятое число витков	5	6	6
Действительный коэффициент трансформации уравнительных обмоток	$n_y = \frac{5}{5} = 1$	$n_y = \frac{6}{5} = 1{,}2$	$n_y = \frac{6}{5} = 1{,}2$

Выбор схемы включения реле. Наибольший вторичный ток в плече защиты на стороне трансформатора 35 *кв*, поэтому трансформаторы тока этой стороны должны присоединяться непосредственно к дифференциальной обмотке реле, а трансформаторы тока других сторон — к уравнительным обмоткам.

По предварительным расчетам установлено, что сторону 35 *кв* нельзя принять за расчетную, так как ток срабатывания защиты в этом случае получается таким, что реле РНТ-562 не может быть использовано для защиты из-за невозможности установить на нем необходимого числа витков ($w_{\text{мин. уст}} = 4$ при токе срабатывания $i_{\text{с. р. макс}} = 12{,}9$ *а*). Поэтому ток на стороне 35 *кв* уменьшается с помощью автотрансформатора тока типа ВУ-25Б с коэффициентом трансформации $n_{\text{авт}} = 1{,}5$. Тогда номинальный ток в плече защиты со стороны 35 *кв* становится равным $i_{\text{п}} = \frac{6{,}5}{1{,}5} = 4{,}34$ *а*, и расчетной получается сторона 110 *кв* (сторона с наибольшим током в плече защиты).

Определение тока срабатывания защиты. Ток срабатывания определяется по условию отстройки от токов небаланса при внешних коротких замыканиях и по условию отстройки от бросков тока намагничивания.

1. Выбор уставки по условию отстройки токов небаланса при внешних к. з. Расчетным видом короткого замыкания является трехфазное короткое замыкание на выводах 10 *кв* трансформатора собственных нужд при максимальном режиме.

Тогда расчетный (максимальный) первичный ток небаланса $I_{\text{нб. расч}}$ определяется из выражения

$$I_{\text{нб. расч}} = I'_{\text{нб. расч}} + I''_{\text{нб. расч}},$$

где $I'_{\text{нб. расч}}$ — составляющая, обусловленная погрешностью трансформаторов тока;

$I''_{\text{нб. расч}}$ — составляющая, обусловленная регулированием напряжения трансформатора.

$I''_{\text{нб. расч}} = 0$, так как защищаемый трансформатор не имеет регулирования напряжения под нагрузкой, тогда

$$I_{\text{нб. расч}} = I'_{\text{нб. расч}} = k_{\text{одн}} I_{\text{к. з. макс}} f_i = 1 \cdot 0{,}1 \cdot 5530 = 553 \text{ а},$$

где $k_{\text{одн}} = 1$ — коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$f_i = 0{,}1$ — относительная погрешность трансформаторов тока, обтекаемых током $I_{\text{к. з. макс}} = 5530$ *а* (табл. 43, режим I, K_3).

Первичный ток срабатывания защиты

$$I_{\text{с. з}} = k_{\text{н}} I_{\text{нб. расч}} = 1{,}3 \cdot 553 = 720 \text{ а},$$

где $k_{\text{н}} = 1{,}3$ — коэффициент надежности.

2. Выбор уставки по условию отстройки от бросков тока намагничивания. Ток срабатывания защиты

$$I_{\text{с. з}} = kI_{\text{ном}},$$

где $I_{\text{ном}}$ — номинальный ток на стороне трансформатора 110 *кв* (табл. 44);

$k = 1{,}3$ — коэффициент отстройки защиты от броска тока намагничивания.

$$I_{\text{с. з}} = 1{,}3 \cdot 358 = 466 \text{ а}.$$

Таким образом, расчетным является условие 1.

$$I_{\text{с. з}_1} = 720 \text{ а} > I_{\text{с. з}_2} = 466 \text{ а}.$$

Определение числа витков $w_{\text{мин. расч}}$ для стороны 110 кв с наибольшим током в плече защиты.

$$w_{\text{мин. расч}} = \frac{aw_{\text{с. р}}}{i_{\text{с. р. макс}}},$$

где $aw_{с.\,р}$ — ампер-витки срабатывания реле (для реле типа РНТ-562 $aw_{с.\,р}=60$); $i_{с.\,р.\,макс}$ — наибольший ток срабатывания реле, равный

$$i_{с.\,р.\,макс}=\frac{I_{с.\,з}}{n_т}\sqrt{3}=\frac{720}{120}\sqrt{3}=10{,}4\ а.$$

Так как трансформаторы тока соединены в Δ

$$i_{с.\,р.\,мин.\,расч}=\frac{60}{10{,}4}=5{,}76\ а.$$

Ближайшее меньшее, возможное для установки на реле, число витков равно 5. Это наименьшее число витков устанавливается на дифференциальной обмотке реле, к которой подключаются трансформаторы тока со стороны 110 *кв*.

$$w_{мин.\,уст}=w_{д.\,уст}=w_{I\,уст}=5\ витков,$$

тогда действительный ток срабатывания реле

$$i_{с.\,р.\,д}=\frac{60}{5}=12\ а.$$

Определение числа витков для сторон 35 и 10,5 кв защищаемого блока.

$$w_{II\,расч}=w_{д.\,уст}\frac{i_I}{i_{II}}=5\frac{5{,}16}{4{,}34}=5\cdot 1{,}19=5{,}95;$$

$$w_{III\,расч}=w_{д.\,уст}\frac{i_I}{i_{III}}=5\frac{5{,}16}{4{,}13}=5\cdot 1{,}25=6{,}25.$$

В соответствии с имеющимися на реле выводами принимается $w_{II\,уст}=6$ витков, $w_{III\,уст}=6$ витков.

Так как принятые витки отличаются от расчетных, расчет необходимо уточнить путем учета составляющей тока небаланса $I'''_{нб.\,расч}$, обусловленной принятым округлением,

$$I'''_{нб.\,расч}=\frac{w_{II\,расч}-w_{II\,уст}}{w_{II\,расч}}I_{II\,к.\,з.\,макс}+\frac{w_{III\,расч}-w_{III\,уст}}{w_{III\,расч}}I_{III\,к.\,з.\,макс}=$$

$$=\frac{5{,}95-6}{5{,}95}1820+\frac{6{,}25-6}{6{,}25}2180=-15{,}3+87{,}3=72{,}0\ а,$$

где $I_{II\,к.\,з.\,макс}=1820\ а$ и $I_{III\,к.\,з.\,макс}=2180\ а$ — токи при расчетном внешнем к. з. на выводах 110 *кв* трансформатора в трансформаторах тока, установленных соответственно на сторонах 35 и 10,5 *кв* защищаемого блока (табл. 43, режим I, K_4).

Ток небаланса $I_{нб.\,расч}$ с учетом составляющей $I'''_{нб.\,расч}$

$$I_{нб.\,расч.\,уточн}=I_{нб.\,расч}+I'''_{нб.\,расч}=553+72=625\ а.$$

Уточненный первичный ток срабатывания защиты

$$I_{с.\,з.\,уточн}=1{,}3\cdot 625=812\ а.$$

Уточненное число витков

$$w_{мин.\,расч.\,уточн}=\frac{aw_{с.\,р}}{i_{с.\,р.\,уточн}},$$

где

$$i_{\text{с. р. уточн}} = \frac{812 \cdot \sqrt{3}}{120} = 11{,}7\ a < i_{\text{с. р. д}} = 12\ a;$$

$$w_{\text{мин. расч. уточн}} = \frac{60}{11{,}7} = 5{,}12 > w_{\text{мин. уст}} = 5.$$

Определение коэффициента чувствительности защиты

$$k_{\text{ч}} = \frac{i_{\text{к}}}{i_{\text{с. р. д}}},$$

где $i_{\text{с. р. д}} = 12\ a$ — ток срабатывания дифференциальной защиты;

$i_{\text{к}}$ — вторичный ток к. з. при различных режимах работы блока с учетом выравнивания и схемы соединения трансформатора тока и силового трансформатора.

Чувствительность защиты проверяем при наиболее тяжелых видах повреждений.

При двухфазном коротком замыкании на выводах 35 *кв* трансформатора (режим II-4, K_2, табл. 43):

$$i_{\text{к}} = \frac{4000 \frac{\sqrt{3}}{2} \sqrt{3}}{120} = 50\ a;$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{50}{12} = 4{,}16 > 2.$$

При однофазном коротком замыкании на выводах 110 *кв* трансформатора (режим II-4, K_1, табл. 43):

$$i_{\text{к}} = \frac{3830}{120} = 31{,}8\ a;$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{31{,}8}{12} = 2{,}65 > 2.$$

При включении генератора на короткое замыкание на выводах 35 *кв* трансформатора и $I_{\text{к (35)}} = 1510\ a$ (режим I, табл. 43):

$$i_{\text{к}} = \frac{1510 \sqrt{3}}{120} = 21{,}8;$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{21{,}8}{12} = 1{,}82 < 2.$$

Включение генератора на неснятую закоротку на выводах 110 *кв* трансформатора и при $I_{\text{к (110)}} = 1320\ a$ (режим II, K_7, табл. 43):

$$i_{\text{к}} = \frac{1320 \cdot \sqrt{3}}{120} = 19\ a;$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{19}{12} = 1{,}58 < 2.$$

Расчет сечения соединительных проводов для токовых цепей защиты произведем в табличной форме (табл. 45).

Расчет односистемной поперечной дифференциальной токовой защиты генератора. Первичный ток срабатывания защиты на основании данных опыта эксплуатации выбирается

$$I_{\text{с. з}} = 0{,}25 I_{\text{ном. г}} = 0{,}25 \cdot 4{,}13 = 1{,}03\ \textit{ка}.$$

Принимаем реле типа ЭТ-521/Ф, подключаемое к одновитковому трансформатору тока типа ТПОФД коэффициентом трансформации $n_т = \frac{750}{5}$.

Произведем расчет резервных защит генераторов.

1. *Расчет максимальной токовой защиты с пуском минимального напряжения.* Первичный ток срабатывания защиты

$$I_{с.з} = \frac{k_н I_{ном.г}}{k_в} = \frac{1{,}25}{0{,}85} 4130 = 6080 \text{ а},$$

где $I_{ном.г}$ — номинальный ток генератора;
$k_н = 1{,}25$ — коэффициент надежности;
$k_в = 0{,}85$ — коэффициент возврата.

В целях обеспечения отстройки от режима самозапуска, а также от асинхронного режима двигателей напряжение срабатывания защиты принимается

$$U_{с.з} = (0{,}5 - 0{,}6)\, U_{ном.г} = 0{,}55 \cdot 10{,}5 = 5{,}76 \text{ кв}.$$

Принимаем реле типа ЭТ-521/10 и ЭН-528/48.

Чувствительность защиты определяется по наименьшему току короткого замыкания

$$k_ч = \frac{I^{з}_{к.мин}}{I_{с.з}}.$$

При к. з. на шинах 110 *кв* (режим I, табл. 43)

$$k_ч = \frac{1065}{6080} \cdot \frac{115}{10{,}5} = 1{,}92 > 1{,}5.$$

При к. з. на шинах 35 *кв* (режим I, K_1, табл. 43)

$$k_ч = \frac{1220}{6080} \cdot \frac{115}{10{,}5} = 2{,}20 > 1{,}5.$$

При к. з. за трансформатором собственных нужд

$$k_ч = \frac{169}{6080} \cdot \frac{115}{10{,}5} = 0{,}307 < 1{,}5.$$

При включении генератора на неснятую закоротку на выводах 110 *кв* трансформатора (режим I, табл. 43)

$$k_ч = \frac{I^{(з)}_{к.мин}}{I_{с.з}} = \frac{1450}{6080} \cdot \frac{115}{10{,}5} = 2{,}62 > 1{,}5.$$

При к. з. на выводах 10 *кв* силового трансформатора (режим I, K_3, табл. 43)

$$k_ч = \frac{2180}{6080} \cdot \frac{115}{10{,}5} = 3{,}94 > 1{,}5.$$

Чувствительность защиты по напряжению при к. з. на шинах 110 *кв*

$$k_ч = \frac{U_{с.з}}{U_к} = \frac{5{,}76}{2{,}61} = 2{,}2;$$

при к. з. на шинах 35 *кв*

$$k_ч = \frac{5{,}76}{2{,}43} = 2{,}37.$$

Наименование величины	Сторона на 121
Расчетный вид повреждения . . .	Трехфазное к. з. на выводах 10 *кв* трансформатора с. н.
Ток, протекающий через трансформаторы тока, *а*	1510
Расчетная кратность	$\frac{1510}{600} = 2{,}52$
Тип и класс трансформаторов тока и вторичная допустимая нагрузка на трансформаторы $z_{доп}$, *ом* . . .	ТВД-110 600/5 5
Допустимая величина сопротивления соединительных проводов в один конец при разных соединениях трансформаторов тока, *ом* $z_{пр} = \frac{z_{вт} - z_р}{3} - z_к$	$z_{пр} = \frac{5 - 0{,}28}{3} - 0{,}05 = 1{,}52$
Расчетная длина проводов, *м* . . .	200
Допустимое сечение соединительных проводов, *мм*^{2} $S = \frac{\rho l}{z_{пр}}$	$S = \frac{1 \cdot 200}{57 \cdot 1{,}52} = 2{,}3$
Принятое сечение, *мм*^{2}	2,5

Примечание. Ввиду наличия быстронасыщающихся трансформатор тока при неустановившемся режиме, принят равным единице ($k = 1$).

2. *Расчет максимальной токовой защиты от перегрузки генератора.* Ток срабатывания защиты, как и в предыдущем расчете, определяется при $k_н = 1{,}05$

$$I_{с.з} = \frac{k_н}{k_в} I_{ном} = \frac{1{,}05}{0{,}85} 4130 = 5100 \text{ а}.$$

Принимаем реле типа ЭТ-521/10.

Расчет максимальной токовой защиты с пуском реле минимального напряжения на стороне 110 *кв* трансформатора. Первичный ток срабатывания защиты

$$I_{с.з} = \frac{k_н}{k_в} I_{ном} = \frac{1{,}25}{0{,}85} 358 = 526 \text{ а},$$

где $k_н = 1{,}25$ — коэффициент надежности;

$k_в = 0{,}85$ — коэффициент возврата;

$I_{ном}$ — номинальный ток трансформатора.

В целях обеспечения отстройки защиты от режима самозапуска и асинхронного режима двигателей напряжение срабатывания защиты $U_{с.з}$ принимается 0,7 $U_{ном}$

$$U_{с.з} = 0{,}7 \cdot 110 = 77 \text{ кв}.$$

проводов токовых цепей защиты

Таблица 45

пряжения, *кв*

38,5	10,5	10 (тр-р с. н.)
Трехфазное к. з. на выводах 10 *кв* трансформатора с. н. $\frac{115}{37}1820 = 5800$ $\frac{5800}{1500} = 3,93$ ТВД-35 1500/5 5 $z_{пр} = \frac{5 - 0,28}{3} - 0,05 = 1,52$ 150 $S = \frac{1 \cdot 150}{57 \cdot 1,52} = 1,73$ 2,5	Трехфазное к. з. на выводах 10 *кв* трансформатора с. н. $\frac{115}{10,5}2240 = 24\,600$ $\frac{24\,600}{5000} = 4,92$ ТПШАФД-10 5000/5 5 $z_{пр} = 5 - 0,05 - 0,28 = 4,67$ 300 $S = \frac{1 \cdot 300}{57 \cdot 4,67} = 1,13$ 2,5	Трехфазное к. з. на выводах 10 *кв* трансформатора с. н. $\frac{115}{10,5}5530 = 63\,500$ $\frac{63\,500}{5000} = 12,7$ ТПШАФД-10 5000/5 4 $z_{пр} = 4 - 0,05 - 0,28 = 3,67$ 300 $S = \frac{1 \cdot 300}{57 \cdot 3,67} = 1,43$ 2,5

ов в реле РНТ-562 коэффициент, учитывающий насыщение трансформаторов

Чувствительность защиты проверяется по двухфазному короткому замыканию на шинах 110 *кв*, если $I_к^{(3)} = 1280\,a$ (режим II, K_1, табл. 43). Для токовых реле защиты

$$k_{ч.т} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_к}{2 \cdot I_{с.з}} k_н = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{1280}{526} \cdot \frac{115}{37} = 6,55 > 1,5.$$

Коэффициеит чувствительности реле иапряжения не является расчетиым, так как реле питается от трансформатора напряжения, подключенного к шинам 110 *кв* и при коротких замыканиях напряжение на реле равно нулю. Принимаем реле типа ЭТ-521/6 и ЭН-528/160.

Максимальная токовая защита с пуском реле минимального иапряжения иа стороне 35 *кв*. Первичный ток срабатывания при $I_н = 1125\ a$

$$I_{с.з} = \frac{1,25}{0,85}1125 = 1650\ a.$$

Условия выбора иапряжения срабатывания аналогичиы предыдущему расчету

$$U_{с.з} = 0,7 \cdot 35 = 24,4\ кв.$$

Коэффициент чувствительности токового реле при двухфазном коротком замыкании на шинах 35 *кв* (режим II, K_2, табл. 43)

$$k_{ч.т} = \frac{1640\frac{\sqrt{3}}{2}}{1650} \cdot \frac{115}{37} = 2{,}67 > 1{,}5.$$

Принимаем реле типа ЭТ-521/10 и ЭН-528/160.

Расчет защиты от перегрузки. На стороне 110 *кв* ток срабатывания защиты

$$I_{с.з} = \frac{k_н}{k_в} I_{ном} = \frac{1{,}05}{0{,}85} 358 = 442 \ а.$$

Принимаем реле типа ЭТ-521/6.

На стороне 35 *кв* ток срабатывания защиты

$$I_{с.з} = \frac{1{,}05}{0{,}85} 1125 = 1390 \ а.$$

Принимаем реле типа ЭТ-521/10.

Расчет токовой защиты нулевой последовательности от замыканий на землю в сети 110 *кв*. Ток срабатывания выбирается по следующим двум условиям:

1. По условию согласования по чувствительности рассматриваемой защиты с защитой от замыканий на землю ЛЭП 110 *кв*

$$I_{с.з} = k_н I_{с.р.л} k_р = 1{,}1 \cdot 0{,}185 \cdot 0{,}304 = 0{,}0619 \ ка,$$

где $k_н = 1{,}1$ — коэффициент надежности;

$I_{с.р.л} = 0{,}185$ *ка* — ток срабатывания реле защиты нулевой последовательности ЛЭП (принят условно);

$k_р$ — коэффициент разветвления, определяемый как отношение тока, протекающего через рассматриваемую защиту к току однофазного короткого замыкания в конце линии,

$$k_р = \frac{1{,}57}{5{,}16} = 0{,}304 \ \text{(режим I, } K_5\text{, табл. 43).}$$

2. Защита должна быть отстроена от тока небаланса при трехфазном коротком замыкании на выводах 10 *кв* трансформатора собственных нужд. Ток срабатывания защиты, выбираемый по этому условию, определяется из выражения

$$I_{с.з} = k_н I_{нб.расч} = 1{,}25 \cdot 0{,}113 = 0{,}141 \ ка,$$

где $k_н = 1{,}25$ — коэффициент надежности;

$I_{нб.расч}$ — расчетный ток небаланса,

$$I_{нб.расч} = 3 \cdot 0{,}25 \cdot f_i I_{к.з.расч} = 3 \cdot 0{,}25 \cdot 0{,}1 \cdot 1{,}51 = 0{,}113 \ ка,$$

где $f_i = 0{,}1$ — относительная погрешность трансформаторов тока;

$I_{к.з.расч}$ — расчетный ток трехфазного короткого замыкания на выводах 110 *кв* трансформатора для выбора уставки (режим I, K_3, табл. 43).

Чувствительность защиты проверяется при однофазном коротком замыкании на шинах 110 *кв* (режим I, K_1, табл. 43)

$$k_ч = \frac{I_к}{I_{с.з}} = \frac{2{,}04}{0{,}141} = 14{,}5 > 1{,}5.$$

Принимаем реле типа ЭТ-521/2.

Расчет сечений соединительных проводов токовых цепей резервной защиты блока. 1. Максимальная токовая защита генератора. Принимаем расчетную длину проводов $l = 300$ *м*, тип трансформаторов тока ТПШФД-10-Д/0,5 — 5000/5 и проверяем сердечник с классом точности 0,5. Наиболее нагруженной является фаза *С*. Нагрузка этой фазы (см. рис. 94)

$$z_C = z_{\text{ЭТ-521/10}} + z_{\text{ЭТ-521/10}} + z_{wh} + z_{whr} =$$
$$= 0{,}024 + 0{,}006 + 0{,}021 + 0{,}011 = 0{,}062 \text{ ом}.$$

Допустимая нагрузка на траисформатор тока определяется по номинальной вторичной нагрузке, обеспечивающей заданный класс точности (для счетчиков необходимый класс точности — 0,5)

$$z_{\text{доп}} = 1{,}2 \text{ ом}.$$

Вторичная нагрузка на трансформатор тока $z_{\text{в.н}}$ равна

$$z_{\text{в.н}} = z_{\text{пр}} + z_C + z_{\text{к}},$$

где $z_C = 0{,}062$ *ом* — нагрузка фазы *С*;

$z_{\text{к}} = 0{,}05$ *ом* — переходное сопротивление контактов;

$z_{\text{в.н}} = z_{\text{доп}} = 1{,}2$ *ом*;

$$z_{\text{пр}} = 1{,}2 - 0{,}062 - 0{,}05 = 1{,}088 \text{ ом}.$$

Минимальное допустимое сечение проводов

$$S = \frac{\rho l}{z_{\text{пр}}} = \frac{300}{57 \cdot 1{,}088} = 4{,}84 \text{ мм}^2.$$

Принимаем $S = 6$ *мм*^{2}.

2. Максимальная токовая защита на стороне 110 *кв* трансформатора. Принимаем расчетную длину проводов $l = 200$ *м*, тип трансформаторов тока ТВ-110. Наиболее нагруженной является фаза *А*. Нагрузка этой фазы

$$z_A = z_{\text{ЭТ-521/6}} + z_{\text{ИМБ-171}} + z_{\text{ЭТ-521/6}} = 0{,}011 + 0{,}24 + 0{,}011 = 0{,}262 \text{ ом}.$$

Допустимая нагрузка на трансформаторы тока определяется по расчетной кратности тока при 10%-ной погрешности (см. рис. 91)

$$m_{\text{расч}} = \frac{1{,}1 \cdot i_{\text{р.т}}}{\kappa_{\text{сх}} i_{\text{ном}}} = \frac{1{,}1 \cdot 4{,}4}{5 \cdot 1} = 0{,}97,$$

где $i_{\text{р.т}}$ — вторичный ток трогания максимальной защиты;

$i_{\text{ном}}$ — номинальный вторичный ток трансформаторов тока;

$k_{\text{сх}}$ — коэффициент схемы.

По кривым 10%-ной погрешности (см. рис. 91)

$$z_{\text{доп}} = 5 \text{ ом}.$$

Вторичная нагрузка на траисформаторы тока

$$z_{\text{в.н}} = z_{\text{пр}} + z_A + z_{\text{к}};$$

$$z_{\text{пр}} = 5 - 0{,}262 - 0{,}05 = 2{,}688 \text{ ом}.$$

Минимальиое допустимое сечение проводов

$$S = \frac{\rho l}{z_{\text{пр}}} = \frac{200}{57 \cdot 4{,}688} = 0{,}75 \text{ мм}^2.$$

Принимаем $S = 2{,}5$ *мм*^{2}.

К трансформатору тока фазы B подключается амперметр, внутреннее сопротивление которого $z = 0{,}07$ *ом*. Допустимая нагрузка на трансформатор тока в классе точности 0,5 составляет 0,8 *ом*, тогда

$$z_{\text{пр}} = 0{,}8 - 0{,}07 = 0{,}73 \text{ ом}.$$

Минимальное допустимое сечение проводов

$$S = \frac{\rho l}{z_{\text{пр}}} = \frac{200}{57 \cdot 0{,}73} = 4{,}8 \text{ мм}^2.$$

Принимаем $S = 2 \times 2{,}5$ *мм*^{2}.

Принимаем для токовых цепей максимальной защиты на стороне 110 *кв* кабель $6 \times 2{,}5$ *мм*^{2} (к фазе B подключаем две жилы $2 \times 2{,}5$, а к фазам A, C и нулевому проводу — по одной жиле $1 \times 2{,}5$).

3. Максимальная токовая защита на стороне 35 *кв* трансформатора. Принимаем расчетную длину проводов $l = 150$ *м*, тип трансформаторов тока ТВ-35-МКП.

Расчетная кратность тока

$$m_{\text{расч}} = \frac{1{,}1 \cdot i_{\text{р. т}}}{k_{\text{сх}} i_{\text{ном}}} = \frac{1{,}1 \cdot 5{,}5}{5{,}1} = 1{,}21.$$

По кривым 10%-ной погрешности допустимая нагрузка на трансформаторы тока $z_{\text{доп}} = 5$ *ом* (см. рис. 90).

Вторичная нагрузка на трансформатор тока

$$z_{\text{в. н}} = z_{\text{пр}} + T_{\text{ЭТ-521/6}} + z_{\text{ЭТ-521/10}} + z_{\text{к}};$$

$$5 = z_{\text{пр}} + 0{,}011 + 0{,}006 + 0{,}05,$$

откуда

$$z_{\text{пр}} = 5 - 0{,}011 - 0{,}006 - 0{,}05 = 4{,}93 \text{ ом}.$$

Минимальное допустимое сечение проводов

$$S = \frac{\rho l}{z_{\text{пр}}} = \frac{150}{57 \cdot 4{,}93} = 0{,}536 \text{ мм}^2.$$

Принимаем $S = 1{,}5$ *мм*^{2}.

4. Защита от замыканий на землю. Принимаем расчетную длину проводов $l = 200$ *м*, тип трансформаторов тока ТВ-110.

Расчетная кратность тока

$$m_{\text{расч}} = \frac{1{,}1 \cdot i_{\text{р. т}}}{5{,}1} = \frac{1{,}1 \cdot 0{,}515}{5} = 0{,}113.$$

По кривым 10%-ной погрешности допустимая нагрузка на трансформаторы тока $z_{\text{доп}} = 5$ *ом* (см. рис. 91).

Вторичная нагрузка на трансформаторы тока

$$z_{\text{в. н}} = 2z_{\text{пр}} + z_{\text{ЭТ-521/2}} + z_{\text{к}},$$

откуда

$$z_{\text{пр}} = \frac{z_{\text{в. н}} - z_{\text{ЭТ-521/2}} - z_{\text{к}}}{2} = \frac{5 - 0{,}4 - 0{,}05}{2} = \frac{4{,}55}{2} = 2{,}28 \text{ ом}.$$

Минимальное допустимое сечение проводов

$$S = \frac{\rho l}{z_{\text{пр}}} = \frac{1 \cdot 200}{57 \cdot 2{,}28} = 1{,}54 \text{ мм}^2.$$

Прииимаем $S = 2{,}5$ *мм*^{2}.

В этом параграфе представлены схемы современных АПВ, предназначенные для работы в различных схемах и на разном питании оперативных цепей.

Устройства повторного включения типа РПВ-58 и РПВ-258 применяются в схемах трехфазного АПВ для любых подстанций, работающих на оперативном постоянном токе с напряжением 110 и 220 *в* и оборудованных выключателями с дистанционным управлением. Устройство РПВ-58 обеспечивает однократное действие АПВ, а РПВ-258 — двукратное действие АПВ.

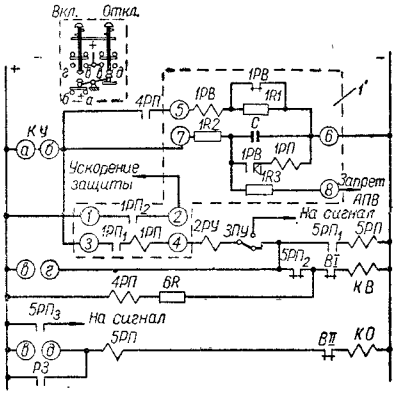


Рис. 95. Схема включения устройства типа РПВ-58 для линий с односторонним питанием:

1' — устройство повторного включения типа РПВ-58; *2РУ* — реле сигнальное типа ЭС-21; *3ПУ* — переключающее устройство; *4РП* — реле промежуточное типа РП-23; *5РП* — реле промежуточное типа РП-232; *6R* — сопротивление; *КУ* — ключ управления.

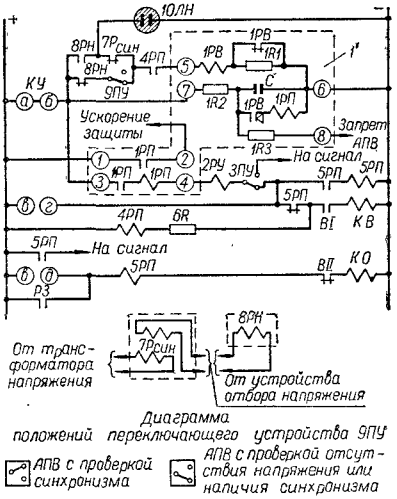


Рис. 96. Схема включения устройства типа РПВ-58 для линий с двухсторонним питанием:

1' — устройство повторного включения типа РПВ-58; *2РУ* —реле сигнальное типа ЭС-21; *3ПУ* — переключающее устройство; *4РП* — реле промежуточное типа РП-23; *5РП* — реле промежуточное типа РП-232; *6R* — сопротивление; *7Рсин* — реле контроля синхронизма типа ЭН-535; *8РН* — реле минимального напряжения типа ЭН-529; *9ПУ* — переключающее устройство; *10ЛН* — неоновая лампа; *КУ* — ключ управления.

Полная схема трехфазного автоматического повторного включения для линий передач с односторонним питанием и использованием РПВ-58 изображена на рис. 95, а для линий с двухсторонним питанием — на рис. 96.

Полная схема трехфазного автоматического устройства РПВ-258 для линий с двусторонним питанием приведена на рис. 97.

Устройство автоматического повторного включения типа РПВ-358 применяется в схемах АПВ для подстанций, работающих на оперативных переменном и постоянном токах напряжением 24 — 48 *в*, оборудованных выключателями с дистанционным управлением.

Схема включения устройства РПВ-358 промежуточных реле и контактора включения выключателя питается от специального выпрямительного устройства с выходным напряжением 110 *в*, присоединяемого к цепям напряжения (трансформатору напряжения, блоку питания и т. д.). Отключающие соленоиды выключателей питаются или от аккумуляторных батарей (напряжением 24 — 48 *в*), или от устройств питания, или заряженных конденсаторов. Соленоиды включения выключателей могут питаться от трансформатора собственных нужд непосредственно на переменном или выпрямленном токе выпрямительными установками.

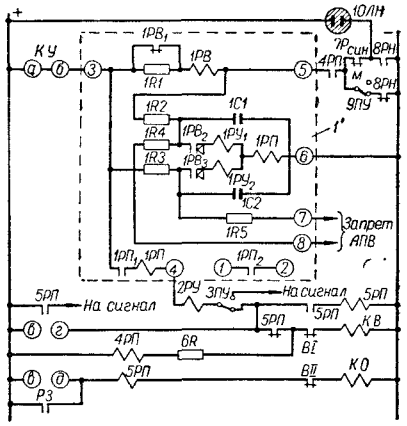


Рис. 97. Схема включения устройства типа РПВ-258 для линий с двухсторонним питанием:

1' — устройство повторного включения типа РПВ-258; все остальные элементы и их обозначения соответствуют данным рис. 96 (в данной схеме отсутствуют $7Р_{син}$, *8РН*, *9ПУ*, *10ЛН* и при этом точка *М* схемы должна быть подсоединеиа непосредствеиио к минусу).

Выключатели можно включать с помощью пружинных и пневматических приводов.

Конструктивное выполнение и принцип действия. Устройство повторного включения типа РПВ-58 состоит из следующих элементов:

1) реле времени *1РВ*, обеспечивающего выдержку времени с момента пуска АПВ до замыкания цепи включающего соленоида выключателя;

2) промежуточного реле *1РП*, дающего импульс на включение включающего соленоида выключателя;

3) конденсатора *1С1*, обеспечивающего однократное действие АПВ;

4) зарядного сопротивления *1R2*, предназначенного для ограничения скорости заряда конденсатора.

5) добавочного сопротивления *1R1*, обеспечивающего термическую устойчивость реле *1РВ*;

6) сопротивления *1R3*, через которое происходит разряд конденсатора при наличии защит, запрещающих АПВ.

Пуск реле времени *1РВ* устройства РПВ-58 обеспечивается нормально открытым (н. о.) контактом реле *4РП* (рис. 95), которое, в свою очередь, срабатывает при переключении блок-контакта выключателя или отключении от ключа управления (*КУ*). Вследствие действия защиты замыкается контакт *РЗ*.

При замкнутом контакте реле *1РВ* происходит разряд конденсатора *С* на шунтовую обмотку реле *1РП*, что вызывает кратковременное срабатывание этого реле, которое замыкает свой контакт *1РП*, соединенный с сериесной обмоткой. Реле *1РП* самоудержи-

вается от тока, протекающего в цепи включения до размыкания блок-контакта *BI*. После размыкания блок-контакта *BI* реле *4РП* и *1РВ* возвращаются в исходное положение.

Готовность устройства к повторному действию наступает после зарядки конденсатора до необходимого уровня напряжения. Это время определяется величиной сопротивления *1R2* для выбранной емкости *С*. Реле *5РП* предотвращает многократную работу выключателя при неисправностях цепей включения.

Шунтовая обмотка *5РП* удерживает реле в притянутом состоянии после его срабатывания, а сериесная обмотка — рабочая. При неисправности реле *5РП* будет самоудерживаться контактом $5РП_1$, блокируя контактом $5РП_2$ действие включающей катушки *КВ*.

В случае установки устройства РПВ-58 на линиях с двухсторонним питанием дополнительно устанавливается реле синхронизма $7Р_{син}$ и реле минимального напряжения *8РН* (рис. 96).

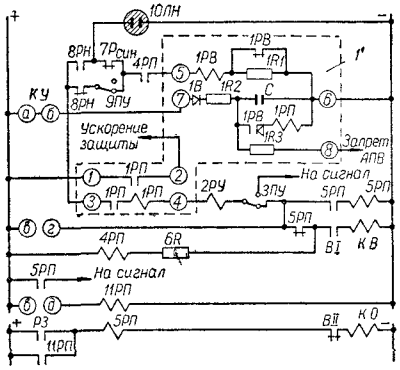


Рис. 98. Схема включения устройства типа РПВ-358 для линий с двусторонним питанием:

1' — устройство повторного включения типа РПВ-358; *5РП* — реле промежуточное типа РП-254; *11РП* — реле промежуточное типа РП-23 (все остальные элементы и их обозначения соответствуют данным рис. 96).

Добавочное сопротивление *6R* предусмотрено для предотвращения ложного включения выключателя при повреждении обмотки реле *4РП*.

Устройство повторного включения типа РПВ-258 по принципу действия аналогично РПВ-58.

В схеме двухкратного АПВ для осуществления первого цикла используется проскальзывающий контакт реле времени *1РВ*, а для второго — конечный контакт.

Сигнализация работы АПВ в обоих циклах соответственно осуществляется указательными реле $1РУ_1$ и $1РУ_2$. Устройство типа РПВ-258 работает в такой последовательности (см. рис. 97).

При замыкании контакта *4РП* включается реле времени $1РВ_1$, через контакт $1РВ_2$ разряжается конденсатор *1С1* на шунтовую обмотку реле *1РП* и $1РУ_1$, вызывая кратковременную работу последних. Через контакт $1РП_1$ подается «плюс» на катушку включения, и реле *1РП* самоудерживается. При неуспешном действии АПВ в первом цикле защита вновь отключает линию и повторно работает реле *1РВ*, и замыкание контактов $1РВ_2$ не приведет к срабатыванию *1РП*, так как конденсатор *1С1* не успеет зарядиться. При замыкании контакта $1РВ_3$ происходит разряд конденсатора $1С_2$ и срабатывание реле *1РП* и $1РУ_2$.

Неуспешное действие АПВ во втором цикле приводит к еще одному пуску РПВ-258, но замыкание контактов *1РВ* не позволит

сработать реле *1РП*, так как конденсаторы *1С1* и *1С2* не успеют зарядиться. После второго цикла необходимо квитировать *КУ*, чтобы возвратить в исходное положение *4РП* и РПВ-258.

Устройство повторного включения типа РПВ-358 (рис. 98) отличается от устройства РПВ-258 только наличием диода *1В* в цепи заряда конденсатора *С* (тип диода ДГ-Ц27, имеющий большое сопротивление в обратном направлении). Диод предотвращает разряд конденсатора *С* в случае понижения напряжения в сети и предупреждает отказ устройства РПВ-358. Реле *1РП* введено в схему для разделения цепей.

Реле *5РП* (реле типа РП-254) выполнено с замедлением при его возврате для предупреждения отказа блокировки от многократного срабатывания выключателя при близких к. з. (в случае питания отключающего соленоида от конденсатора).

§ 51. ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ, ПОДСТАНЦИЙ И СИСТЕМ

Устройства телемеханики применяются в энергосистемах для повышения оперативности, централизации контроля, а также управления и регулирования на расстоянии.

Необходимо устанавливать только те устройства телеизмерения, телеуправления, телерегулирования и телесигнализации, которые обеспечивают в каждом принятом случае ведение лучшего режима работы, переключения, ликвидацию нарушений и аварий. К таким устройствам относятся устройства автоматического регулирования мощности, частоты, напряжения, частотного и режимного пуска установок системы, автоматической разгрузки трансформаторов или линий передач автоматического ввода резервного оборудования, автоматической частотной разгрузки, автоматического повторного включения трансформаторов или линий передач, автоматических синхронизирующих средств генераторов и т. д.

Целесообразность применения устройств телемеханики в комплексе с автоматикой должна быть подтверждена технико-экономическими расчетами. Даже при одинаковых технико-экономических показателях следует вводить телемеханику и автоматику, так как это облегчает работу персонала и повышает надежность работы установки.

В объем телемеханизации диспетчерских пунктов энергосистемы входит:

1) измерение суммарной активной мощности основных электростанций, несущих основные нагрузки или влияющие на покрытие графиков нагрузок;

2) измерение суммарной реактивной мощности электростанций, участвующих в регулировании реактивной мощности;

3) непрерывная регистрация частоты;

4) измерение частоты отдельных участков системы, которые могут отделиться в аварийных режимах;

5) постоянное измерение и регистрация напряжения в одной-двух контрольных точках системы;

6) измерение напряжения на шинах высшего напряжения электростанций, участвующих в регулировании реактивной мощности, а также подстанций с регулируемыми под нагрузкой трансформаторами 110—220; 220—400 *кв* и выше;

7) измерение тока или активной мощности основных линий передачи и трансформаторов, которые могут перегружаться в процессе оперативных переключений или при аварийных режимах;

8) сигнализация положения выключателей линий передачи, влияющих на изменение режима работы системы, разделяющих энергосистемы, отделяющих электростанцию от системы, районов сети, и выключателей, отключение и включение которых необходимо производить по указанию диспетчера или для которых требуется контроль положения в аварийных условиях;

9) управление изменением уставок автоматических устройств регулирования мощности и устройств регулирования перетоков по транзитным линиям и шинам в энергосистеме;

10) сигнализация положения автоматических устройств и измерение их уставок по вызову;

11) управление изменением положения переключающих устройств трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой для тех объектов, где отсутствует дежурный персонал;

12) управление выключателями внутренних сетей напряжением 35 *кв* и выше, с помощью которых можно устранить нарушения, аварии на подстанциях и участках сети и произвести переключения по режимным условиям; телеуправление предусматривается для выключателей подстанций без постоянного дежурства персонала.

Телемеханизация подстанций определяется значением и назначением их. Для обоснования телемеханизации подстанции используются такие факторы, как территориальное расположение её в сети, расстояние, состояние дорог, наличие транспортного сообщения до ближайшего пункта, где имеется обслуживающий персонал, характер и схемы питания потребителей, наличие резервного питания для них, объем оперативных переключений и ремонтных работ.

Указанный объем телемеханизации электрических систем должен выполняться на всех подстанциях без постоянного дежурства персонала, за исключением подстанций, являющихся опорными пунктами, с которых производится управление другими подстанциями и на которых сосредоточены выездные бригады, ликвидирующие нарушения и аварии. По характеру обслуживания все подстанции делятся на группы А, Б и В.

К группе А относятся подстанции без персонала и находящиеся полностью на централизованном обслуживании по надзору, ликвидации аварий и нарушений, переключений, проведении ремонтных работ, к которым ведут удобные дороги, позволяющие прибытие выездного персонала в течение 0,5—1 час.

К группе Б и В относятся подстанции с местным обслуживающим персоналом. На подстанциях группы Б эксплуатация и ремонт осуществляются в дневное время, а ликвидация нарушений и аварий—по необходимости. На подстанциях группы В надзор и другие работы ведутся в определенное нормированное время суток; персонал живет непосредственно близко от подстанции, и вызываемый может прибыть на подстанцию в течение 10—15 мин. по вызову сигнализацией с подстанции.

Подстанции групп А и Б не рекомендуется телемеханизировать, если по условиям электроснабжения потребителей нарушение или аварию можно устранить после прибытия обслуживающего персонала по вызову потребителем. Если потребители могут вызвать персонал для устранения ненормальностей в электроснабжении, то на диспетчерском или опорном пункте должна устанавливаться вызывная телесигнализация о нарушениях.

На подстанциях групп А и Б предусматривается телемеханизация в тех случаях, когда по условиям эксплуатации требуются частые оперативные переключения выключателей и обеспечение бесперебойного снабжения потребителей.

Подстанции группы В не рекомендуется телемеханизировать.

В объем телемеханизации подстанций, работающих без постоянного дежурства персонала и телеуправляемых с диспетчерских или опорных пунктов, входит:

1) измерение напряжения на шинах подстанции по вызову;

2) измерение тока нагрузки силовых трансформаторов по вызову для контроля экономического режима работы или перегрузок;

3) измерение токов линий по вызову, если линии могут перегружаться;

4) перечисленные три измерения могут заменяться телесигнализацией предельных состояний измеряемых величин (верхних или нижних);

5) сигнализация положения всех выключателей подстанции;

6) предупредительная и аварийная сигнализация работы основных средств защиты, автоматики или цепей подстанции, действующая при:

а) внутренних повреждениях трансформаторов и работе других защит (общий сигнал);

б) перегрузке и перегреве силовых трансформаторов (общий сигнал);

в) нарушении изоляции сети распределительного устройства и наличии нескольких секций или систем шин (отдельные сигналы от каждой системы шин или секции);

г) действии автоматических устройств ввода резерва, разгрузке по частоте или повторному включению (общий сигнал с деблокировкой с пункта управления);

д) неисправности цепей управления (общий сигнал);

е) нарушении режима работы подстанции вследствие нарушения питания собственных нужд, оперативных цепей, устройств телемеханики, заземлений в цепях постоянного тока и т. д. (общий сигнал);

ж) переводе подстанции на местное управление (общий сигнал);

з) неисправности и нарушении работы синхронных компенсаторов (общий сигнал);

7) сигнализация об отказе действия АПВ, АВР и т. д.

Глава восьмая

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА

§ 52. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Распределительные устройства подразделяются на закрытые, комплектные и открытые.

Распределительные устройства закрытого типа, как правило, сооружаются для напряжений до 20 *кв*, а в отдельных случаях для напряжений 35 и 110 *кв* (в зависимости от влияния окружающей среды на изоляцию).

Комплектные распределительные устройства изготовляются на напряжение до 10 *кв*, а отдельные элементы — до 20 *кв*.

Открытые распределительные устройства строятся в основном для напряжений 35—500 *кв* и 6—10 *кв* (в сельскохозяйственных районах).

К распределительным устройствам всех типов должны предъявляться требования обеспечения надежности работы, безопасности и удобства обслуживания, экономичности эксплуатации, пожарной безопасности.

Таблица 46

Минимальные допустимые расстояния в закрытых распределительных устройствах

Расстояние, *см*	Номинальные напряжения между фазами, *кв*					
	1—3	6	10	20	35	110
Между токоведущими частями различных фаз и от токоведущих частей до заземленных частей здания	7,5	10	12,5	18	29	80
От голых токоведущих частей до сплошных ограждений	10,5	13	15,5	21	32	82
От голых токоведущих частей до сетчатых ограждений, высота которых не меньше 1,7 *м*	17,5	20	22,5	28	39	90
Высота неогражденных голых токоведущих частей над уровнем пола . . .	250	250	250	275	275	350
Между токоведущими частями, расположенными с двух сторон коридора обслуживания	200	200	200	220	220	300

При выборе распределительных устройств необходимо стремиться к сокращению количества устанавливаемого оборудования, строительных и монтажных материалов, первоначальных затрат на сооружение и учитывать возможность дальнейшего расширения распределительного устройства.

При выборе и проектировании распределительных устройств руководствуются положениями, изложенными в Правилах устройства электроустановок (ПУЭ), Правилах технической эксплуатации (ПТЭ), Правилах техники безопасности (ПТБ), Правилах пожарной охраны, директивах и руководящих указаниях МСЭ.

Правилами устройства распределительных установок определяются минимальные допустимые размеры и расстояния между токоведущими частями, которые приведены в табл. 46, 47.

Таблица 47

Минимальные допустимые расстояния в открытых распределительных устройствах

Расстояние, *см*	Номинальное напряжение между фазами, *кв*				
	10 и ниже	35	110	220	400
Между токоведущими частями различных фаз и заземленными конструкциями .	25	40	100	200	375
Между неогражденными токоведущими частями в горизонтальной плоскости . . .	220	220	300	400	575
От неогражденных токоведущих частей до наружных очертаний траиспортных средств и перевозимого оборудования . .	100	100	175	250	450
Высота расположения токоведущих частей над уровнем планировки при отсутствии ограждений	300	300	375	450	625
Расстояние от токоведущих частей до постоянных ограждений:					
а) при сетчатых ограждениях	25	40	100	200	—
б) при барьерах	100	100	175	250	—
Ширина ячейки (или шаг ячейки), *м* . .	1,6—2,5	4,6—6	8—9	14—15	28

§ 53. ЗАКРЫТЫЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА ГЕНЕРАТОРНОГО НАПРЯЖЕНИЯ (ГРУ)

В настоящее время применяются распределительные устройства генераторного напряжения в сборном железобетоне, рассчитанные на ударные токи 200—300 *ка*.

ГРУ в сборном железобетоне выполнены из унифицированных строительных конструкций и в единой модульной системе с пролетом здания 12 *м*, с шагом колонн в продольном направлении 6 *м* и заполнением стен армопенобетонными панелями.

Здания ГРУ сооружаются трехэтажными с промежуточными поперечными ригелями для междуэтажных перекрытий и двухэтажными зального типа без промежуточных ригелей.

Указанные здания ГРУ делятся на следующие типы:

1) трехэтажные — тип I-а (на ударные токи 200 *ка*) и тип I-б (на ударные токи 300 *ка*);

2) двухэтажные — тип II-а (на ударные токи 200 *ка*) и тип II-б (на ударные токи 300 *ка*).

ГРУ типов I-а и I-б представляют собой реконструированные ГРУ генераторного напряжения, а ГРУ типов II-а и II-б созданы институтом Теплоэлектропроект.

Схемы электрических соединений. Все варианты ГРУ разработаны применительно к схеме из секций сборных шин, соединенных между собой секционными реакторами или по схеме кольца с одним и двумя генераторами на каждую секцию, и с двумя трансформаторами связи на средних секциях кольца. Мощность генераторов, подключенных к секциям, предусматривается до 100 *Мвт*, а трансформаторов связи — до 120 *Мва*.

Порядок чередования аппаратуры в присоединениях ГРУ типов I-а и I-б: шины — выключатель — реактор — линия; в ГРУ типов II-а и II-б: шины — реактор — выключатель — линия.

Конструктивное исполнение ГРУ. ГРУ типа I-а и I-б отличаются от существующих системой размещения ячеек по длине здания.

Для камер выключателей МГ-10 шаг ячеек по третьему и первому этажам равен 2 *м*, а по второму — 2,4 *м* и для камер линейных выключателей — 1,6 *м*.

Шаг ячеек для цепей генераторов, трансформаторов связи, шиносоединительных и секционных выключателей по всем этажам принимается 3 *м*, а остальных ячеек — по 2 *м*. Схемы заполнения и планы ГРУ этих типов предусматривают возможность установки реакторов до 1000 *а* в любой ячейке.

В отличие от ГРУ типов I-а и I-б в трехэтажном исполнении ГРУ типов II-а и II-б выполняются в здании зального типа с расположением оборудования в два этажа.

Тяжелое оборудование (выключатели и реакторы) устанавливается на первом этаже, а камеры шинных разъединителей и сборные шины — на втором этаже непосредственно на металлоконструкциях камер первого этажа без междуэтажных ригелей. Ячейки ГРУ изготовляются предварительно вне здания и доставляются к месту сборки в виде готовых узлов, причем в камерах разъединителей аппаратура может быть установлена и отрегулирована заранее. Линейные выключатели устанавливаются в комплектных ячейках (КРУ) на выкатных тележках.

Для всех ячеек выключателей ГРУ указанных типов шаг равен 2,5 *м*, а для реакторов — 2,0 *м*.

ГРУ типов II-а и II-б имеют следующие преимущества по сравнению с ГРУ типов I-а и I-б:

1) повышается надежность работы оборудования (выключателей, трансформаторов тока) вследствие установки их после реакторов;

2) вследствие уменьшения числа этажей и коридоров обслуживания облегчается эксплуатация оборудования;

3) возможно применение любого шага ячеек;

4) упрощаются электромонтажные работы;

5) упрощается строительная конструкция здания.

Строительная часть. ГРУ указанных типов проектируется в блоке со зданием главного щита управления и имеет общую с ним лестничную клетку.

Здания ГРУ рекомендуются двух типов, имеющих одинаковую ширину пролета 12,0 *м*. Здания ГРУ типа I-а и I-б имеют отметки обслуживания нулевую, 3, 4, 8, 9 *м*, а типа II-а и II-б — нулевую и 4,2 *м*.

Основные входы на соответствующие отметки осуществляются через лестничную клетку. Запасные выходы предусматриваются в противоположном конце здания на металлическую пожарно-аварийную лестницу.

Здания ГРУ типов I-б и II-б строятся с двускатной кровлей с уклоном 1 : 1,2 или односкатной. Полы на всех отметках цементные. Наружные стены здания выполняются из армопенобетонных панелей (для всех расчетных температур).

При внутренней отделке стен предусматривается затирка швов и раковин в панелях с последующей известковой побелкой стен и потолков.

В торце здания предусмотрены ворота для монтажа оборудования.

§ 54. КОМПЛЕКТНЫЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА (КРУ) СЕРИИ К-III И К-IV

КРУ этих серий устанавливаются в отапливаемых и неотапливаемых помещениях при температуре окружающей среды от —25° до +35° С.

По номинальным условиям КРУ могут применяться в электроустановках до 10 *кв* (распредустройствах собственных нужд электростанций и подстанций, понизительных подстанциях и т. д.). Шкафы КРУ, оборудованные выключателями типа ВМГ-133 и приводами ПС-10, выпускаются на номинальные токи 400—600—900 *а*.

Шкафы с разъединителями и кабельными сборками выпускаются на номинальные токи 900 и 1800 *а* (с учетом снижения нагрузки по условиям вентиляции в шкафах).

Термическая и динамическая устойчивость токоведущих частей и аппаратуры шкафов рассчитана по данным выключателей типа ВМГ-133.

Шкафы отходящих линий применяются для кабельных вводов, причем не более двух кабелей сечением до 3×95 *мм*^{2}. Номинальные данные, габаритные размеры и вес шкафов серии К-III-IV приведены в табл. 48.

Таблица 48

Номинальные даиные, габаритные размеры и вес шкафов КРУ

Серия шкафа	Номинальное напряжение, *кв*	Тип выключателя	Тип привода	Высота, *мм*	Ширина, *мм*	Глубина, *мм*	Вес шкафа, *кг*
К-III	3; 6	ВМГ-133-II	ПС-10	2140	1000	1500	1100
К-IV	3; 6; 10	ВМГ-133-III	или	2140	1000	1600	1200
		ВМГ-133-II-III	ПРБА				

Типовые схемы первичных цепей шкафов КРУ-III-IV приведены в табл. 49, 50. Варианты комплектования шкафов серии КРУ-III-IV приведены в табл. 51.

Шкафы можно устанавливать у стен с однорядным или двухрядным расположением и односторонним или двусторонним обслуживанием. Выбор варианта установки зависит от ширины коридора и числа шкафов, принятых для распределительного устройства.

При однорядном расположении и одностороннем обслуживании шкафы КРУ устанавливаются на расстоянии 100 *мм* от стенки. Ширина коридора обслуживания должна быть не менее 1,8 *м*. При двухрядном расположении шкафов с односторонним обслуживанием ширина коридора должна быть не менее 2,5 *м*.

При установке шкафов для двустороннего обслуживания ширина коридора с задней стороны шкафов должна быть не менее 0,8 *м*, а с передней — остаются ранее указанные.

§ 55. КОМПЛЕКТНЫЕ ПОДСТАНЦИИ (КТП). КОМПЛЕКТНЫЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА НАРУЖНОЙ УСТАНОВКИ (КРУН)

В настоящее время изготовляются серийные комплектные подстанции (КТП) напряжением 35/6—10 *кв* и 110/6—10 *кв* (с одним и двумя трансформаторами) без выключателей на высшем напряжении.

Предусмотрена установка трансформаторов следующих мощностей:

при напряжении 35/6—10 *кв* от 3200 до 20 000 *ква*
» » 110/6 » » 5600 » 20 000 »
» » 110/10 » » 5600 » 31 500 »

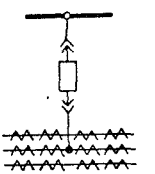
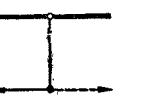
На высшем напряжении в качестве отключающего аппарата применяется только отделитель или плавкий предохранитель с одним разъединителем.

Трансформаторы на стороне высшего напряжения присоединяются через отделитель и разъединитель.

Для тупиковых подстанций применяются разъединители с заземляющими ножками с двух сторон (со стороны подходящей линии и со стороны отделителя). Для подстанций, присоединяющихся ответвлением от транзитной линии, применяются разъединители с одним заземляющим ножом со стороны отделителя.

Таблица 49

Типовые схемы первичных цепей шкафов КРУ серии К-III

Наименование и назначение шкафа	Тип шкафа	Схема первичной цепи	Номинальный ток, *а*
Шкаф с выключателем развилки для трансформатора или реактированной линии, приключаемых к двум секциям шин собственных нужд 3—6 *кв* (с выводами вправо)	III-01		900
То же, но с выводами влево . . .	III-02		900
Шкаф с секционным выключателем собственных нужд 3—6 *кв* (с выводами вправо)	III-03		900
Шкаф с выключателем отходящей линии с числом кабелей более двух	III-03 А		900
Шкаф с выключателем развилки для рабочего трансформатора или реактированной линии, подключаемых к одной секции шин собственных нужд 3—6 *кв* (с выводами вправо)	III-04		900
То же, но с выводами влево . . .	III-05		900
Шкаф с кабельной сборкой для укомплектования ввода с двух сторон	III-07		1800
То же, но с выводами вправо или влево	III-08		900
Шкаф с шинным вводом (с выводами вправо или влево)	III-12		900
Шкаф с перемычкой для укомплектования секционного выключателя или разъединителя (с выводами вправо или влево)	III-15		900
Шкаф для отходящей линии с выключателем трансформатора собственных нужд, управляемым с главного щита управления, без защиты от замыкания на землю	III-16		400
То же, но с защитой от замыкания на землю	III-18		400
Шкаф для отходящей линии с выключателем трансформатора собственных нужд 3; 6/0,4 *кв*, управляемым из КРУ, без защиты от замыкания на землю	III-20		400
То же, но с защитой от замыкания на землю	III-21		400
Шкаф для отходящей линии с выключателем, оборудованным релейным автоматическим повторным включением (АПВ)	III-20 А		400

Продолжение табл. 49

Наименование и назначение шкафа	Тип шкафа	Схема первичной цепи	Номинальный ток, *а*
Шкаф для отходящей линии с выключателем трансформатора собственных нужд 3; 6/0,5 *кв*, управляемым из КРУ, без защиты от замыкания на землю	III-22		400
То же, но с защитой от замыканий на землю	III-23		400
Шкаф для отходящей линии с выключателем электродвигателя 3—6 *кв* питательного насоса без защиты от замыкания на землю . . .	III-24		400
То же, но с защитой от замыкания на землю	III-25		400
То же, но с трансформаторами тока типа ТПОЛ	III-24 А		400
Шкаф для отходящей линии с выключателем электродвигателей 3—6 *кв* шахтных мельниц без защиты от замыкания на землю	III-26		400
То же, но с защитой от замыкания на землю	III-27		400
Шкаф для отходящей линии с выключателем электродвигателей 3—6 *кв*, подверженных перегрузке, без защиты от замыкания на землю	III-28		400
То же, но с защитой от замыкания на землю	III-29		400
Шкаф для отходящей линии с выключателем электродвигателей 3—6 *кв*, подверженный перегрузке, без защиты от замыкания на землю	III-30		400
Шкаф для отходящей линии с выключателем электродвигателей 3—6 *кв*, подверженных перегрузке, с защитой от замыкания на землю	III-31		400
Шкаф для отходящей линии с управляемым из КРУ выключателем трансформатора собственных нужд, установленного на значительном расстоянии от КРУ и не имеющего автомата на стороне 0,4 *кв*, без защиты от замыкания на землю . . .	III-32		400
То же, но с защитой от замыкания на землю	III-33		400
Шкаф с трансформатором напряжения секции шин КРУ собственных нужд с кабельной сборкой	III-34		—
То же, но без кабельной сборки	III-35		—

Продолжение табл. 49

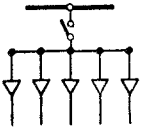
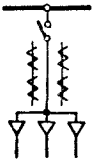
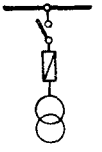
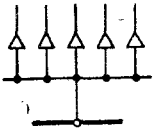
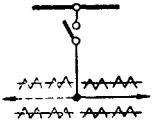
Наименование и назначение шкафа	Тип шкафа	Схема первичной цепи	Номинальный ток, *а*
Шкаф с разъединителем и кабельной сборкой для ввода резервного питания собственных нужд	III-37		900
То же, но на номинальный ток 1800 *а*	III-38		1800
Шкаф с разъединителем и трансформаторами тока для ввода резервного питания собственных нужд . .	III-40		900
Шкаф с трансформатором напряжения и приключаемым к сборке резервным питанием	III-41		—
Шкаф кабельной сборки резервного питания (с выводом вправо или влево)	III-42		900
То же, на номинальный ток 1800 *а*	III-44		1800
Шкаф с разъединителем и трансформаторами тока для ввода резервного питания с выводом вправо . .	III-46		900
То же, с выводом влево	III-47		900
Шкаф с разъединителем с выводом вправо или влево	III-48		900

Таблица 50

Типовые схемы первичных цепей шкафов КРУ серии К-IV

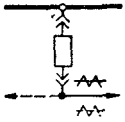
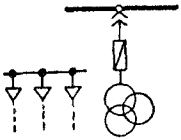
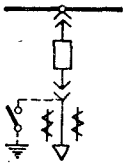
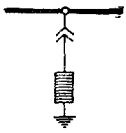
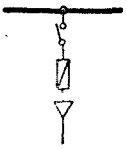
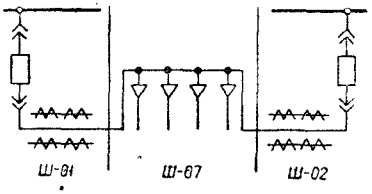
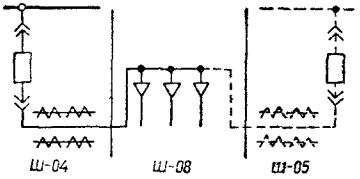
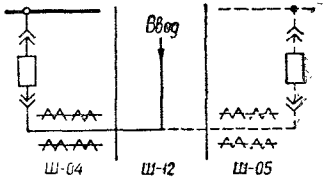
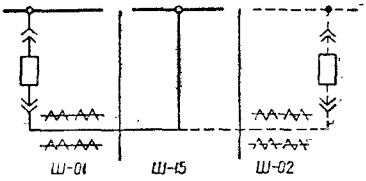
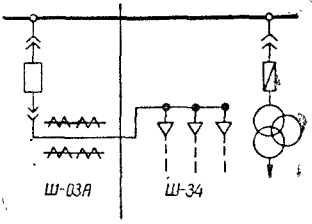
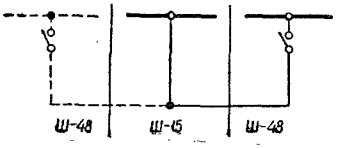
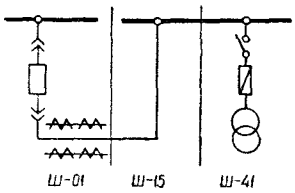
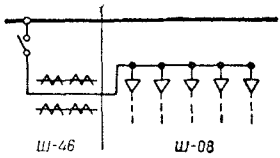
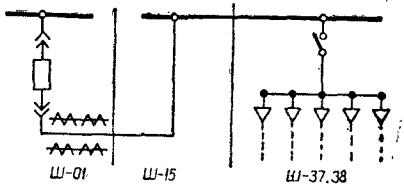
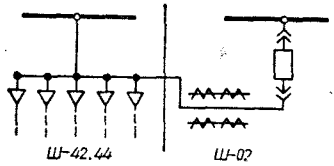
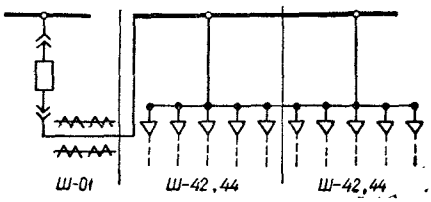
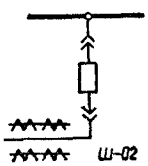
Наименование и назначение	Схема первичных цепей	Номинальный ток, *а*
Шкаф с ВМГ для ввода и секционного выключателя (правый, левый)		900
Шкаф трансформаторов напряжения		—
То же, с кабельной сборкой		—
Шкаф с ВМГ для отходящей линии		—
То же, с заземляющим разъединителем . . .		400
Шкаф с зарядниками РВВМ		—
Шкаф с разрядниками РВП		—
Шкаф с силовыми предохранителями		—
Шкаф перемычки		900
Шкаф шинного ввода		900

Таблица 51

Варианты комплектования шкафов КРУ серии К-111-IV

Наименование шкафа	Схема присоединения
Кабельный ввод цепи рабочего питания двух секций	
Кабельный ввод цепи рабочего питания одной секции	
Шинный ввод (правый и левый) . .	
Секционный выключатель	
Отходящая линия с числом кабелей более двух	
Секционный разъединитель (правый и левый)	

Наименование шкафа	Схема присоединения
Кабельный ввод резервного трансформатора собственных нужд . . .	
	
Кабельный ввод сборки резервного питания и перемычки к другим секциям и сборкам	
	
Сборка резервного питания и перемычка к другим секциям	
	

В цепи каждого трансформатора устанавливаются короткозамыкатели на напряжении 35 *кв* в двух фазах, на напряжении 110 *кв*—в одной фазе.

В двухтрансформаторных подстанциях предусматривается возможность перемычки с разъединителями между двумя вводами, которую выполняют при больших протяженностях линий (при напряжении 35 *кв* длиной 50 *км* и больше, при напряжении 110 *кв*—100 *км* и больше).

На низших напряжениях (6—10 *кв*) выполняется одна система сборных шин; при двух трансформаторах ее разделяют на две отдельные секции, соединяющиеся секционным выключателем.

Аппаратура комплектных ячеек 6—10 *кв* принята в соответствии с динамической и термической устойчивостью токам к. з. выключателей, указанных в таблицах ниже. Поэтому в зависимости от мощности трансформаторов и значений токов короткого замыкания решается вопрос о возможности параллельной работы их в конкретном случае.

Распределительное устройство 6—10 *кв* выполняется из комплектных шкафов для наружной установки (КРУН) со стационарной установкой выключателей.

Для отходящих линий предусматриваются выключатели на ток 600 *а*, а для вводов и секционных выключателей—на токи 600, 1000, 2000 *а* (в зависимости от номинального тока трансформатора).

Вводы линий могут быть кабельными и воздушными.

Для линий собственных нужд устанавливается по одному шкафу на каждую секцию. В таких шкафных установках (шириной 1,5 *м*) монтируются силовые трансформаторы мощностью до 180 *ква*, напряжением 10—6/0,23 *кв*, которые питаются ответвлением от ввода основного силового трансформатора.

В компоновках подстанций с двумя трансформаторами предусматривается возможность выполнения перемычки между вводами на стороне высшего напряжения. Линейные разъединители подсоединяются непосредственно к ЛЭП на концевой опоре без промежуточного портала.

Для промежуточных креплений проводов применяются опорные изоляторы. В случае применения промежуточного портала необходимо использовать подвесные гирлянды.

Ошиновки открытой части подстанции рекомендуется выполнять из алюминиевого провода сечением, соответствующим номинальному току цепи и условию коронирования.

На напряжении 6—10 *кв* между КРУН и втулками трансформаторов тока могут быть применены один или несколько проводов на фазу (в зависимости от тока).

Кабели на территории подстанции или станции прокладываются в траншеях.

Ремонт трансформаторов 35/10—6 *кв* мощностью до 20 000 *ква* и трансформаторов 110/10—6 *кв* мощностью до 15 000 *ква* осуществляется при помощи сборно-разборочного портала грузоподъемностью

15 или 25 *м*, который устанавливается или непосредственно над трансформатором или за пределами подстанции.

Ремонт трансформаторов 110/10—6 *кв* мощностью до 20 000 *ква* или 31 500 *ква* на подстанциях с двумя трансформаторами осуществляется при помощи стационарного портала, устанавливаемого между ними, грузоподъемностью соответственно 40 или 60 *т*. Защита подстанций 35/10—6 *кв* и 110/10—6 *кв* от прямых ударов молнии осуществляется путем установки молниеотводов на концевых опорах ЛЭП и на стационарных порталах (при наличии их).

Защитные заземления подстанций выполняются в виде заземляющего контура из стержневых заземлителей, соединенных между собой общим контуром, в соответствии с руководящими указаниями по заземлениям (для установки с большими токами замыкания на землю сопротивление заземлителей должно быть не более 0,5 *ом*; для установки с малыми токами—4,0 *ом*).

Питание сети освещения комплектных подстанций предусматривается двумя присоединениями: одно—для наружного освещения, второе—для освещения внутри шкафов КРУН 10—6 *кв*. В шкафах собственных нужд КРУН предусматривается присоединение передвижных аппаратов (сварочных, переносных, трансфоматоров и т. д.). На этих присоединениях устанавливаются пакетные выключатели, предохранители на 100 *а* и клеммы для присоединения передвижных аппаратов. В КРУН дополнительно предусматривается местное освещение внутри каждого шкафа.

Схемы электрических соединений в шкафах КРУ и КРУН серии К-VI-VII приведены в табл. 52, 53, а схемы комплектования шкафов— в табл. 54.

В табл. 55, 56, 57, 58 приведены характеристики комплектных подстанций наружной установки.

Краткая техническая характеристика шкафов КРУН. Заводом «Электрощит» шкафы КРУН выпускаются в двух производственных сериях, техническая характеристика которых приведена в табл. 59.

Шкафы серии К-VI устанавливаются в цепях отходящих линий, вводов с номинальным током до 600 *ка* и измерительных трансформаторов напряжения. Шкафы серии К-VII предназначены для секционирования, вводов с номинальным током от 1000 до 2000 *а* и силовых трансформаторов мощностью до 180 *ква*. Шкафы предусматривают возможность управления выключателями как на постоянном, так и на переменном оперативном токе с помощью приводов ПС-10 УПГП или ПЭ-2.

Шкафы КРУН серии К-VI и К-VII изготовляются в соответствии со схемами первичных присоединений стационарного исполнения, приведенными в табл. 52, 53.

Шкаф отходящей линии разделен металлическими перегородками на 4 отсека;

Таблица 52

Схемы электрических соединений в шкафах КРУН серии К-VI

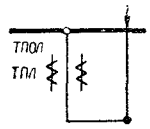
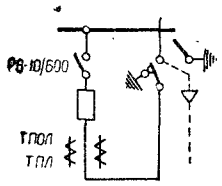
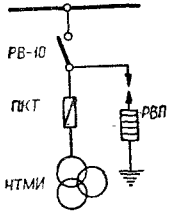
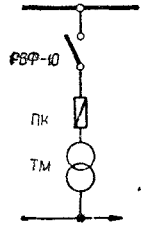
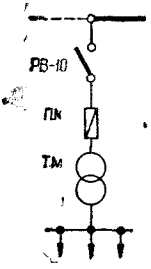
Принципиальная схема	Наименование шкафа	Техническая характеристика	Тип шкафа
	Шкаф глухого ввода	1000 *а*, 400 *а*	III-162, III-181
	Шкаф ввода или отходящей линии	400 *а*—600 *а*; привод типов ПРБА, УПГМ с АМР, ПС-10	III-152, III-153, III-163, III-164
	Шкаф трансформатора напряжения и разрядников	НТМИ-10, НТМИ-6	III-165, III-166
	Шкаф трансформатора собственных нужд	10 *кв*, 100 *ква*, 6 *кв*, 100 *ква*, 10 *кв*, 20—50 *ква*, 6 *кв*, 20—50 *ква*	III-157, III-158, III-167, III-168
	Шкаф трансформатора собственных нужд, подключенного на вводы	10 *кв*, 100 *ква*, 6 *кв*, 100 *ква*	III-176, III-177

Таблица 53

Схемы электрических соединений в шкафах КРУН серии К-VII

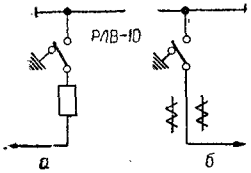
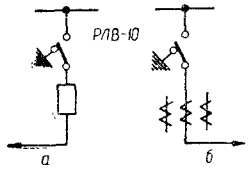
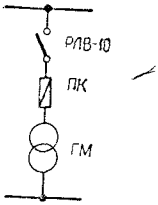
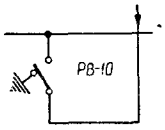
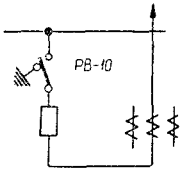
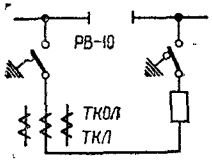
Принципиальная схема	Наименование шкафа	Техническая характеристика	Тип шкафа
	Шкаф для укомплектования секционного выключателя: *а* — правый; *б* — левый (с выключателем, разъединителем)	1500—2000 *а*, привод типа ПЭ	*а*—III-192, *б*—III-194 (1500 *а*), *а*—III-195 (2000 *а*)
	Шкаф для укомплектования ввода: *а* — правый с выключателем; *б* — левый с разъединителем	1500—2000 *а*, привод типа ПЭ	*а*—III-198, *б*—III-193 (1500 *а*) *а*—III-200 (2000 *а*)
	Шкаф трансформатора собственных нужд	10 *кв*; 100—180 *ква* 6 *кв*; 100—180 *ква*	III-196, III-197
	Шкаф ввода с разъединителем	2000 *а*	III-199
	Шкаф ввода	1000 *а*, привод ПС-10 1000 *а*, привод УПГП с АМР	III-203 III-204
	Шкаф секционирования	1000 *а*, привод ПС-10 1000 *а*, привод УПГП с АМР 400 *а*, привод УПГМ 600 *а*, привод УПГМ	III-205 III-206 III-207 III-208

Таблица 54

Схемы комплектования шкафов КРУН серии К-VI и К-VII

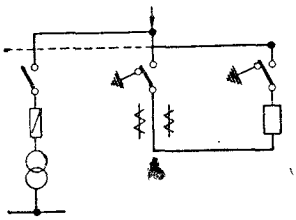
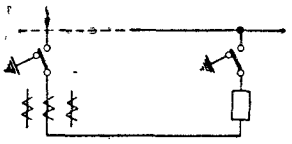
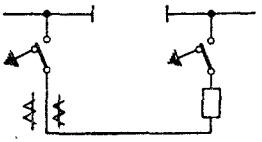
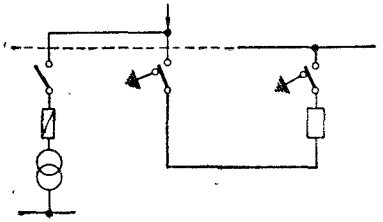
Схема соединения	Наименование присоединения
III-176-10 *кв* III-204, III-203 III-177-6 *кв* 	Ввод на ток до 1000 *а* с отпайкой к трансформатору собственных нужд (в шкафах III-176, III-177 сборные шины проходят транзитно)
III-193, III-200 III-198 	Ввод на ток до 2000 *а* (в шкафу III-193 сборные шины проходят транзитно)
III-194, III-195 III-192 	Секционный выключатель на ток 2000 *а*
III-176, III-177 III-193, III-200 III-198 	Ввод на ток 2000 *а* с отпайкой к трансформатору собственных нужд

Таблица 55

Характеристика комплектных подстанций с одним трансформатором мощностью 3200—20 000 *ква* и высшим напряжением 35 *кв*

Мощность трансформатора, *ква*	Номинальный ток, *а*, при напряжении		Тип выключателя в цепи трансформатора при напряжении	
	6 *кв*	10 *кв*	6 *кв*	10 *кв*
3 200	310	185	ВМГ-133, ВМП-10	ВМГ-133, ВМП-10
5 600	540	320	ВМГ-133, ВМП-10	ВМГ-133, ВМП-10
7 500	720	435	ВМГ-133, ВМП-10	ВМГ-133, ВМП-10
10 000	960	580	МГГ-10, ВМП-10	ВМГ-133, ВМП-10
15 000	1440	870	МГГ-10, ВМП-10	ВМП-10, ВМГ-133
20 000	1920	1150	МГГ-10	МГГ-10, ВМП-10

Таблица 56

Характеристика комплектных подстанций с двумя трансформаторами мощностью 3200—20 000 *ква* и высшим напряжением 35 *кв*

Мощность трансформатора, *ква*	Номинальный ток, *а*, при напряжении		Тип выключателя в цепи трансформаторов при напряжении		Тип секционного выключателя при напряжении	
	6 *кв*	10 *кв*	6 *кв*	10 *кв*	6 *кв*	10 *кв*
3 200	310	185	ВМГ-133, ВМП-10	ВМГ-133, ВМП-10	ВМГ-133, ВМП-10	ВМГ-133, ВМП-10
5 600	540	320	ВМГ-133, ВМП-10	ВМГ-133, ВМП-10	ВМГ-133, ВМП-10	ВМГ-133, ВМП-10
7 500	720	435	ВМГ-133, ВМП-10	ВМГ-133, ВМП-10	ВМГ-133, ВМП-10	ВМГ-133, ВМП-10
10 000	960	580	МГГ-10, ВМП-10	ВМГ-133, ВМП-10	ВМГ-133, ВМП-10	ВМГ-133, ВМП-10
15 000	1440	870	МГГ-10	ВМГ-133, ВМП-10	ВМГ-133, ВМП-10	ВМГ-133, ВМП-10
20 000	1920	1150	МГГ-10	МГГ-10, ВМП-10	МГГ-10, ВМП-10	ВМГ-10, ВМП-10

Таблица 57

Характеристика комплектных подстанций с одним трансформатором мощностью 5600—31 500 *ква* и высшим напряжением 110 *кв*

Мощность трансформатора, *ква*	Номинальный ток, *а*, при напряжении		Ток выключателя в цепи трансформатора при напряжении	
	6 *кв*	10 *кв*	6 *кв*	10 *кв*
5 600	540	320	ВМГ-133, ВМП-10	ВМГ-133, ВМП-10
7 500	720	435	ВМГ-133, ВМП-10	ВМГ-133, ВМП-10
10 000	960	580	МГГ-10, ВМП-10	ВМГ-133, ВМП-10
15 000	1440	870	МГГ-10	ВМГ-133, ВМП-10
20 000	1920	1150	МГГ-10	МГГ-10, ВМП-10
31 500	3010	1820	МГГ-10	МГГ-10

Таблица 58

Характеристика комплектных подстанций с двумя трансформаторами мощностью 5600—31 500 *ква* и высшим напряжением 110 *кв*

Мощность трансформатора, *ква*	Номинальный ток, *а*, при напряжении		Тип выключателя в цепи трансформатора при напряжении		Тип секционного выключателя при напряжении	
	6 *кв*	10 *кв*	6 *кв*	10 *кв*	6 *кв*	10 *кв*
5 600	540	320	ВМГ-133, ВМП-10	ВМГ-133, ВМП-10	ВМГ-133, ВМП-10	ВМГ-133, ВМП-10
7 500	720	435	ВМГ-133, ВМП-10	ВМГ-133, ВМП-10	ВМГ-133, ВМП-10	ВМГ-133, ВМП-10
10 000	960	580	МГГ-10, ВМП-10	МГГ-133, ВМП-10	ВМГ-133, ВМП-10	ВМГ-133, ВМП-10
15 000	1440	870	МГГ-10	ВМГ-133, ВМП-10	ВМГ-133, ВМП-10	ВМГ-133, ВМП-10
20 000	1920	1150	МГГ-10	МГГ-10, ВМП-10	МГГ-10, ВМП-10	ВМГ-133, ВМП-10
31 500	3010	1820	МГГ-10	МГГ-10	МГГ-10,	МГГ-10, ВМП-10

Таблица 59

Техническая характеристика шкафов КРУН

Серия шкафа КРУН	Номинальное напряженне, *кв*	Номинальный ток, *а*	Размеры шкафа, *мм*		
			Ширина	Глубина	Высота
К-VI	6—10	600	1000	1600	3100
К-VII	6—10	1000—2000	1500	1600	3100

а) отсек сборных шин вместе с шинным разъединителем;

б) отсек выключателя;

в) отсек линейного вывода вместе с линейным разъединителем;

г) отсек управления, в котором на приборном поворотном листе размещены приборы измерения, учета и релейная аппаратура.

Для безопасности обслуживания ножи шинных и линейных разъединителей при отключении автоматически заземляются.

Все шкафы КРУН снабжены блокировками, которые предотвращают: отключение и выключение разъединителей при выключенном выключателе; открытие задней сетчатой двери при включенных разъединителях; включение разъединителя до полного закрытия задних сетчатых дверей КРУН.

Конструкция шкафов предусматривается для кабельных и воздушных линий. Кабельные разделки можно производить для кабеля сечением не более 150 *мм*^{2}. Специальные шкафы предусматривают возможность разделки двух кабелей сечением до 240 *мм*^{2}.

Глава девятая

ЗАЩИТА ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ И ЗАЗЕМЛЕНИЙ

§ 56. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Здания и сооружения защищаются от прямых ударов, а также от волн перенапряжений, набегающих на линии. Характер изменения волн перенапряжений зависит от вида грозовых разрядов, последствия которых проявляются по-разному в зависимости от устройств, создающих проводимость на нулевой потенциал (на землю).

Защита от прямых ударов молнии должна выполняться молниеотводами, отдельно стоящими на конструкциях распределительных устройств, крышах сооружений и т. д.

Защита от вторичных перенапряжений обеспечивается надежным заземлением оборудования. Защита от волн перенапряжений, набегающих по воздушным линиям в здания, выполняется кабельными подходами, установкой разрядников, заземлением тросов ведущих линий непосредственно у ввода.

В отношении грозозащиты здания и сооружения классифицируются по категориям.

К I категории относятся здания и сооружения со взрывоопасными газами, вследствие чего электрические искры могут привести к разрушению зданий или человеческим жертвам.

Ко II категории относятся здания и сооружения, которые могут взорваться от электрической искры без значительных разрушений или человеческих жертв.

К III категории относятся сооружения, в которых от прямых ударов молнии может возникнуть пожар и механические разрушения.

Грозозащиты электрических установок должны обеспечить бесперебойное электроснабжение при всех видах перенапряжений. Для этого намечаются мероприятия по защите оборудования от прямых ударов молнии. К тому же защита должна ослабить воздействие волн перенапряжения на изоляцию электротехнического оборудования. Защита электротехнических установок от прямых ударов молнии предусматривается также для распределительных устройств и жилых поселков на территории электростанций.

§ 57. ЗАЩИТА ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ УСТАНОВОК ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ

Открытые распределительные устройства можно защитить от всех перенапряжений молниеотводами, установленными на конструкциях или отдельно стоящими. Расчет заземляющих молниеотводов следует производить по сопротивлениям (см. табл. 60).

Таблица 60

Удельные сопротивления грунтов и сопротивления заземляющих устройств

Удельное сопротивление грунта, *ом · см*	Сопротивление заземляющего устройства, *ом*	
	для железных опор	для деревянных опор
До $1 \cdot 10^4$	До 20	10
$1 \cdot 10^4 - 5 \cdot 10^4$	» 30	15
$5 \cdot 10^4 - 10 \cdot 10^4$	» 40	20
$10 \cdot 10^4$ и выше	» 60	30

Следует отметить, что существуют установки с большими и малыми токами замыкания на землю. В электроустановках с большими токами замыкания на землю сопротивления заземляющих устройств должны быть не больше 0,5 *ом* в любое время года. Рекомендуется использовать естественные заземлители, но при этом сопротивление их должно быть не более 1 *ом*.

В электроустановках с малыми токами замыкания на землю без компенсации емкостных токов сопротивление заземляющего устройства рекомендуется определять по следующим выражениям:

1) если заземляющее устройство используется одновременно для установок напряжением до 1000 *в* и установок с напряжением выше 1000 *в*, то

$$R \leqslant \frac{125}{I} \text{ ом};$$

2) если заземляющее устройство используется только для электроустановок выше 1000 *в*, то

$$R \leqslant \frac{250}{I} \text{ ом},$$

где I — ток замыкания на землю. При этом сопротивление заземляющих устройств должно быть не более 10 *ом*.

Молниеотводы, заземляющие магистрали и их расположение. Молниеотводы и разрядники устанавливают по условию наивыгоднейшего расположения заземляющего контура (магистрали).

Если ОРУ выполняется из сборного железобетона, то металлические конструкции необходимо надежно заземлять с таким расчетом, чтобы при воздействии током короткого замыкания температурный перепад в них не превышал 60° С. Отдельно стоящие

молниеотводы рекомендуется соединять с общим заземляющим устройством.

В ОРУ 35, 110, 220, 500 *кв* рекомендуется иметь общее заземляющее устройство, которое надежно обеспечивает безопасность людям и заземление нейтрали. Для отвода токов молнии не рекомендуется применять естественные заземлители (подземные коммуникации, оболочки кабелей и т. д.).

Если молниеотводы устанавливаются на конструкциях 35 *кв* и выше, то непосредственно на выводах трансформаторов 6—10—20—35 *кв* должны быть установлены вентильные разрядники, а магистрали заземляющего устройства должны быть расположены непосредственно у разрядников на расстоянии не более 5 *м*. В данном случае расчетное сопротивление заземлителей растеканию тока промышленной частоты (50 *гц*) должно быть не более 4 *ом* (в районе 20—30 *м* от порталов трансформаторов).

Защита открытых токопроводов. От прямых ударов молнии токопроводы защищаются отдельно стоящими молниеотводами, установленными непосредственно у токопроводов или на зданиях (парапете машзала и на кровле распределительного устройства генераторного напряжения). Защита открытых токопроводов тросами, выполненными на тех же опорах, не разрешается.

§ 58. ЗАЩИТА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ОТ АТМОСФЕРНЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ И ВОЛН, НАБЕГАЮЩИХ С ЛИНИИ

Линии электропередачи напряжением 35 *кв* и выше, незащищенные тросами по всей длине, защищаются от прямых ударов молнии на подходах к распределительным устройствам тросовыми молниеотводами. Тросовыми молниеотводами не защищаются распределительные устройства 20—35 *кв* с трансформаторами 3200 *ква* и ниже.

Руководящими указаниями по грозозащите рекомендуется такая длина защищаемого подхода:

для	линий	электропередачи	35	*кв*	не	менее	1	*км*
»	»	»	110	»	»	»	1,5	»
»	»	»	220	»	»	»	2,0	»

Защитный угол молниеотводов должен быть не более 30°, а сопротивления должны соответствовать значениям, приведенным в табл. 60. Тросовые молниеотводы крепятся к линейным порталам и к порталам распределительных устройств. В случае невозможности подсоединения грозозащитного троса на подходах к подстанции пролеты защищаются стержневыми молниеотводами на отдельно стоящих опорах или на порталах и опорах.

Расчетное сопротивление заземления растеканию тока частотой 50 *гц* в радиусе 20—30 *м* от портала должно быть не более 5 *ом*, причем меньший радиус относится к грунтам с удельным сопротивлением $\rho < 5 \cdot 10^4$ *ом · см*.

Сопротивление растеканию тока ближайшей к ОРУ опоры линии электропередачи должно быть не более 10 *ом*. На деревянных опорах в начале тросового подхода и в конце его необходимо устанавливать комплект трубчатых разрядников и по всем стойкам опор предусматривать заземляющие спуски. Трубчатые разрядники на концевой опоре присоединяются к общему заземляющему контуру распределительного устройства.

На подходах линий электропередачи напряжением 35 *кв* и выше с металлическими и железобетонными опорами разрядники могут быть установлены в конце линии, при этом сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 *ом*.

Если открытые и закрытые распределительные устройства оборудованы трансформаторами с присоединенными воздушными линиями, то для защиты их устанавливаются вентильные разрядники на расстояниях до аппаратов и изоляторов, приведенных в табл. 61 (конденсаторы связи и заградители не входят в зону защиты).

Таблица 61

Мероприятия по защите подстанций и расстояние от защитных средств до защищаемого объекта

Напряжение, *кв*	Предусмотрена подвеска троса	Расстояние до трансформаторов подстанции, *м*			Расстояние до аппаратуры и изоляторов, *м*
		тупиковой	с двумя воздушными ЛЭП	с тремя воздушными ЛЭП и больше	
35	На подходе	25	35	40	45
	По всей длине ЛЭП	35	80	95	105
110	На подходе	65	90	105	120
	По всей длине ЛЭП	90	130	155	175
220	На подходе	100	155	155	205
	По всей длине ЛЭП	100	155	155	205

Силовые автотрансформаторы защищаются от волн перенапряжений вентильными разрядниками, жестко установленными на выводах обмоток всех напряжений, имеющих автотрансформаторную связь, без переключающей аппаратуры на возможно меньшем расстоянии от выводов.

На системах шин, как правило, устанавливаются независимые комплекты вентильных разрядников в соответствии с табл. 61.

Распределительные устройства напряжением 35 *кв* с трансформаторами мощностью до 3200 *ква* с присоединенными линиями и все распределительные устройства 3 — 20 *кв* (при незащищенных подходах) защищаются вентильными разрядниками, подключенными к шинам, и двумя комплектами трубчатых разрядников на каждой отходящей линии (непосредственно на линейном вводе и на линии на расстоянии 100 — 200 *м* от первого разрядника в сторону линии).

При наличии кабельной вставки на конце кабеля со стороны линии и на расстоянии 100 — 200 *м* в сторону линии тоже устанав-

ливаются трубчатые разрядники. Причем разрядник у кабеля может присоединяться к его брони, а величина сопротивления заземления не должна превышать значений, приведенных в табл. 60 для деревянных опор.

На трансформаторах мощностью до 560 *ква* устанавливается по одному комплекту трубчатых и вентильных разрядников, при этом они присоединяются к заземляющему контуру распределительных устройств (допускается замена разрядников защитными промежутками, приведенными в табл. 62).

Таблица 62

Величины основных и дополнительных промежутков

Номинальное напряжение сети, *кв*	Величина защитного промежутка, *мм*		Номинальное напряжение сети, *кв*	Величина защитного промежутка, *мм*	
	основного	дополнительного		основного	дополнительного
3	20	5	35	250	30
6	40	10	110	650	—
10	60	15	150	930	—
20	140	20	220	1350	—

Переключательные пункты напряжением 3 — 10 *кв* защищаются от атмосферных перенапряжений одним комплектом трубчатых разрядников, устанавливаемых на выходных порталах или на последней опоре каждой линии передачи.

Выбор предельных значений токов, отключаемых трубчатыми разрядниками. Предельные значения токов, отключаемых трубчатыми разрядниками, определяются с учетом цепей с малыми или большими токами замыкания на землю.

Для сетей напряжением 35 *кв* и ниже с изолированной или заземленной нейтралью через дугогасительную катушку верхний предел отключаемого тока должен быть не ниже наибольшего возможного тока трехполюсного короткого замыкания, а нижний предел — меньший наименьшего возможного тока двухполюсного короткого замыкания.

Для сетей напряжением 110 *кв* и выше (где нейтрали заземлены наглухо) трубчатые разрядники выбирают по:

а) наибольшему возможному току однополюсного замыкания или трехполюсного короткого замыкания;

б) наименьшему возможному току однополюсного замыкания или двухполюсного короткого замыкания.

Установка защитных промежутков. Вместо трубчатых разрядников можно устанавливать защитные промежутки в схемах распределительных устройств в случаях, если разрядники отсутствуют или их характеристики не соответствуют параметрам сети, а также для защиты от прямых ударов молнии трансформаторов

мощностью до 560 *ква* на стороне 6 — 35 *кв*. При установке защитных промежутков необходимо АПВ.

Разрядные расстояния защитных промежутков устанавливаются в зависимости от величины разрядного напряжения защищаемой изоляции и номинальных напряжений установок. Защитные промежутки делятся на основные и дополнительные, значения которых приведены в табл. 62. Дополнительные промежутки устраиваются в сетях 3 — 35 *кв* и в заземляющих спусках основных промежутков на расстоянии не менее 2 — 3 *м* друг от друга.

Величина защитных промежутков выбрана так, чтобы их разрядное напряжение при перенапряжении на 20% было ниже разрядных напряжений защищаемой изоляции.

§ 59. ГРОЗОЗАЩИТА СООРУЖЕНИЙ И ЗДАНИЙ РАЗЛИЧНЫХ КАТЕГОРИЙ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЗАЩИТЕ ИХ

Грозозащита сооружений и зданий I категории. Все объекты I категории электрических станций и подстанций защищаются от прямых ударов, вторичных ударов молнии и от проявления статического электричества.

Защита от прямых ударов осуществляется отдельно стоящими молниеотводами, которые должны быть изолированы от зданий и сооружений. Величина сопротивления заземления молниеотводов выбирается согласно табл. 60.

Газоотводящие трубы должны входить в зону защиты объекта, причем расстояние от молниеприемников до газоотводящих труб должно быть 4—5 *м* и превышение над трубой — не менее 3 *м*. В здания этой категории не допускается ввод воздушных проводов, и сеть на всем протяжении должна быть выполнена подземным кабелем от трансформаторов подстанции или от шин станции. Оболочки кабеля заземляются с обеих сторон (на питающей стороне и у ввода в объект). Заземляющее устройство на питающей стороне линии, к которому подсоединена оболочка кабеля, должно быть изолировано от общего заземляющего устройства станции или подстанции.

Если сооружение I категории питается от распределительного устройства, к которому присоединены воздушные сети, то в этом распределительном устройстве должны быть установлены вентильные разрядники. Не допускается приближение воздушных сетей любого назначения на расстояние меньше 10 *м* к сооружениям и зданиям I категории.

Во избежание появления искрений, вызываемых электромагнитной и электростатической индукцией грозовых разрядов, необходимо заземлять на контур защитного заземления все металлические конструкции, внутренние коммуникации, корпуса.

Заземляющие устройства защит от прямых ударов молнии и защит от вторичных воздействий должны быть на расстоянии друг от друга. Расстояние в земле между ними рекомендуется принимать не менее 3 *м*. Заземляющие устройства, предназначенные для за-

щиты от вторичных воздействий молнии, рекомендуется выполнять в виде контуров по периметру здания с общим сопротивлением 5—10 *ом*.

Металлические крыши должны заземляться токоотводами, проложенными по стенам сооружения через каждые 10—20 *м*. Если крыша не проводит ток, то можно применить металлическую сетку с токоотводами с размером сторон 8—10 *м*. Внутри зданий и сооружений этой категории все металлические устройства должны быть соединены между собой в местах сближений до 10 *см* и заземлены через каждые 20—30 *м*. При заземлении используется медный или железный провод сечением 16 — 32 *мм*^{2}.

Грозозащита зданий и сооружений II категории. Все сооружения и здания этой категории должны быть защищены от прямых ударов, вторичных воздействий молнии и от заноса высоких потенциалов любыми путями.

Металлические крыши должны заземляться токопроводами, проложенными по стенам здания через каждые 10 — 15 *м* и присоединенными к заземляющему контуру. Металлическая арматура железобетонных конструкций сваривается в замкнутую сеть и может быть использована в качестве заземлений устройств грозозащиты. Защита сооружений и зданий из сборного железобетона от прямых ударов молнии осуществляется заземлением арматуры всех колонн стальным токопроводом из полосовой или круглой стали.

Здания и сооружения, выполненные из кирпича или другого непроводящего ток материала, от воздействий молнии защищаются молниеотводами, установленными на крыше. Молниеотводы соединяются с заземляющими устройствами токопроводами, проложенными на стенах здания. Сопротивления заземлений молниеотводов растеканию токов выбираются по табл. 60.

Цельнометаллические сооружения с толщиной стенок 4 *см* и более достаточно заземлить надежно, и тогда грозозащита не требуется. При указанной толщине стенок трубопроводы на эстакадах заземляются через каждые 20 — 25 *м*. При наличии газоотводящих труб молниеотводы следует устанавливать на расстоянии 4 — 5 *м* с превышением не менее 3 *м*.

Защита от электромагнитных и электростатических явлений осуществляется так же, как и для объектов I категории.

Подвод воздушных проводов к зданиям и сооружениям допускается при наличии кабельного ввода длиной не менее 50 *м* или при защите воздушного подхода длиной до 150 *м*. Изоляторы на всех опорах этого подхода заземляются с сопротивлением заземления 20 *ом*, кроме первой опоры с сопротивлением заземления 10 *ом*.

Грозозащита зданий и сооружений III категории. Все сооружения и здания этой категории от прямых ударов молнии защищаются молниеотводами, установленными непосредственно на самом сооружении и соединенными токопроводами, проложенными по стенам. Сопротивление заземлителей молниепроводов растеканию тока принимается по табл. 60.

Металлические крыши защищаются от прямых ударов молнии путем их заземления. В данном случае от прямых ударов и повторных воздействий молнии допускается совмещение заземлителей защиты, общее сопротивление которых 10 — 20 *ом*.

Изоляторы воздушных линий, вводимых в здание, должны быть заземлены, сопротивление заземлителей растеканию тока равно 10—20 *ом*. Мероприятия по защите зданий и сооружений на тепловых электростанциях приведены в табл. 63.

Таблица 63

Мероприятия по защите зданий и сооружений на территории тепловой электростанции от прямых ударов молний

Наименование здания или сооружения	Категория по грозозащитным мероприятиям	Конструктивная особенность с точки зрения грозозащиты	Способ выполнения грозозащиты
Открытое распределительное устройство	А	Металлическая конструкция	Молниеотводами на конструкциях и отдельно стоящими молниеотводами
		Сборная железобетонная конструкция	То же, с устройством спусков или заземлением арматуры
Открытая установка трансформаторов	А	Металлическая конструкция	То же, что и в п. 1, при установке вентильных разрядников на выводах 6, 10, 20 и 35 *кв*
		Сборная железобетонная конструкция	То же, что и в п. 1, с устройством спусков или заземлением арматуры
Открытые токопроводы	А	Металлическая или сборная железобетонная конструкция	Молниеотводами на парапете машинного зала, отдельно стоящими молниеотводами и молниеотводами ГРУ и ОРУ
Электролизерная	Б-1	—	Отдельно стоящими или изолированными от здания молниеотводами с отдельно заземляющим контуром
Ацетилено-генераторная станция	Б-1	—	То же
Здание хранения баллонов с водородом	Б-1	—	» »

щиты от вторичных воздействий молнии, рекомендуется выполнять в виде контуров по периметру здания с общим сопротивлением 5—10 *ом*.

Металлические крыши должны заземляться токоотводами, проложенными по стенам сооружения через каждые 10—20 *м*. Если крыша не проводит ток, то можно применить металлическую сетку с токоотводами с размером сторон 8—10 *м*. Внутри зданий и сооружений этой категории все металлические устройства должны быть соединены между собой в местах сближений до 10 *см* и заземлены через каждые 20—30 *м*. При заземлении используется медный или железный провод сечением 16 — 32 *мм*^{2}.

Грозозащита зданий и сооружений II категории. Все сооружения и здания этой категории должны быть защищены от прямых ударов, вторичных воздействий молнии и от заноса высоких потенциалов любыми путями.

Металлические крыши должны заземляться токопроводами, проложенными по стенам здания через каждые 10 — 15 *м* и присоединенными к заземляющему контуру. Металлическая арматура железобетонных конструкций сваривается в замкнутую сеть и может быть использована в качестве заземлений устройств грозозащиты. Защита сооружений и зданий из сборного железобетона от прямых ударов молнии осуществляется заземлением арматуры всех колонн стальным токопроводом из полосовой или круглой стали.

Здания и сооружения, выполненные из кирпича или другого непроводящего ток материала, от воздействий молнии защищаются молниеотводами, установленными на крыше. Молниеотводы соединяются с заземляющими устройствами токопроводами, проложенными на стенах здания. Сопротивления заземлений молниеотводов растеканию токов выбираются по табл. 60.

Цельнометаллические сооружения с толщиной стенок 4 *см* и более достаточно заземлить надежно, и тогда грозозащита не требуется. При указанной толщине стенок трубопроводы на эстакадах заземляются через каждые 20 — 25 *м*. При наличии газоотводящих труб молниеотводы следует устанавливать на расстоянии 4 — 5 *м* с превышением не менее 3 *м*.

Защита от электромагнитных и электростатических явлений осуществляется так же, как и для объектов I категории.

Подвод воздушных проводов к зданиям и сооружениям допускается при наличии кабельного ввода длиной не менее 50 *м* или при защите воздушного подхода длиной до 150 *м*. Изоляторы на всех опорах этого подхода заземляются с сопротивлением заземления 20 *ом*, кроме первой опоры с сопротивлением заземления 10 *ом*.

Грозозащита зданий и сооружений III категории. Все сооружения и здания этой категории от прямых ударов молнии защищаются молниеотводами, установленными непосредственно на самом сооружении и соединенными токопроводами, проложенными по стенам. Сопротивление заземлителей молниепроводов растеканию тока принимается по табл. 60.

Металлические крыши защищаются от прямых ударов молнии путем их заземления. В данном случае от прямых ударов и повторных воздействий молнии допускается совмещение заземлителей защиты, общее сопротивление которых 10 — 20 *ом*.

Изоляторы воздушных линий, вводимых в здание, должны быть заземлены, сопротивление заземлителей растеканию тока равно 10—20 *ом*. Мероприятия по защите зданий и сооружений на тепловых электростанциях приведены в табл. 63.

Таблица 63

Мероприятия по защите зданий и сооружений на территории тепловой электростанции от прямых ударов молний

Наименование здания или сооружения	Категория по грозозащитным мероприятиям	Конструктивная особенность с точки зрения грозозащиты	Способ выполнения грозозащиты
Открытое распределительное устройство	А	Металлическая конструкция	Молниеотводами на конструкциях и отдельно стоящими молниеотводами
		Сборная железобетонная конструкция	То же, с устройством спусков или заземлением арматуры
Открытая установка трансформаторов	А	Металлическая конструкция	То же, что и в п. I, при установке вентильных разрядников на выводах 6, 10, 20 и 35 *кв*
		Сборная железобетонная конструкция	То же, что и в п. I, с устройством спусков или заземлением арматуры
Открытые токопроводы	А	Металлическая или сборная железобетонная конструкция	Молниеотводами на парапете машинного зала, отдельно стоящими молниеотводами и молниеотводами ГРУ и ОРУ
Электролизерная	Б-1	—	Отдельно стоящими или изолированными от здания молниеотводами с отдельно заземляющим контуром
Ацетилено-генераторная станция	Б-1	—	То же
Здание хранения баллонов с водородом	Б-1	—	» »

Продолжение табл. 63

Наименование здания или сооружения	Категория по грозозащитным мероприятиям	Конструктивная особенность с точки зрения грозозащиты	Способ выполнения грозозащиты
Наружная установка ресиверов водорода	Б-I	—	Отдельно стоящими или изолированными от земли молниеотводами с отдельно заземляющим контуром
Здание главного щита управления	А	Сборная железобетонная конструкция	Сеткой из металлической арматуры, железобетонного каркаса и заземлением колонн из сварного железобетона
Трубопроводы	II-Б	Металлические	Заземлением
Закрытое распределительное устройство	А	Сборная железобетонная конструкция	Сеткой из металлической арматуры железобетонного каркаса и заземлением колонн из сборного железобетона
Угледробилка	III-Б	То же	То же
Нефтехозяйство	III-Б	» »	» »
Маслохозяйство	III-Б	» »	» »
Маслобаки	III-Б	Металлические	Заземлением
Главное здание	III-Б	Металлический каркас Сборный железобетонный каркас	То же Так же, как для здания главного щита управления
Дымовая труба	III-Б	Кирпичная или из сборного железобетона	Стержневыми молниеотводами на венце и токоотводами
Градирня	III-Б	Металлический каркас с асбоцементной обшивкой То же, с деревянной обшивкой Монолитный железобетон	Заземлением Стержневыми молниеотводами на каркасе Стержневыми молниеотводами на венце и токоотводами

§ 60. ЗОНА ЗАЩИТЫ МОЛНИЕОТВОДОВ

Защита от прямых ударов молнии выполняется молниеотводами стержневого или тросового вида. Количество молниеотводов для защиты данной зоны может быть один, два, три и более.

Пространство, защищенное от ударов молнии, или зона защиты молниеотводов зависит от числа, высоты, взаимного расположения молниеотводов, высоты грозовых разрядов и др.

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода имеет форму вертикального конуса с криволинейными образующими, вершина которого совпадает с вершиной молниеотвода. Радиус защиты r_x на любой высоте h_x защищаемого объекта (рис. 99) для молниеотводов с $h \leqslant 30$ *м* можно определить из формулы

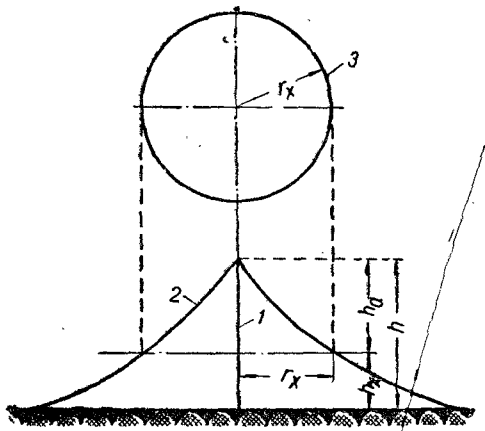


Рис. 99. Зона защиты одиночного молниеотвода:

1 — молниеотвод; *2* — образующая поверхности зоны защиты; *3* — площадь защиты, замкнутая окружностью с радиусом r_x.

$$\frac{r_x}{h_a} = \frac{1{,}6}{\left(1 + \frac{h_x}{h}\right)} \qquad (304)$$

или по номограмме (рис. 100).

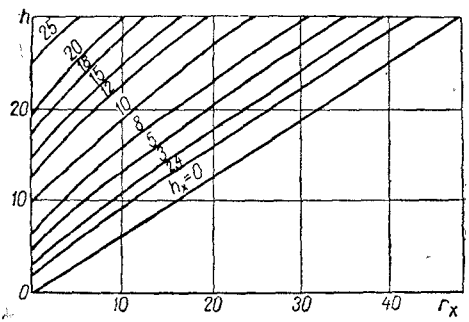


Рис. 100. Номограмма для определения радиуса защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой до 30 *м* на различных уровнях.

Для молниеотводов с $h > 30$ *м* (до 100 *м*)

$$\frac{r_x}{h_a} = \frac{8{,}8}{\left(1 + \frac{h_x}{h}\right)\sqrt{h}}. \qquad (305)$$

Для молниеотводов любой высоты с $h > 30$ *м*

$$\frac{r_x}{h_a} = \frac{0{,}25\sqrt{\frac{1200}{h} - 1}}{1 + \frac{h_x}{h}}, \qquad (306)$$

где h — высота молниеотвода;

h_x — высота защищаемого объекта;

$h_a = h - h_x$ — активная высота молниеотвода;

r_x — радиус защиты.

Зона защиты двух стержневых молниеотводов одинаковой высоты (рис. 101). При равных высотах молниеотводов h радиус защиты r_x определяется так же, как и для одиночного молниеотвода по формулам(304), (305), (306). Наименьшая ширина зоны защиты b_x при любой высоте защищаемого объекта h_x определяется по номограммам (рис. 102, 103). На осях абсцисс и ординат (рис. 102 и 103) отложены соответственно $\frac{a}{h_a}$ и $\frac{b_x}{h_a}$. Эти величины зависят от высоты молниеотвода h и масштабного множителя p. Для рис. 102

$$\frac{a}{h_a} = (5 \div 7)\, p, \qquad (307)$$

для рис. 103

$$\frac{a}{h_a} = (0 \div 7)\, p. \qquad (308)$$

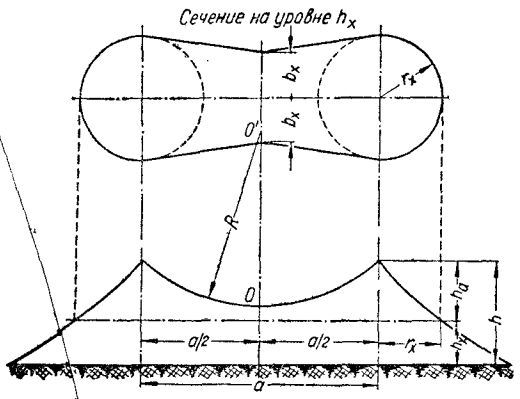


Рис. 101. Зона защиты двух молниеотводов одинаковой высоты.

Для молниеотводов высотой $h \leqslant 30$ м масштабный множитель $p = 1$. При $h > 30$ м

$$p = \frac{5{,}5}{\sqrt{h}}. \qquad (309)$$

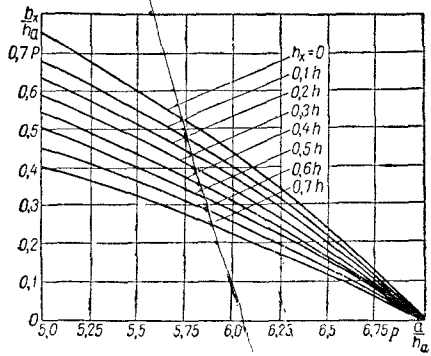


Рис. 102. Значения наименьшей ширины зоны защиты b_x двух стержневых молниеотводов высотой h для $\frac{a}{h_a} = (5 \div 7)\, p$.

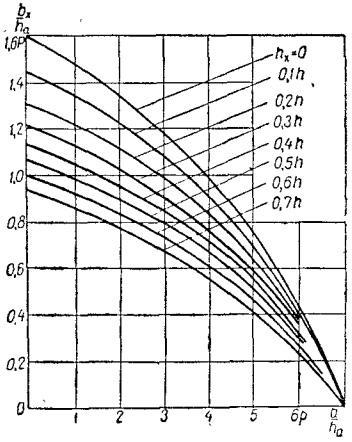


Рис. 103. Значения наименьшей ширины b_x зоны защиты двух стержневых молниеотводов высотой h для $\frac{a}{h_a} = (0 \div 7)\, p$.

Расстояние a (в м) между молниеотводами устанавливается непосредственно у объекта.

Радиус R окружности, проходящей через вершины молниеотводов и точку O_1, определяется графически по величине $h - \frac{a}{7p}$.

Зона защиты двух стержневых молниеотводов разной высоты. В данном случае вокруг молниеотвода большей высоты *1* строится зона защиты, как для одиночного (рис. 104). Затем через вершину второго молниеотвода проводится горизонтальная линия до пересечения с зоной защиты первого молниеотвода. Точку пересечения принимают за вершину третьего молниеотвода (некоторого фиктивного) той же высоты, что и меньший молниеотвод. Строится зона защиты для двух

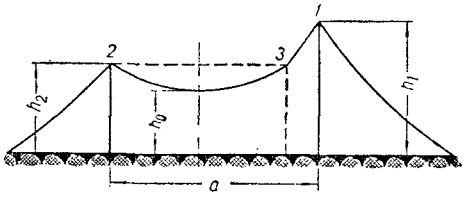


Рис. 104. Зона защиты двух молниеотводов разной высоты:

1 — молниеотвод высотой h_1; *2* — молниеотвод высотой h_2; *3* — точка сопряжения образующих поверхностей молниеотводов *1* и *2*.

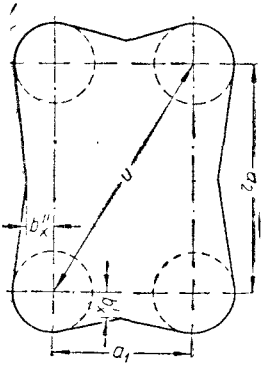


Рис. 105. Зоны защиты нескольких молниеотводов одинаковой высоты.

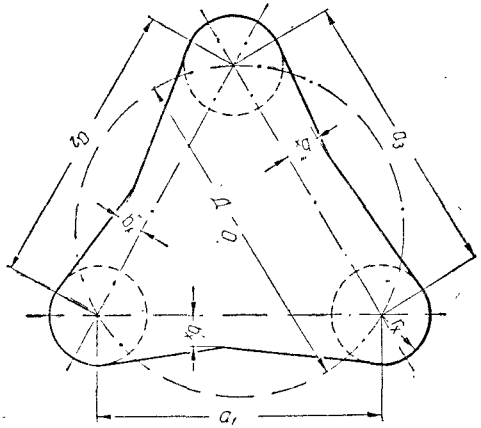


Рис. 106. Площадь, защищаемая тремя стержневыми молниеотводами (*1*, *2* и *3*) на уровне h_x.

молниеотводов *2* и *3*, отстоящих друг от друга на расстоянии a. Если высота меньшего молниеотвода $h \leqslant 30$ *м*, то

$$h_0 = h_2 - \frac{a}{7}. \qquad (310)$$

Зона защиты нескольких молниеотводов одинаковой высоты. Зона, защищаемая тремя и четырьмя стержневыми молниеотводами (рис. 105, 106), находится на уровне h_x (см. рис. 101).

Для обоих случаев ширина зоны защиты двух смежных молниеотводов b_x определяется по кривым (см. рис. 109, 110) в зависимости от величин h и $\frac{a}{h_a}$.

Радиус защиты r_x определяется так же, как и для одиночного стержневого молниеотвода. Защита всей зоны обеспечивается, если

$$\text{при } h \leqslant 30 \text{ м} \qquad D \leqslant 7h_a; \tag{311}$$

$$\text{при } h > 30 \text{ м} \qquad D \leqslant \frac{38{,}5}{\sqrt{h}} h_a. \tag{312}$$

§ 61. ВЫБОР РАССТОЯНИЙ ОТ МОЛНИЕОТВОДОВ И ЗАЗЕМЛИТЕЛЕЙ МОЛНИЕОТВОДОВ ДО СООРУЖЕНИЙ

Грозозащита сооружений I категории может быть выполнена отдельно стоящим молниеотводом (рис. 107) или молниеотводом, прикрепленным к сооружению на изолирующей стойке (рис. 108).

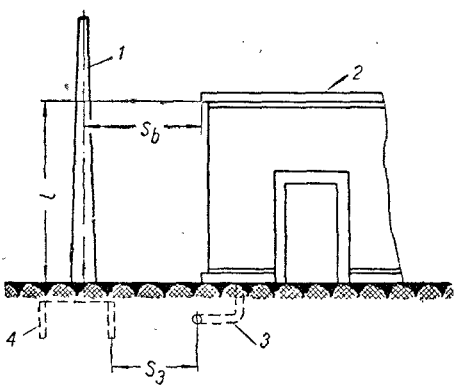


Рис. 107. Защита сооружений I категории отдельно стоящим молниеотводом:

1 — молниеотвод; *2* — защищаемое сооружение; *3* — подземные коммуникации; *4* — заземлитель.

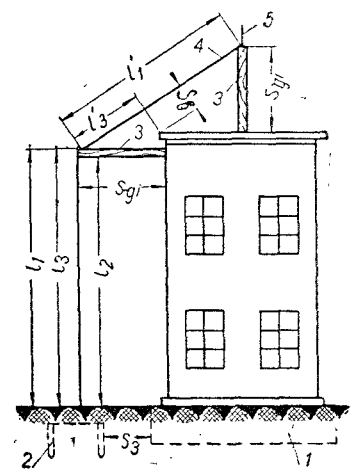


Рис. 108. Защита сооружений I категории молниеотводом, укрепленным на изолнрующей стойке:

1 — подземные коммуникации; *2* — заземлитель; *3* — изоляционные или деревянные стойки; *4* — токоотвод; *5* — молниеотвод.

Допустимое расстояние токопроводов, проложенных в воздухе, от частей сооружения (для обоих случаев) определяется формулой

$$S_в = \frac{I_м}{2E_в}(R_и + \sqrt{R_и^2 + (l_1 + l_1')^2}; \tag{313}$$

допустимое расстояние для токопроводов, проложенных по дереву,

$$S_д = \frac{I_м}{2E_д}(R_и + \sqrt{R_и^2 + (l_3 + l_3')^2}; \tag{314}$$

допустимое расстояние в земле между заземлителями молниеотвода и подземными коммуникациями определяется выражением

$$S_з = \frac{I_м R_и}{E_з}. \qquad (315)$$

Для трех указанных формул:

$I_м = 150$ *ка* — расчетный ток молнии;

$R_и$ — импульсное сопротивление заземления молниеотвода, *ом*;

$E_з = 300$ *кв/м* — среднее расчетное значение импульсной прочности грунтов;

$E_в = 500$ *кв/м* — расчетная импульсная прочность воздуха;

$E_д = 250$ *кв/м* — расчетная импульсная прочность дерева, высушенного на воздухе;

$(l_1 + l_1')$ и $(l_з + l_з')$ — расстояния от заземлителя до рассматриваемой точки, *м*.

Если подставить указанные значения в формулы, то они примут соответственно следующий вид:

$$S_в = 0{,}15\,(R_и + \sqrt{R_и^2 + l^2});$$
$$S_д = 0{,}3\,(R_и + \sqrt{R_и^2 + l^2}); \qquad (316)$$
$$S_з = 0{,}5R_и.$$

Значение $S_з = 0{,}5R_и$ должно быть не менее 5 *м* при грунтах с удельным сопротивлением $\rho < 10^5$ *ом · см* и не менее 10 *м* при грунтах с $\rho \geqslant 10^5$ *ом · см*.

§ 62. СХЕМЫ ЗАЗЕМЛЕНИЯ ОТДЕЛЬНО СТОЯЩИХ МОЛНИЕОТВОДОВ

На рис. 109 показаны схемы заземления отдельно стоящих молниеотводов способами *а* и *б*.

Если электроды выполнены в виде труб и расположены в земле, как показано на рис. 109, *а*, то сопротивление заземления при токах промышленной частоты и известном ρ можно рассчитать по формуле

$$R_{\sim т} = \frac{0{,}37\rho}{l} \lg \frac{4l}{d}, \qquad (317)$$

где ρ — удельное сопротивление трубы;

l и d — соответственно длина и диаметр трубы.

Если электроды выполнены в виде лучей из круглой стали или прямоугольных полос и расположены в земле, как показано на рис. 109, *б*,

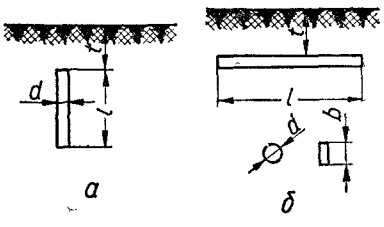


Рис. 109. Способы заземления отдельно стоящих молниеотводов:

а — вертикальное расположение электродов, выполненных из труб; *б* — горизонтальное расположение электродов, выполненных из круглой стали или прямоугольных полос.

то сопротивление заземления при токах промышленной частоты и ρ можно рассчитывать по таким формулам:

для заземлителя из круглой стали

$$R_{\sim л} = \frac{0{,}37\rho}{l} \lg \frac{l^2}{td}, \tag{318}$$

где l и d — соответственно длина и диаметр луча;
t — глубина заложения луча в земле;
ρ — удельное сопротивление грунтов.

Для заземлителя из полосовой стали

$$R_{\sim л} = \frac{0{,}37\rho}{l} \lg \frac{2l^2}{tb}, \tag{319}$$

где l и b — длина и ширина луча;
t — глубина заложения луча в грунте.

Для электрода из трубы сопротивление заземлителей импульсным токам

$$R_и = \alpha_и R_{\sim т}.$$

Для заземлителя из стали любой формы

$$R_и = \alpha_н R_{\sim л},$$

где $\alpha_и$ — коэффициент импульса заземлителя.

Сопротивление сложного заземлителя, состоящего из разных электродов (труб круглой и полосовой стали), при токах промышленной частоты определяется по формуле

$$R_{\Sigma\sim} = \frac{R_1 R_2}{\eta_1 n_1 R_2 + \eta_2 n_2 R_1} \cdot \frac{1}{\eta_\Sigma}; \tag{320}$$

при импульсных токах

$$R_{и\Sigma} = \frac{R_{и1} R_{и2}}{\eta_{и1} R_{и2} n_1 + \eta_{и2} R_{и1} n_2} \frac{1}{\eta_{и\Sigma}},$$

где η — коэффициент использования заземлителей, учитывающий взаимное влияние заземлителей;
n — количество заземлителей.

$\alpha_и$ и η принимаются по «Руководящим указаниям по защите от перенапряжений».

Теплоэлектропроект рекомендует схемы заземления отдельно стоящих молниеотводов, приведенные на рис. 110, *а*, *б*.

Для схемы на рис. 110, *а* сопротивление заземления рассчитывается по формуле

$$R_{и\Sigma} = \frac{R_{и.т} R_{и.л}}{\eta_{и.л} R_{и.т} + 2\eta_{и.т} R_{и.л}} \cdot \frac{1}{4\eta_{и\Sigma}}; \tag{321}$$

для схемы на рис. 110, *б* — по формуле

$$R_{и\Sigma} = \frac{R_{и.т} R_{и.л}}{\eta_{и.л} R_{и.т} + 2\eta_{и.т} R_{и.л}} \cdot \frac{1}{3\eta_{и\Sigma}}. \tag{322}$$

Практические расчеты показали, что при

$\alpha_{и.т} = 0{,}4$; $\alpha_{и.л} = 0{,}5$; $\eta_{н.т} = 0{,}8$; $\eta_{н.л} = 0{,}85$ и $\eta_{из} = 0{,}9$.

Рекомендуемые сопротивления заземляющих устройств отдельно стоящих молниеотводов для соответствующих удельных сопротивлений грунта ρ *ом · см* приведены в табл. 64.

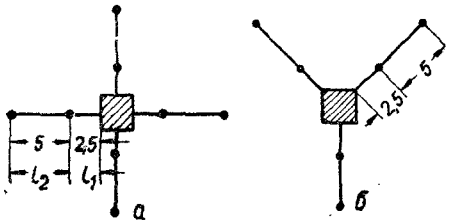


Рис. 110. Схемы заземления отдельно стоящих молниеотводов:

а — четырехлучевая; *б* — трехлучевая.

Таблица 64

Сопротивление заземляющего устройства в зависимости от удельных сопротивлений грунта

Удельное сопротивление грунта ρ, *ом·см*	Сопротивление заземляющего устройства R, *ом*
До 10^4	До 20
Более 10^4 до $5 \cdot 10^4$	» 30
» $5 \cdot 10^4$ до $10 \cdot 10^4$	» 40
» $10 \cdot 10^4$	» 50

Удельные сопротивления грунтов, принятые для типовых заземляющих устройств, приведены в табл. 65.

Таблица 65

Удельные сопротивления грунтов для типовых заземляющих устройств

Характеристика почвы	Удельное сопротивление ρ, *ом·см*
Болотная почва, торф, ил, глина, суглинок	До $1 \cdot 10^4$
То же, грунты с примесью гальки, щебня, извести, песка более 40%	$(1—3)\ 10^4$
Супесь, *лесовидный суглинок, влажный песок* . . .	$(3—5)\ 10^4$
Сухой песок, песок с примесью щебня, гальки, валунов, разрушенные горные породы	$(5—10)\ 10^4$
Мергель, известняк, крупнозернистый песок с валунами	$(10—20)\ 10^4$
Скалы, валуны	$(20—40)\ 10^4$

Пример 22. Рассчитать защитное заземление открытых и закрытых распределительных устройств станции с периметром 920 *м* при удельном сопротивлении грунта $\rho = 5 \cdot 10^4$ *ом · см*.

Руководящими указаниями по грозозащите предусматриваются естественные и искусственные заземлители. Общее сопротивление растеканию токов не должно превышать 0,5 *ом*. Предположим, что в качестве естественного заземлителя использованы система заземления опор воздушных линий передач на подходах к подстанции, защищаемых тросами, и проложенные в земле трубопроводы циркуляционной воды.

Расчет сопротивления естественного заземлителя растеканию тока. Сопротивление системы трос — опора

$$R_{т.-о} = \sqrt{R_{оп} r_{тр}},$$

где $R_{оп}$ — наибольшее сопротивление заземленной опоры (с учетом сезонных колебаний, подсчитанных для токов рабочей частоты), *ом*;

$r_{тр}$ — активное сопротивление троса на протяжении одного пролета

$$R_{оп} = \frac{R_и}{\eta} = \frac{10}{0{,}6} = 16{,}8 \text{ ом},$$

где $R_и$ — импульсное сопротивление заземленной опоры;
$\eta = 0{,}6$ — импульсный коэффициент.

Если принять удельное сопротивление троса $\rho_{тр}=0{,}15$, сечение троса ЛЭП $S = 70$ мм^2 и длину пролета ЛЭП $l' = 200$ м, то сопротивление троса

$$r_{тр} = \rho \frac{l}{S} = 0{,}15 \frac{200}{70} = 0{,}213 \text{ ом},$$

тогда

$$R_{т.-о} = \sqrt{16{,}6 \cdot 0{,}213} = 1{,}88 \text{ ом}.$$

Сопротивление трубопроводов циркуляционной воды

$$R_т = \frac{0{,}366\rho}{l} \ln \frac{l^2}{l'} = \frac{0{,}366 \cdot 5 \cdot 10^4}{30\,000} \ln \frac{9 \cdot 10^8}{200} = 2{,}33 \text{ ом},$$

где $l = 30\,000$ см или 300 м — длина трубопроводов (принята условно).

Общее сопротивление естественного заземления растеканию тока будет равно сопротивлению двух параллельных сопротивлений

$$R_{з.\,с} = \frac{R_{т.-о} R_т}{R_{т.-о} + R_т} = \frac{1{,}88 \cdot 2{,}33}{1{,}88 + 2{,}33} = 1{,}02 \text{ ом}.$$

Расчет сопротивления искусственного заземления. Так как $R_з = \dfrac{R_{з.\,и} \cdot R_{з.\,с}}{R_{з.\,и} + R_{з.\,с}}$, то из этого выражения сопротивление искусственного заземления

$$R_{з.\,и} = \frac{R_{з.\,с} R_з}{R_{з.\,с} - R_з} = \frac{0{,}5 \cdot 1{,}02}{1{,}02 - 0{,}5} = 0{,}98 \text{ ом}.$$

В целях экономии стальных труб Правилами устройства электроустановок искусственный заземлитель может выполняться отрезками угловой и круглой стали толщиной 4—5 мм (это требование определяется механической прочностью при забивании отрезков в грунт и устойчивостью против коррозии).

Сопротивление единичного стержня растеканию токов в однородном грунте при длине $l = 3$ м определяется по формуле

$$R_{о.с} = l\rho 10^{-3} = 3 \cdot 5 \cdot 10^4 \cdot 10^{-3} = 150 \text{ ом}.$$

Искусственный заземлитель состоит из стержневых и полосовых элементов. Сопротивление одной полосы внутри контура без учета экранирования

$$R_{о.\,п} = \frac{\rho}{2\pi L} \ln \frac{8L^2}{bt},$$

где L — длина полосы, принята равной 250 м (условно);
b — ширина полосы, принята равной 4 см;
t — глубина заложения в грунте полос, принята равной 0,5 м.

Тогда

$$R_{о.\,п} = \frac{5 \cdot 10^4}{2 \cdot 3{,}14 \cdot 250} \ln \frac{8 \cdot 25\,000^2}{4 \cdot 50} = 6 \text{ ом}.$$

Сопротивление всех полос растеканию тока с учетом экранирования определяется по формуле

$$R_{\text{п}} = \frac{R_{\text{о. п}}}{N_1 \eta_{\text{п}}},$$

где $\eta_{\text{п}} = 0{,}35$ — коэффициент использования полосы;

$N_1 = N + \frac{S}{L}$ — приведенное количество полос;

N — действительное количество полос (в данном случае принимаем равным 8);

S — периметр контура, *м* (в данном случае принимаем равным 920 *м*);

L — длина наибольшей стороны, *м* (в данном случае принимаем равной 290 *м*).

Тогда

$$N_1 = 8 + \frac{920}{290} = 11{,}2; \quad R_{\text{п}} = \frac{6}{11{,}2 \cdot 0{,}35} = 1{,}53 \text{ ом}.$$

Так как сопротивление системы стержней $R_{\text{с}} = \frac{R_{\text{о. с}}}{n\eta}$, то количество стержней

$$n = \frac{R_{\text{о. с}}}{R_{\text{с}}\eta} = \frac{150}{2{,}73 \cdot 0{,}58} = 95 \text{ шт}.$$

η определяется по кривым или таблицам руководящих указаний по заземлению.

При этом необходимом количестве стержней можно установить расстояние между ними

$$l_1 = \frac{S}{n} = \frac{920}{95} = 9{,}7 \text{ м}.$$

Желательно округлять подобные цифры до целого числа. Принимаем расстояние равным 10 *м*.

Аналогично можно произвести расчеты для подстанций, при этом будут отсутствовать вычисления сопротивления растеканию тока для циркуляционных водоводов.

Приложение 1

Конденсационные турбины без регулируемых отборов

Тип	Начальные параметры пара		Мощность N, *квт*	Расход пара и тепла на турбину		Параметры в конденсаторе				Температура питательной воды t, °С
	p, *ата*	t, °С		D, *т/час*	q, *ккал/квт-ч*	$D_к$, *т/час*	$p_к$, *ата*	$i_к$ пара, *ккал/кг*	$t_{ц.в}$, °С	
АК-4-4; К-12-35	35	435	4 000	19,36	—	—	0,1	—	30	150
			12 000	54,6	—	43	0,05	—	15	158
			9 600	42,5	—	—	—	—	—	145
			7 200	32,5	—	—	—	—	—	138
			4 800	23,0		—	—	—	—	125
К-25-90	90	535	25 000	95,3	2295	67	0,0375	544	15	215
			20 000	78,0	2300	—	—	—	15	207
			15 000	58,5	2350	—	—	—	—	191
ВК-50-1	90	500	50 000	197,5	2280	134	0,036	538,7	10	212
			40 000	152,0	2295	104	0,029	537,3	10	205
			30 000	112,2	2335	—	—	—	—	185
К-50-90	90	535	50 000	186	2215	129	0,035	546,1	10	216
			40 000	146	2255	—	—	—	—	203
			30 000	107	2320	—	—	—	—	188
ВК-100-2	90	500	100 000	377	2250	260	0,033	537,1	10	212
			90 000	338	2265	225	0,029	537	—	207
			80 000	301	2275	196	0,029	537	—	205
К-100-90	90	535	100 000	363	2190	250,8	0,035	543	10	220
			80 000	284	2240	—	—	—	—	—
			60 000	212	2300	—	—	—	—	—
ВКТ-100	90	535	107 408	390	2183	266,5	0,03	527,9	10	215
			85 525	312	2229	214	0,025	—	—	206
			63 913	234	2295	160	0,021	—	—	192
К-100-130	130 / 25 — 21,2	565	100 000	291,2	2030	202,3	0,035	583	10	229
К-150-130	130 / 32 — 27,9	565	150 000	436	2041	325,4	0,035	568,9	12	230
			125 000	367	2076	—	—	—	—	—
			100 000	298	2129	—	—	—	—	—
К-200-130	130 / 25 — 21,2	565	200 000	580	2000	401,5	0,035	584,2	10	239
			175 000	491	2020	—	—	—	—	222
			150 000	418	2045	—	—	—	—	214
ПСВК-300	240 / 40 — 36	580	300 000	905	1885	584	0,035	568,4	12	—
СКК-300	250 / 40 — 34	580 565	300 000	855	1893,9	544,5	0,035	—	10	260
СККТ-300	300	650	300 000	807	1720	478	0,03	—	—	274
СВК-600	240	580	600 000	1730	1850	—	0,035	—	10	250

Примечания:

1. Для турбин с промежуточным перегревом параметры перегретого пара указаны дробью: в числителе — параметры первичного пара, в знаменателе — вторичного.
2. Число оборотов для всех турбин равно 3000 об/мин.
3. Гарантийные удельные расходы тепла турбин мощностью 300 и 600 *Мвт* отнесены к сумме мощностей генератора и привода питательного насоса.

Турбины конденсационные с теплофикационным

Тип	Начальные параметры пара		Мощность N, *квт*	Расход пара на турбину
	p, *ата*	t, °С		D, *т/час*
Т-6-35	35	435	6 000 6 000 6 000	41,3 27,2 25,1
Т-12-35	35	435	12 000 12 000 12 000 9 600	81,5 69,0 56,5 44,0
АТ-25-2	29	400	25 000 25 000 20 000 15 000 10 000 20 000	158,7 134,8 109,2 88,2 68,0 93,8
Т-25-90	90	535	25 000 25 000 20 000 15 000	128,2 111,0 90,6 72,8

Турбины с производственным

Тип	Начальные параметры пара		Мощность N, *квт*	Расход пара и тепла на турбину	
	p, *ата*	t, °С		D, *т/час*	q, *ккал/квт-ч*
0-0,75-35/5 с редуктором $n = 8000/3000$	35	435	750 750 750	9,8 4,9 4,2	8400 4200 4300
П-2,5-35/5	35	435	2 500 2 500 2 500	26,2 13,1 12	6800 3380 3660
П-1,5-35/5 с редуктором $n = 8000/3000$	35	435	1 500 1 500 1 500	17,5 9,25 7,95	7500 3960 4050
П-6-35/5	35	435	6 000 6 000	55,8 28,2	6000 3020
АП-25-2	29	400	25 000 25 000 20 000 15 000 25 000	268 222 200 177 136	— — — — —

Приложение 2

регулируемым отбором пара

Регулируемый теплофикационный отбор			Параметры в конденсаторе				Температура питательной воды $t_{п.в}$, °С
$p_т$, *ата*	D, *т/час*	$t_т$, °С	$D_к$, *т/час*	$p_к$, *ата*	$i_к$ пара, *ккал/кг*	$t_{ц.в}$, °С	
1,2	35	103	4	0,04	—	20	145
1,2	0	103	23	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—
1,2	65	166	7	0,04	—	20	166
1,2	30	—	—	—	—	—	152
—	0	—	45	—	—	—	153
—	0	—	—	—	—	—	145
1,2	100	103	40	0,056	—	15	153
1,2	40	—	—	—	—	—	144
1,2	40	—	—	—	—	—	137
1,2	40	—	—	—	—	—	130
1,2	40	—	—	—	—	—	123,5
—	0	—	—	—	—	—	131
1,2	90	—	—	0,034	—	20	220
1,2	38	—	—	—	—	—	211
1,2	38	—	—	—	—	—	201
1,2	38	—	—	—	—	—	190

Приложение 3

регулируемым отбором пара

Регулируемый теплофикационный отбор			Параметры в конденсаторе				Температура питательной воды $t_{п.в}$, °С
$p_т$, *ата*	$D_т$, *т/час*	$t_т$, °С	$D_к$, *т/час*	$p_к$, *ата*	$i_к$ пара, *ккал/кг*	$t_{ц.в}$, °С	
5	8,4	262	2,35	0,05	585	20	145
—	0	—	—	—	—	—	—
—	0	—	—	—	—	—	—
5	22	260	—	—	—	—	—
5	0	—	9,9	0,0516	584	20	146
5	0	—	—	—	—	—	—
5	12	253	—	—	—	20	—
5	0	—	6,2	0,0516	578,1	—	146
—	0	—	—	—	—	—	—
5	40	237	5	—	—	—	—
4—6	0	—	21,2	0,0516	563	20	146
13	150	260	60	0,075	—	20	178
13	100	—	—	—	—	—	178
13	100	—	—	—	—	—	178
13	100	—	—	—	—	—	178
—	0	—	107	—	—	—	178

Турбины конденсационные с двумя регулируемыми

Тип	Номинальные параметры		Мощность N, *квт*	Расход пара и тепла		Регулируемый производственный отбор		
	p, *ата*	t, °С		D, *т/час*	q, *ккал/квт-ч*	$p_п$, *ата*	$D_п$, *т/час*	$t_п$, °С
Т-12-35/10	35	435	12 000	110	—	10	50	256
			12 000	57	—	—	0	—
			12 000	—	—	10	25	—
			9 600	—	—	—	0	—
ВПТ-25-3	90	500	25 000	165,7	—	8	72	—
			25 000	189	—	8	130	—
			25 000	140	—	8	0	—
			25 000	104	—	—	0	—
			21 000	131,5	—	8	50	—
			16 000	107	—	8	40	—
			25 000	166	—	10	72	260
			25 000	1845	—	10	130	250
			25 000	140	—	12	0	280
			25 000	103	—	0	—	—
			25 000	144,8	—	10	50	—
			16 000	108	—	10	40	—
ПТ-25-90/10	90	535	25 000	158,2	3845	10	70	—
			25 000	131	—	—	0	—
			25 000	177	4275	10	125	—
			25 000	99	—	—	0	—
			20 000	123	—	10	46	—
			16 000	103	—	10	36	—
ПТ-50-90/13	90	535	49922	337	1138	13	140	294
			50760	252	1340	16	0	328
			50540	378	1500	13	230	292
			50490	198	2448	13	0	—
			50724	324	1076	13	140	293
			50895	246	1247	16	0	330
ПТ-50-130/13	130	565	48 786	293	1200	13	115	280
			50 000	240	1230	16	0	310
			46 016	357	1388	16	230	285
ПТ-50-130/13	130	565	50 000	185	—	—	0	—
			40 000	240	—	13	95	290
ПТ-50-130/7	130	565	51 925	283,8	114	7	120	—

отборами пара — производственным и теплофикационным

Регулируемый теплофикационный отбор			Параметры в конденсаторе				Температура питательной воды
$p_т$, *ата*	$D_т$, *т/час*	$t_т$, °С	$D_к$, *т/час*	$p_к$, *ата*	$i_к$ пара, *ккал/кг*	$t_{ц.в}$, °С	$t_{п.в}$, °С
1,2	40	103	6	0,056	—	20	152
—	0	—	45	0,056	—	—	152
1,2	20	—	—	—	—	—	153
—	0	—	—	—	—	—	145
1,2	54	—	—	—	—	—	—
1,2	0	—	—	—	—	—	—
1,2	10	—	—	—	—	—	—
—	0	—	—	—	—	—	—
1,2	40	—	—	—	—	—	—
1,2	40	—	—	—	—	—	—
1,2	54	103	13,7	0,035	570	20	203
1,2	0	125	26,8	0,0382	568,6	—	206
1,2	100	104	10,7	0,034	579,3	—	199
—	0	—	79,4	0,056	557,3	—	187
1,2	40	—	30,4	0,039	551,5	—	194
1,2	40	—	11	0,034	583,3	—	188
1,2	50	—	—	0,0335	—	20	218
1,2	92	—	—	—	—	—	209
—	0	—	38	—	—	—	197
—	0	—	—	—	—	—	197
1,2	37	—	—	—	—	—	207
1,2	36	—	—	—	—	—	201
1,2	100	105	12,2	0,0297	581,9	20	223
1,2	160	—	31,7	0,0315	562,8	20	214
1,2	0	122	44,1	0,0324	565,6	20	228
1,2	0	—	139,2	0,035	559,4	20	202
0,7	100	89,5	6	0,027	611,9	20	214
0,7	160	89,5	24,3	0,031	562,3	20	214,2
1,2	86	104	15,8	0,03	576,6	20	232
1,2	160	104	19,1	0,03	572,8	—	225
1,2	0	135	28,6	0,031	583,5	—	242
—	0	—	126,7	0,053	554	—	212
1,2	70	104	15,8	0,03	581,8	—	223
1,0	80	—	=	—	—	—	—

Приложение 5

Турбины с противодавлением

Тип	Начальные параметры пара		Мощность N, *квт*	Расход пара и тепла		Параметры противодавления			Температура питательной воды $t_{п.в}$, °С
	p, *ата*	t, °С		D, *т/час*	q, *ккал/квт·ч*	p, *ата*	D, *т/час*	t, °С	
Р-1,5-35/3	35	435	1500	14,7	—	3	—	205	—
	35	435	1500	18,9	—	5	—	254	—
Р-1,5-35/10	35	435	1500	25,9	—	10	—	313	—
	—	—	1200	22,5	—	9—12	—	—	—
Р-1,5-35/15	35	435	1500	36,8	—	15	—	345	—
	—	—	1200	32	—	13—17	—	—	—
ОР-2,5-3	15	350	2500	34,3	—	2—4	—	193	—
			2000	28,8	—	—	—	—	—
Р-2,5-35/5	15	350	2500	63,5	—	5	—	256	—
АР-2,5-3	35	435	2500	22,6	—	3	—	200	—
	—	—	2000	19,2	—	2—4	—	—	—
			1500	16,2	—	—	—	—	—
Р-2,5-35/5	35	435	2500	29,2	—	5	—	250	—
	—	—	2000	24,6	—	4—7	—	—	—
	—	—	1500	20,4	—	—	—	—	—
Р-2,5-35/10	35	435	2500	41,9	—	10	—	307	—
	—	—	2000	34,4	—	8—13	—	—	—
	35	435	2500	56,3	—	15	—	342	—
АР-4-3	35	435	4000	35,6	—	3	—	186	—
	—	—	3200	29,1	—	2—4	—	—	—
	—	—	2400	24,0	—	—	—	—	—
Р-4-35/5	35	435	4000	44,8	—	5	—	247	—
Р-4-35/10	35	435	4000	70,0	—	10	—	306	—
	—	—	3200	54,2	—	8—13			
Р-4-35/15	35	435	4000	86,5	—	15	—	338	—
Р-6-35/5	35	435	6000	66,6	—	5	—	244	—
	—	—	4800	52,4	—	4—7	—	—	—
	35	435	6000	52	—	3	—	182	—
Р-6-35/10	35	435	6000	93,5	—	10	—	301	—
	—	—	4800	77,1	—	8—13	—	—	—
Р-6-90/31	90	535	6000	98	—	31	—	—	—
Р-12-90/31	90	535	12000	185,6	—	31	—	400	—
			9000	150	—	29—33	—	408	—
			6000	118	—	—	—	420	—
ВР-12-18-2	90	535	12000	130,8	—	18	—	345	—
ВР-25-11	90	500	25000	338	—	31	345	362	215
			20000	356	—	29—33	—	370	—
			15000	277	—	—	—	383	—
ВР-25-12	90	500	25000	273,3	—	18	—	304	215
			20000	229	—	15—21	—	308	—
			15000	182	—	—	—	318	—
Р-25-90/31	90	535	25000	367	—	31	—	395	215
Р-25-90-18	90	535	25000	254	—	18	—	395–400	
Р-25-130/13	130	565	25000	—	—	10	—	—	—
Р-25-130/18	130	565	25650	213	—	18	193,3	305	230
Р-50-130/13	130	565	50000	360	—	13	—	—	—
СВР-50	240	580	50000	472,5	—	30—34	—	—	250
СКР-100	300	650	100000	671	—	31—34	570	420	274
	100–90								

ОГЛАВЛЕНИЕ

Стр.

Введение 3

Глава первая. Выбор места строительства электростанции 6
§ 1. Общие положения по выбору места строительства электростанции 6
§ 2. Генеральный план электростанции 8
Глава вторая. Выбор тепломеханического оборудования 10
§ 3. Определение расхода пара на турбины 10
§ 4. Выбор турбин и вспомогательного оборудования 11
§ 5. Выбор котлов и вспомогательного оборудования 14
Глава третья. Выбор главной схемы электрических соединений 17
§ 6. Расчет электрических нагрузок по ступеням напряжения и выбор генераторов 17
§ 7. Определение расхода мощности на собственные нужды станции или подстанции 18
§ 8. Новые главные схемы электрических соединений станции 21
§ 9. Технико-экономические обоснования при выборе главных схем электрических соединений 25
§ 10. Стоимость установки и размер капиталовложений 26
§ 11. Годовые эксплуатационные расходы 26
§ 12. Определение потерь электроэнергии в токопроводах 27
§ 13. Потери в обмотках трансформаторов и автотрансформаторов . . 29
§ 14. Потери электрической энергии в обмотках генераторов и двигателей 37
§ 15. Стоимость потерь электроэнергии 38
§ 16. Экономически выгодное количество включенных трансформаторов или автотрансформаторов 44
§ 17. Выбор трансформаторов и автотрансформаторов 46
Глава четвертая. Расчет токов короткого замыкания 52
§ 18. Определение относительных сопротивлений элементов короткозамкнутой цепи и приведение их к базисным условиям 52
§ 19. Преобразование электрических схем и определение результирующих и расчетных относительных сопротивлений 56
§ 20. Определение токов короткого замыкания по методу расчетных кривых 61
§ 21. Расчет токов короткого замыкания с учетом электрической системы или по типу выключателя (по мощности отключения выключателя) 71
§ 22. Определение токов короткого замыкания при двухполюсном коротком замыкании 81
§ 23. Определение токов короткого замыкания с учетом подпитки от синхронных и асинхронных двигателей 83
Глава пятая. Выбор аппаратуры 84
§ 24. Общие сведения 84
§ 25. Выбор высоковольтных выключателей и их технические характеристики 91
§ 26. Выбор разъединителей 92
§ 27. Выбор выключателей нагрузки 92
§ 28. Выбор реакторов 93

Стр

§ 29. Выбор трансформаторов тока 101
§ 30. Выбор трансформаторов напряжения 103
§ 31. Выбор предохранителей 104
Глава шестая. Выбор токоведущих частей 105
§ 32. Выбор шин и шинопроводов 105
§ 33. Расчет коробчатых шин и полых пакетов на механическую прочность при коротких замыканиях 114
§ 34. Определение отсутствия резонанса частот колебаний шинной конструкции 119
§ 35. Расчет полых пакетов на механическую прочность 121
§ 36. Выбор шин для закрытых распределительных устройств напряжением 35 *кв* 124
§ 37. Выбор шин для закрытых распределительных устройств 110 *кв* 128
§ 38. Выбор шин, проводов (гибкой ошиновки) открытых распределительных устройств (ОРУ) 132
§ 39. Выбор изоляторов 143
§ 40. Выбор кабелей. 145
Глава седьмая. Релейная защита и автоматика 154
§ 41. Защиты с реле прямого действия 154
§ 42. Защита высоковольтных асинхронных двигателей с использованием реле прямого действия 158
§ 43. Защита линий напряжением 3—35 *кв* с реле прямого действия 164
§ 44. Защита силовых трансформаторов с реле прямого действия 168
§ 45. Защита со вторичным реле косвенного действия 171
§ 46. Защиты с дешунтированием отключающих катушек 171
§ 47. Схемы с промежуточными насыщающимися трансформаторами тока 182
§ 48. Виды защит блоков генератор—трансформатор (автотрансформатор) 204
§ 49. Расчет защит блоков генератор—трансформатор (автотрансформатор) 206
§ 50. Автоматическое повторное включение (АПВ) 229
§ 51. Телемеханизация электростанций, подстанций и систем 232
Глава восьмая. Распределительные устройства 236
§ 52. Общие положения 236
§ 53. Закрытые распределительные устройства генераторного напряжения (ГРУ) 237
§ 54. Комплектные распределительные устройства (КРУ) серии К-III и К-IV 239
§ 55. Комплектные подстанции (КТП). Комплектные распределительные устройства наружной установки (КРУН) 240
Глава девятая. Защита от перенапряжений и заземлений 254
§ 56. Общие положения 254
§ 57. Защита электротехнических установок от прямых ударов молнии 255
§ 58. Защита распределительных устройств от атмосферных перенапряжений и волн, набегающих с линии 256
§ 59. Грозозащита сооружений и зданий различных категорий и мероприятия по защите их 259
§ 60. Зона защиты молниеотводов 263
§ 61. Выбор расстояний от молниеотводов и заземлителей молниеотводов до сооружений 266
§ 62. Схемы заземления отдельно стоящих молниеотводов 267
Приложения 272
Литература 306