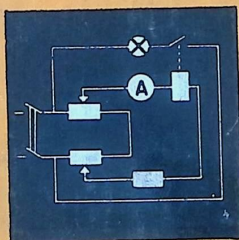


631.3
17-691



302195

**ПРАКТИКУМ
ПО ЭЛЕКТРО-
СНАБЖЕНИЮ
СЕЛЬСКОГО
ХОЗЯЙСТВА**



УЧЕБНИКИ И УЧЕБНЫЕ ПОСОБИЯ
ДЛЯ ВЫСШИХ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ
УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ

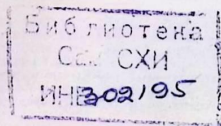
БЗ1.3
П-691

ПРАКТИКУМ ПО ЭЛЕКТРО- СНАБЖЕНИЮ СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА

Издание второе, переработанное
и дополненное

Под редакцией академика ВАСХНИЛ
И. А. Будзко

Допущено Главным управлением высшего и среднего сельскохозяйственного образования Министерства сельского хозяйства СССР в качестве учебного пособия для студентов высших сельскохозяйственных учебных заведений по специальностям 1510 «Электрификация сельского хозяйства» и 1515 «Автоматизация сельскохозяйственного производства».



МОСКВА «КОЛОС» 1982

ББК 40.71

П69

УДК 631.371 : 621.311(075.8)

Авторы: сотрудники МИИСП — И. Г. Беляков (глава И. Ф. Бородин (глава 6), Н. М. Зуль (главы 5 и 6), Т. Б. Лещенская (главы 1 и 7), Е. С. Полетаева (глава 2), В. И. Сукман (главы 3 и 5).

Рецензенты: кафедра «Электроснабжение сельского хозяйства» Ленинградского СХИ (зав. кафедрой доцент С. Ф. Симонский), кафедра «Электроснабжение сельского хозяйства и электрические машины» Волгоградского СХИ (зав. кафедрой профессор Ю. И. Акимцев).

Практикум по электроснабжению сельского хозяйства
П 69 зйства/Под ред. И. А. Будзко. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Колос, 1982. — 319 с., ил. — (Учебники и учеб. пособия для высш. с.-х. учеб. заведений)

Практикум предназначен для студентов факультетов электрификации сельского хозяйства и факультетов автоматизации сельскохозяйственного производства. Второе, переработанное и дополненное, издание практикума (первое вышло в 1974 г.) содержит материалы практических занятий, лабораторные работы по курсу «Электроснабжение сельского хозяйства» и методические указания к курсовому проекту.

В приложении даны основные сведения справочного характера.

П 3802040200—321 257—82
035(01)—82

ББК 40—
63

© Издательство «Колос», 1982

© Издательство «Колос», 1982, с изменениями

Глава 1

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ



Для проектирования электроснабжения населенных пунктов, производственных объектов сельскохозяйственного назначения, а также электрических линий, подстанций и станций необходимо знать нагрузки электроприемников.

Электрическая нагрузка, являясь непрерывно изменяющейся величиной (одни потребители включаются, другие отключаются), постоянно увеличивается во времени, так как растет степень электрификации сельскохозяйственного производства и быта сельского населения.

Все эти изменения носят случайный характер и подчиняются вероятностным законам.

В настоящем практикуме предлагается изучить методику определения расчетных электрических нагрузок, разработанную Украинским отделением Сельэнергопроекта и изложенную в Методических указаниях по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38—110 кВ сельскохозяйственного назначения.

В основу предлагаемого метода определения нагрузок при расчете электрических сетей положено суммирование расчетных нагрузок, заданных в вероятностной форме на вводах потребителей или на шинах трансформаторных подстанций.

Электрическая нагрузка представлена случайным вектором, составляющими которого являются активная и реактивная мощности. Характеристики этих векторов — математические ожидания $\bar{P}$ и $\bar{Q}$ и среднеквадратические отклонения σ_P и σ_Q .

Изучение вероятностных параметров графиков нагрузок показало, что существует группа электроприемников, которые с вероятностью, близкой к единице, постоянно включены. Для каждого часа это различные электроприемники. Значение их нагрузок и последовательность включения обуславливают форму графика нагрузки, представляющую собой детерминированную функцию времени.

Другая группа токоприемников имеет малую вероятность включения и составляет случайную часть нагрузки.

Функцией распределения, наиболее достоверно описывающей распределение нагрузок в электрических сетях, является гамма-распределение, при большом числе потребителей стремящаяся к нормальному закону.

Излагаемая методика предназначена для определения электрических нагрузок при помощи ЭВМ и без нее.

Электрическую нагрузку на вводах потребителей в соответствии с функцией гамма-распределения находят по формулам:

$$P = \sum_1^n \bar{P}_i + \sqrt{\sum_1^n \beta^2 D_{P_i}};$$

$$Q = \sum_1^n \bar{Q}_i + \sqrt{\sum_1^n \beta^2 D_{Q_i}},$$

где $\bar{P}_i$, $\bar{Q}_i$ — математические ожидания дневной и вечерней нагрузок на вводе i -го потребителя; D_{P_i} , D_{Q_i} — дисперсии соответствующих нагрузок; β — коэффициент обеспеченности расчета.

В память ЭВМ заложены графики нагрузок в вероятностной форме для 18 характерных групп потребителей — это суточные графики активной и реактивной нагрузок в относительных единицах по сезонам года с учетом месячных коэффициентов.

Исходными данными для определения электрических нагрузок являются фактическая нагрузка существующих подстанций 10/0,4, 35/10 кВ и коэффициенты роста нагрузок. При расчете сетей 35, 110 кВ отдельно учитывают нагрузки вводимых животноводческих комплексов, птицефабрик, а также крупных потребителей промышленного типа, мощность которых указывают в заявках.

Далее излагаются способы определения электрических нагрузок на вводах в жилой дом, производственные объекты, а также на участках линий электропередач и на шинах подстанций напряжением 0,38—110 кВ.

1.1. Расчетная нагрузка на вводе в сельский дом

Расчетной нагрузкой называют наибольшие значения активной P и реактивной Q мощностей в течение полутора часа, которые могут возникнуть на вводе к потребителю или в питающей сети в конце расчетного периода с вероятностью 0,95. Существуют дневной $P_d(Q_d)$ и вечерний $P_v(Q_v)$ расчетные максимумы нагрузок потребителя или группы потребителей.

Сельским жилым домом при расчете нагрузок считается многоквартирный дом или квартира в многоквартирном доме, имеющая отдельный счетчик электроэнергии.

Расчетные нагрузки в вероятностной форме на вводе в сельский жилой дом без электроплит принимают в зависимости от удельного годового потребления электроэнергии в конце расчетного периода.

Расчетная нагрузка в вероятностной форме в зависимости от удельного годового электропотребления на

Таблица 1.1. Расчетная нагрузка на вводе в жилой дом

Удельное годовое потребление электроэнергии на расчетный период, кВт·ч/дом	Значение составляющих расчетной нагрузки, отн. ед.			
	$\bar{P}_i$	$\beta^2 D P_i$	$\bar{Q}_i$	$\beta^2 D Q_i$
До 500	0,13	0,76	0,04	0,06
501...750	0,15*	1,82*	0,04*	0,15*
751...1000	0,17	3,35	0,05	0,28
1001...1300	0,19	5,34	0,06	0,45
1301...1600	0,21**	7,78**	0,06**	0,66**
1601...1800	0,23	10,69	0,07	0,9
1801 и выше	0,25	14,06	0,07	1,2

* Расчетная нагрузка на вводе в дом для вновь электрифицируемых населенных пунктов, а также если нет сведений об электропотреблении в электрифицированных домах.

** Нагрузка благоустроенных квартир многоквартирных домов в городах, поселках городского типа, поселках при крупных животноводческих и других комплексах.

расчетный период приведена в таблице 1.1 (для расчетов на ЭВМ).

Удельное годовое потребление электроэнергии на конец расчетного периода определяют в зависимости от существующего уровня электропотребления по номограмме приложения 1.

Расчетные нагрузки следует принимать по кривой на 2 года больше расчетного периода, так как исходные данные берут за предыдущий год, а ввод объекта в эксплуатацию наступает через год после составления проекта.

Расчетные нагрузки на вводе в сельский жилой дом с электроплитами и электроводонагревателем принимают в соответствии с данными таблицы 1.2.

Таблица 1.2. Расчетная нагрузка на вводе в жилой дом с электроплитами и водонагревателем

Характеристика дома	Значение составляющих расчетной нагрузки, отн. ед.			
	$\bar{P}_l$	$\beta^2 D P_l$	$\bar{Q}_l$	$\beta^2 D Q_l$
Жилой дом с электроплитой мощностью до 5,5 кВт	0,4	21,16	0,08	0,85
Жилой дом с электроплитой мощностью от 5,6 до 8 кВт	0,4	43,56	0,08	1,74
Жилой дом с электроплитой и электроводонагревателем	0,5	72,25	0,1	2,89

Расчетную нагрузку группы многоквартирных домов или на вводе в многоквартирный дом определяют по формуле

$$P = n\bar{P} + \sqrt{n\beta^2 D},$$

где n — число квартир в доме или многоквартирных домов в группе.

Расчетную нагрузку на вводе в жилой дом без помощи ЭВМ находят по приложению 1, исходя из существующего уровня электропотребления, по методике, изложенной в основном учебнике [1].

Расчетную нагрузку на вводах в производственные, общественные и коммунальные предприятия, здания и сооружения принимают по данным приложения 2.

Расчетная нагрузка на вводах к потребителям, имеющим только электроосвещение и до трех силовых электроприемников, равна арифметической сумме установленных мощностей электроприемников и освещения.

Нагрузки уличного освещения в сельских населенных пунктах определяют по нормам, приведенным в приложении 3.

Нагрузка наружного освещения территории хозяйственных центров (дворов) принимается из расчета 250 Вт на одно помещение.

Расчетную нагрузку наружного освещения площадей общественных и торговых центров принимают равной $0,3 \dots 0,4$ Вт/м² площади.

Нормы нагрузок искусственного освещения помещений приведены в приложении 11.

Способы определения электрических нагрузок на вводах в здания и сооружения животноводческих комплексов и других сельскохозяйственных объектов приведены в литературе [1].

Расчетные нагрузки предприятий в сельской местности берут из проектов электроснабжения этих объектов или принимают по заявкам. Ориентировочные показатели для определения электрических нагрузок отдельных предприятий в сельской местности приведены в приложении 12.

1.2. Расчет электрических нагрузок сетей 0,38—110 кВ

Электрические нагрузки сетей 0,38—110 кВ определяют путем суммирования расчетных нагрузок на вводе потребителей (или на шинах подстанций) с учетом коэффициента одновременности отдельно для дневного и вечернего максимумов:

$$S_d = \sum_{i=1}^{i=n} S_{di} K_0; \quad (1.1)$$

$$S_v = \sum_{i=1}^{i=n} S_{vi} K_0; \quad (1.2)$$

где S_d , S_v — расчетные дневная и вечерняя нагрузки на участке линии или шинах 0,4 кВ трансформаторной подстанции, кВт·А;

$S_{дi}$, $S_{вi}$ — дневная и вечерняя нагрузки на вводе i -го потребителя или на шинах i -й подстанции или i -го участка линии; K_0 — коэффициент одновременности, который определяют по формуле

$$K_0 = \frac{1}{1 + \beta c} + \frac{\beta c}{1 + \beta c} \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n S_i^2}}{\sum_{i=1}^n S_i}.$$

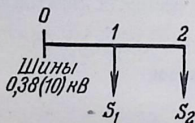
Здесь S_i — дневная или вечерняя нагрузка i -го суммируемого участка линии или на вводе i -го потребителя; c — коэффициент вариации нагрузок; β — коэффициент обеспеченности расчета.

Коэффициент одновременности представляет собой отношение значения совмещенной максимальной нагрузки к сумме максимумов нагрузок отдельных потребителей или их групп.

В таблицах приложений 7, 8, 9 приведены коэффициенты одновременности для суммирования электрических нагрузок в сетях напряжением 0,38—110 кВ.

При помощи коэффициента одновременности можно суммировать нагрузки, отличающиеся по значению не более чем в четыре раза.

Если нагрузки потребителей отличаются более чем в четыре раза, то их следует суммировать, учитывая добавки мощностей (приложения 4, 5). При этом к большей из двух слагаемых нагрузок прибавляют добавку от меньшей.



$$S_1 > S_2; \\ S_{0-1} = S_1 + \Delta S_2. \quad (1.3)$$

Суммарную нагрузку жилых домов и производственных потребителей определяют также по добавкам мощностей (приложение 4), учитывающим неодновременность включения потребителей.

Если известен только один максимум нагрузки потребителей (дневной или вечерний), то можно определить недостающий, используя коэффициенты участия потребителей в вечернем или дневном максимуме нагрузок (табл. 1.3).

Естественный коэффициент реактивной мощности $\text{tg}\varphi$ и естественный коэффициент мощности $\cos\varphi$ в мак-

Таблица 1.3. Коэффициент участия потребителей в дневном или вечернем максимуме нагрузки

Потребитель	$K_{\text{уч}}$ вечерний	$K_{\text{уч}}$ дневной
Жилые дома	1	0,3
Производственные потребители	0,6	1
Жилые дома с электроплитами	1	0,5

симум нагрузки на подстанциях 35/10 кВ и отходящих линиях 10 кВ принимаются в зависимости от вида преобладающей нагрузки (приложение 6).

Расчетные нагрузки подстанций 35—110/10 кВ находят суммированием нагрузок отходящих линий 10 кВ (приложение 5).

Если в зоне электроснабжения есть сезонные потребители, такие, как парники и теплицы, оросительные установки, зерноток и т. д., то расчетные нагрузки определяют с учетом коэффициента сезонности (табл. 1.4).

Таблица 1.4. Коэффициент сезонности

Вид потребителя	Значение коэффициента сезонности			
	зима	весна	лето	осень
Несезонные потребители	1	0,8	0,7	0,9
Орошение	0,2...0,3	0,3...0,5	1,0	0,2...0,5
Закрытый грунт на электрообогреве	0,3	1,0	0	0
Осенне-летние потребители (зерноток, консервные заводы, АВМ)	0	0	1,0	1,0

При этом следует иметь в виду, что если сезонная нагрузка составляет летом более 30 % суммарной нагрузки несезонных потребителей, весной — более 20 % и осенью — более 10 %, то необходимо дополнительно определять расчетные нагрузки соответствующего сезона.

Если сезонная нагрузка будет больше расчетной нагрузки зимнего вечернего максимума, то сечение про-

водов и мощности трансформаторных подстанций нужно выбирать по нагрузке соответствующего сезона.

Годовое потребление электроэнергии на шинах трансформаторной подстанции приближенно можно найти по значению расчетной нагрузки и годовому числу часов ее использования (приложение 10).

1.3. Определение перспективных уровней потребления электроэнергии при разработке схем развития сетей 35—110 кВ

Схема перспективного развития учитывает потребление электроэнергии по области (краю, республике) на расчетный год, включая в себя потребление электроэнергии всеми сельскохозяйственными потребителями, присоединенными к сети напряжением 10 кВ, питающейся от подстанций 35—110 кВ сельскохозяйственного и общего назначения.

Потребление электроэнергии в сельской местности определяют, исходя из расчетной нагрузки подстанции 35/10 кВ и соответствующего числа часов использования максимальной мощности.

При разработке схем развития сетей 35—110 кВ потребление электроэнергии сельским хозяйством области (края, республики) на перспективу до 15...20 лет определяют двумя способами:

экстраполяцией статистических данных потребления электроэнергии за 15...20 лет;

расчетом, учитывающим объем сельскохозяйственного производства, численность населения и показатели удельного потребления электроэнергии.

Необходимо отдельно учитывать электропотребление коммунально-бытовых и производственных потребителей, крупных мелноративных систем, а также намеченной модернизации тепловых процессов.

В качестве основных показателей расхода электроэнергии, на гектар пашни, на единицу продукции, рекомендуется пользоваться методом, изложенным

в прогнозы потребления электроэнергии областям и республикам с общим населением. В РСР проводится прогнозирование в многоступенчатых системах при помощи ЭВМ. При этом потребление электроэнергии по областям и

республикам не должно быть больше расчетного значения по СССР.

Такой подход приводит к сбалансированному прогнозу сельскохозяйственного потребления электроэнергии по СССР.

Расчеты выполняют ежегодно и централизованно, результаты расчетов являются контрольными уровнями потребления электроэнергии сельским хозяйством, по которым определяют коэффициент роста нагрузок подстанций 35/10 кВ.

Средний коэффициент роста нагрузок K_n на перспективу t лет на подстанции 35/10 кВ рассматриваемой области без учета крупных потребителей находят следующим образом:

$$K_n = \frac{K_T W_{схt} - W_{крt}}{W_{t_0}},$$

где $W_{схt}$ — потребление электроэнергии сельским хозяйством области (края, республики) в t году, млн. кВт·ч; $W_{крt}$ — потребление электроэнергии в t году крупными сельскохозяйственными потребителями, вводимыми в период от исходного t_0 до t года, млн. кВт·ч; W_{t_0} — потребление электроэнергии сельским хозяйством области в исходном t_0 году (отчетные данные), млн. кВт·ч; K_T — коэффициент, учитывающий увеличение числа часов использования максимума нагрузки подстанции 35/10 кВ в перспективе (на перспективу 5 лет $K_T=0,97$, на 10 лет $K_T=0,95$, на 15 лет $K_T=0,93$).

Если в области имеется большое число неразвивающихся потребителей, то

$$K_n = K_T \frac{W_{схt} - W_{крt} - W_{пер}}{W_{t_0} - W_{пер}},$$

где $W_{пер}$ — годовое потребление электроэнергии существующими потребителями, рост которых на перспективу не намечается (крупные, полностью введенные в строй комплексы, оросительные системы, тепличные комбинаты и т. п., питающиеся от отдельных подстанций 35/10 кВ), млн. кВт·ч.

1.4. Примеры расчета электрических нагрузок

Пример 1.1. Определить расчетную нагрузку на вводе в животноводческое помещение, рассчитанное на 340 голов молодняка крупного рогатого скота.

Технологического графика работы оборудования нет.

Оборудование, установленное в здании, приведено в таблице

1.5. Вентиляторы включаются при положительной температуре наружного воздуха, теплогенераторы — при отрицательной.

Таблица 1.5. Оборудование животноводческого помещения для молодняка

Оборудование здания	Тип двигателя	Число двигателей	$P_{уст}$, кВт
Теплогенератор	АО2-42-4	2	8,0
Вентилятор	АО2-31-4	4	2,2
Транспортер ТСН-3,0Б	АО2-42-6	1	4,0
Электронагреватель	—	4	1,2
Электроосвещение	—	—	4,4

В течение одной уборки длительность работы одновременно включенных навозоуборочных транспортеров составляет 0,3 ч.

1. Расчетную активную нагрузку помещения определяют по формуле (III.11) литературы [1] для утреннего максимума зимнего дня, когда включены теплогенераторы, электроводонагреватели, освещение и навозоуборочные транспортеры:

$$P_p = \frac{5,5 \cdot 0,6}{0,87} + 2 \cdot \frac{0,3 \cdot 0,5}{0,5} \left(\frac{4}{0,83} + \frac{1,5}{0,8} \right) + 4,5 + 4 \cdot 1,2 = 20,8 \text{ кВт.}$$

Значение K_3 взято из таблицы III.10 [1], а η — из каталога в соответствии с типом двигателя.

2. Естественный коэффициент мощности для периода максимальных нагрузок определяют по формуле P_d/P_0 . (Значения P_d и P_0 взяты из таблицы III.11 [1].)

$$\frac{P_d}{P_0} = \frac{22}{31,2} = 0,7; \quad \cos \varphi = 0,82.$$

3. Расчетная нагрузка на вводе:

$$S = \frac{P_p}{\cos \varphi} = \frac{20,8}{0,82} = 25,4 \text{ кВт} \cdot \text{А.}$$

Пример 1.2. Определить расчетные нагрузки на вводах потребителей, на участках воздушных линий, на шинах ТП 10/0,4 кВ для схемы, показанной на рисунке 1.1.

Существующее электропотребление на один дом по данным энергосбыта составляет 550 кВт·ч/дом.

Улицы в поселке местного значения, шириной 10 м, с высотой подвеса светильников 7 м, общая длина улиц 1 км.

Коровники для привязного содержания с механизированным доением, с механизированной уборкой навоза и электроводонагревателем (один на 100 голов и два на 200 голов).

Магазин на два рабочих места (смешанный ассортимент).

Клуб на 150 мест.

1. Расчетную нагрузку для вечернего максимума на вводе в жилой дом без ЭВМ определяют по кривой на 7 лет (приложение 1), в зависимости от существующего электропотребления 550 кВт·ч/дом, что составляет около 2,08 кВт/дом.

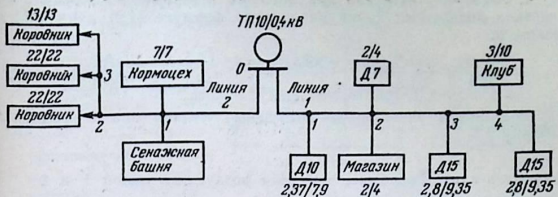


Рис. 1.1. Схема электроснабжения поселка от ТП: $\left[\frac{Д7}{ } \right]$ — число жилых домов: в числителе дневная, в знаменателе вечерняя нагрузка.

Годовое потребление электроэнергии на расчетный период (7 лет) составляет 925 кВт·ч/дом.

2. Расчетные нагрузки для вечернего максимума на вводах в жилые дома определяют с учетом коэффициента одновременности (приложение 6):

$$S_{Д7В} = S_{расч} \cdot n \cdot k_{одн} = 2,08 \cdot 7 \cdot 0,426 = 6,2 \text{ кВт} \cdot \text{А};$$

$$S_{Д10В} = 2,08 \cdot 10 \cdot 0,38 = 7,9 \text{ кВт} \cdot \text{А};$$

$$S_{Д15В} = 2,08 \cdot 15 \cdot 0,3 = 9,35 \text{ кВт} \cdot \text{А}.$$

Нагрузку для дневного максимума находят по формуле с учетом коэффициента участия (таблица 1.3):

$$S_{Д7Д} = S_{расч} \cdot n \cdot k_{одн} \cdot k_{уч} = 1,86 \text{ кВт} \cdot \text{А};$$

$$S_{Д10Д} = 2,08 \cdot 10 \cdot 0,38 \cdot 0,3 = 2,37 \text{ кВт} \cdot \text{А};$$

$$S_{Д15Д} = 2,08 \cdot 15 \cdot 0,3 \cdot 0,3 = 2,8 \text{ кВт} \cdot \text{А}.$$

3. Расчетные нагрузки на вводах в производственные и общественные здания взяты из таблицы приложения 2 и сведены в таблицу 1.6.

Таблица 1.6. Расчетные нагрузки производственных и общественных зданий

Потребитель	$S_{д}, \text{кВт} \cdot \text{А}$	$S_{в}, \text{кВт} \cdot \text{А}$
Магазин на два рабочих места	2	4
Клуб на 150 мест	3	10
Коровник на 100 голов	13	13
Коровник на 200 голов	22	22
Кормоцех	7	7
Сенная башня	53	53

4. Расчетные нагрузки для дневного и вечернего максимума на участках воздушных линий находят по формуле (1.3) и по приложению 9:

$$S_{д\ 3-4} = S_{д\ клуб} + \Delta S_{д15д} = 3 + 1,6 = 4,6 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{в\ 3-4} = S_{в\ клуб} + \Delta S_{д15в} = 10 + 5,7 = 15,7 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Результаты расчетов по воздушным линиям 1 и 2 сведены в таблицу 1.7.

Таблица 1.7. Расчетные нагрузки воздушных линий 1 и 2

Участок воздушных линий	$S_{д}, \text{кВ} \cdot \text{А}$	$S_{в}, \text{кВ} \cdot \text{А}$	Участок воздушных линий	$S_{д}, \text{кВ} \cdot \text{А}$	$S_{в}, \text{кВ} \cdot \text{А}$
<i>Линия 1</i>			<i>Линия 2</i>		
0—1	9,8	32,3	0—1	86,2	86,2
1—2	8,4	27,55	1—2	43,7	43,7
2—3	6,2	21,4	2—3	29,9	29,9
3—4	4,6	15,7			

5. Расчетную нагрузку на вводе ТП 10/0,4 кВ определяют суммированием нагрузок отходящих линий с учетом коэффициента одновременности или с использованием добавок (приложение 4):

$$S_{тпв} = S_{л1в} + \Delta S_{л2в} = 86,2 + 20,6 = 106,8 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{тпд} = S_{л2д} + \Delta S_{л1д} = 86,2 + 5,9 = 92,1 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

6. Нагрузку уличного освещения рассчитывают в соответствии с приложением 3:

$$S = S_0 L = 4 \cdot 1000 = 4 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

7. Суммарная расчетная нагрузка на вводе ТП 10/0,4 с учетом уличного освещения:

$$S_{тпв} = 106,8 + 4 = 110,8 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{тпд} = 92,1 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность трансформатора на ТП 10/0,4 выбирают по большому (в данном случае вечернему) максимуму нагрузки.

Пример 1.3. Определить расчетную нагрузку на участках воздушной линии 10 кВ для схемы, показанной на рисунке 1.2.

ТП № 5, ТП № 6, ТП № 7, ТП № 8 — нагрузки производственных потребителей; остальные потребители — коммунально-бытовые.

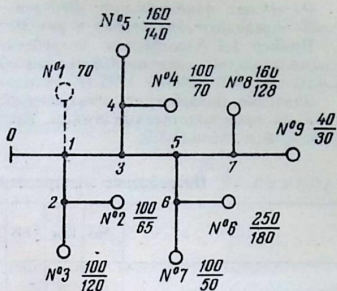
1. Нагрузки ТП 10/0,4 учитывают рост нагрузок согласно таблице.

2. В районе электроснабжения, кроме обычных потребителей, есть сезонный — орошение (ТП № 7), поэтому нагрузки данного потребителя необходимо проверить по коэффициенту сезонности, чтобы установить, целесообразно ли рассчитывать летний режим нагрузки.

Коэффициент сезонности $K_{сез} = 0,2$ (см. табл. 1.4).

Рис. 1.2 Расчетная схема ВЛ 10 кВ:

С — проектируемая ТП
 10/0,4 кВ; № $\frac{100}{120}$ — номер
 Установленная мощность
 (кВ·А);
 ТП, —
 Максимальная нагрузка
 (кВ·А); № 1,70 — номер
 ТП, расчетная нагруз-
 ка (кВ·А)



Расчетная нагрузка в летний период составит $50 \cdot 0,2 = 10$ кВт, что явно меньше 30 % нагрузки всех обычных потребителей, поэтому расчеты для летнего режима проводить не следует.

3. Используя значение $\cos \varphi$ в зависимости от вида преобладающей нагрузки (приложение 6), получили значение $S_{\max}$ на шинах ТП.

4. Расчетную максимальную нагрузку на участках ВЛ 10 кВ получают путем суммирования нагрузок на ТП по добавкам мощностей (приложение 4), что учитывает коэффициент одновременности:

$$S_{5-7} = S_{\text{ТП8}} + \Delta S_{\text{ТП9}} = 240 + 31,3 = 271,3 \text{ кВ·А.}$$

Таблица 1.8. Расчет электрической нагрузки по участкам линий

Расчетный участок	Максимальная нагрузка по замеру P , кВт	Коэффициент нагрузок K_n	$P_{\max}$ на расчетный период, кВт	$\cos \varphi$	Расчетная максимальная нагрузка $S_{\max}$, кВ·А
0—1					1113,9
1—ТП1	70	1	70	0,9	77,7
1—2					243,5
2—ТП2	65	1,3	84,5	0,9	94
2—ТП3	120	1,3	156	0,9	173,5
1—3					867,5
3—4					337,5
4—ТП4	70	1,3	91	0,9	101
4—ТП5	140	1,5	210	0,8	263
3—5					596,5
5—6					384,5
6—ТП6	180	1,5	270	0,8	338
6—ТП7	50	1	50	0,8	63,4
5—7					271,3
7—ТП8	128	1,5	192	0,8	240
7—ТП9	30	1,3	39	0,9	43,3

Расчетные максимальные нагрузки на других участках ВЛ 10 кВ определяют аналогично и результаты сводят в таблицу 1.8.

Пример 1.4. Определить потребление электрической энергии сельскохозяйственными потребителями области на производственные нужды на 1985, 1990 и 1995 гг. методом экстраполяции.

Значение потребления электрической энергии сельским хозяйством на производственные нужды, взятые из областных отчетов, приведены в таблице 1.9.

Т а б л и ц а 1.9. Потребление электроэнергии по годам

Годы	1953	1954	1955	1956	1957	1958	1959	1970	1971
Электропотребление, млн. кВт·ч	70	81	102	128	150	177	203	204	276

Продолжение

Годы	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Электропотребление, млн. кВт·ч	321	351	401	451	515	570	640	700	775

Потребление электроэнергии в t -м году находят по формуле полинома второй степени (параболе)

$$W = a + bt + ct^2,$$

где a , b , c — коэффициенты, определяемые методом наименьших квадратов; t — год.

Для удобства вычислений годы обозначают следующим образом:

Годы	193	1 64	1935	1936	1937	1938	1939	1970
ловные обозначения	—17	—15	—13	—11	—9	—7	—5	—3

Годы	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	19.9	19.0
Условные обозначения	—1	1	3	5	7	9	11	13	15	17

Коэффициенты c , a , b определяют по формулам:

$$c = \frac{n \sum W_t t^2 - \sum t^2 \sum W_t}{n \sum t^4 - (\sum t^2)^2},$$

$$a = \frac{\sum W_t}{n} - c \frac{\sum t^2}{n}; \quad b = \frac{\sum W_t t}{\sum t^2},$$

где n — число лет, за которые имеются данные о размерах потребления электроэнергии.

В примере $n=18$ (с 1963 по 1980 г.).

Значения $\sum t^2$ и $\sum t^4$ вычисляют по формулам:

$$\sum t^2 = \frac{(n-1)n(n+1)}{3} = \frac{17 \cdot 18 \cdot 19}{3} = 1938;$$

$$\sum t^4 = \sum t^2 \frac{3n^2 - 7}{5} = 572 \frac{3 \cdot 18^2 - 7}{5} = 110\,396.$$

Далее составляют таблицу 1.10, в которой приведены вспомогательные вычисления по определению коэффициентов полинома $W = a + bt + ct^2$.

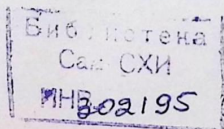
Т а б л и ц а 1.10. Расчет коэффициентов полинома

Год	t	W	t^2	Wt	Wt^2
1963	-17	70	289	-1 190	20 230
1964	-15	81	225	-1 215	18 225
1965	-13	102	169	-1 326	17 238
1966	-11	128	121	-1 408	15 488
1967	-9	150	81	-1 350	12 150
1968	-7	177	49	-1 239	8 673
1969	-5	203	25	-1 015	5 075
1970	-3	240	9	- 720	2 160
1971	-1	276	1	- 276	276
1972	1	321	1	321	321
1973	3	351	9	1 053	3 159
1974	5	401	25	2 005	10 025
1975	7	451	49	3 157	22 099
1976	9	515	81	4 635	41 715
1977	11	570	121	6 270	68 970
1978	13	640	169	8 320	108 160
1979	15	700	225	10 500	157 500
1980	17	775	289	13 175	223 975
Итого		$\sum W =$ = 6151	$\sum t^2 =$ = 1938	$\sum Wt = 39\,375$	$\sum Wt^2 = 735\,449$

Используя результаты таблицы 1.10, определяют коэффициенты полинома a, b, c :

$$c = \frac{18 \cdot 735\,439 - 1938 \cdot 6151}{18 \cdot 110\,396 - (1938)^2} = \frac{13\,237\,902 - 11\,920\,638}{6\,732\,612 - 3\,755\,844} =$$

$$= \frac{1\,317\,264}{2\,976\,768} = 0,446;$$



$$a = \frac{6151}{18} - 0,446 \cdot \frac{1938}{18} = 341,7 - 48,02 = 293,68;$$

$$b = \frac{39\,375}{1938} = 20,31.$$

Таким образом,

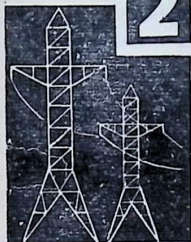
$$W_t = 293,68 + 20,31t + 0,446t^2.$$

Подставив соответствующие значения t , получим следующие расчетные уровни электропотребления:

на 1985 г. ($t=27$)	$W_{85} = 1166,88$ млн. кВт·ч;
на 1990 г. ($t=37$)	$W_{90} = 1744,7$ млн. кВт·ч;
на 1995 г. ($t=47$)	$W_{95} = 2225,7$ млн. кВт·ч.

Глава 2

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ



ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАНЯТИЯ

2.1. Активные и индуктивные сопротивления проводов

Активное сопротивление провода на единицу длины (погонное) 1 км (Ом/км) одной фазы линии трехфазного тока:

$$r_0 = \frac{1000 \rho}{F} = \frac{1000}{\gamma F}, \quad (2.1)$$

где ρ — удельное сопротивление материала провода, Ом·м; F — сечение провода, м²; γ — удельная проводимость, См/м.

Индуктивное сопротивление на единицу длины (погонное) (Ом/км) одной фазы линии трехфазного тока определяют по формуле

$$x_0 = x'_0 + x''_0 = 0,145 \lg \frac{2D_{cp}}{d_{пр}} + 0,016\mu, \quad (2.2)$$

где x'_0 — внешнее индуктивное сопротивление, Ом; x''_0 — внутреннее индуктивное сопротивление, Ом; $d_{пр}$ — диаметр провода, мм; D_{cp} — среднегеометрическое расстояние между проводами линии (для одноцепной линии $D_{cp} = \sqrt[3]{D_{12} D_{13} D_{23}}$), мм; μ — магнитная проницаемость (для проводов из цветных металлов $\mu=1$).

В расчетах электрических сетей используют следующие значения ρ и γ :

для проводов из медных проволок

$$\begin{aligned} \rho_{Cu} &= 18,9 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{км} = 18,9 \cdot 10^{-9} \text{ Ом} \cdot \text{м} = \\ &= 0,0189 \cdot 10^{-9} \text{ Ом} \cdot \text{км}; \end{aligned}$$

$$\gamma_{\text{Cu}} = \frac{1}{\rho_{\text{Cu}}} = 53 \cdot 10^6 \text{ См/м} = 53 \cdot 10^9 \text{ См/км};$$

для проводов из алюминиевых проволок

$$\rho_{\text{Al}} = 31,2 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{км} = 31,2 \cdot 10^{-9} \text{ Ом} \cdot \text{м} = 0,0312 \cdot 10^{-9} \text{ Ом} \cdot \text{км};$$

$$\gamma_{\text{Al}} = \frac{1}{\rho_{\text{Al}}} = 32 \cdot 10^6 \text{ См/м} = 32 \cdot 10^9 \text{ См/км}.$$

При расчете сталеалюминиевых проводов проводимость стальных проволок пренебрегают, поэтому значения ρ и γ принимают такими же, как для алюминиевых проводов.

Определить параметры стальных проводов значительно сложнее, так как их активное и индуктивное сопротивления зависят от протекающего тока. Поэтому при расчете стальных проводов обычно используют таблицы или номограммы.

Если известны погонные сопротивления провода, то активное и индуктивное сопротивления одной фазы можно определить по формулам:

$$r = r_0 l \text{ и } x = x_0 l, \quad (2.3)$$

где r_0 — активное погонное сопротивление, Ом/км; x_0 — индуктивное погонное сопротивление, Ом/км; l — протяженность провода, км.

Пример 2.1. Сравнить индуктивные и активные сопротивления двух линий одинаковой протяженности (по 30 км). Первая линия напряжением 10 кВ выполнена проводами А25 со средним геометрическим расстоянием между проводами $D_{\text{ср}} = 1,5$ м; вторая линия напряжением 110 кВ — проводами АС150 со средним геометрическим расстоянием $D_{\text{ср}} = 5$ м.

1. Активные сопротивления линий (Ом) определяем по формуле

$$r = r'_0 l = \rho \frac{l}{F},$$

где r'_0 — сопротивление 1 м провода, Ом/м ($r'_0 = r_0/1000$, Ом/м); l — длина линии, м.

Расчетное сечение алюминиевого провода по приложению 1 [1]:

$$F = 24,9 \text{ мм}^2 = 24,9 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2.$$

Удельное сопротивление алюминия: $\rho_{\text{Al}} = 31,2 \cdot 10^{-9} \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

$$r_{\text{А25}} = \frac{31,2 \cdot 10^{-9} \cdot 30 \cdot 10^3}{24,9 \cdot 10^{-6}} = 1,25 \cdot 30 = 37,6 \text{ Ом},$$

где $l = 30 \text{ км}$; $r_0 = 1,25 \text{ Ом/км}$.

Сопротивление 1 км провода А25 сравнить с табличным значением приложения 1 [1].

$$r_{AC150} = \frac{31,2 \cdot 10^{-9} \cdot 30 \cdot 10^3}{148 \cdot 10^{-6}} = 0,21 \cdot 30 = 6,3 \text{ Ом},$$

где $r_{0AC150} = 0,21 \text{ Ом/км}$.

Сравниваем активные сопротивления линий, выполненных разными марками проводов

$$\frac{r_{A25}}{r_{AC150}} = \frac{37,6}{6,3} = 5,96 \approx 6 \text{ раз.}$$

2. Индуктивные сопротивления 1 км линий находим по формуле (2.2)

$$x_{0A25} \approx 0,145 \lg \frac{1500 \cdot 2}{6,4} + 0,016 = 0,402 + 0,016 = 0,418 \text{ Ом/км}$$

(для алюминия $\mu=1$); аналогично

$$x_{0AC150} = 0,145 \lg \frac{5000 \cdot 2}{16,8} + 0,016 = 0,416 + 0,016 = 0,432 \text{ Ом/км.}$$

Сравниваем индуктивные сопротивления линий:

$$\frac{x_{0AC150}}{x_{0A25}} = \frac{4,32}{4,18} = 1,03 \text{ раза.}$$

Пример 2.2. Сравнить активные и индуктивные сопротивления двух многопроволочных проводов М25 и ПС25 одного и того же сечения при токе $I=16 \text{ А}$ и среднем расстоянии между проводами $D_{ср}=4 \text{ м}$.

1. Активное погонное сопротивление медного провода находим по формуле (2.1):

$$r_{0M25} = \rho \frac{10^3}{F_{M25}} = \frac{18,9 \cdot 10^{-9} \cdot 10^3}{24,5 \cdot 10^{-6}} = 0,77 \text{ Ом/км} = 0,77 \cdot 10^{-3} \text{ Ом/м.}$$

Активное погонное сопротивление стального провода $r_{0ПС25}$ определяем по таблице приложения 13 [1]:

$$r_{0ПС25} = 6,15 \text{ Ом/км} = 6,15 \cdot 10^{-3} \text{ Ом/м.}$$

Сравниваем активные сопротивления проводов из различных металлов:

$$\frac{r_{0ПС25}}{r_{0M25}} = \frac{6,15}{0,77} = 8 \text{ раз.}$$

2. Индуктивные погонные сопротивления определяем по формуле (2.2). Внешнее индуктивное сопротивление x_0' не зависит от материала провода, но зависит от его диаметра:

$$x_{0M25}' = 0,145 \lg \frac{4000 \cdot 2}{6,3} = 0,451 \text{ Ом/км;}$$

$$x_{0ПС25}' = 0,145 \lg \frac{4000 \cdot 2}{6,8} = 0,464 \text{ Ом/км,}$$

где $d_{M25} = 6,3 \text{ мм}$; $d_{ПС25} = 6,8 \text{ мм}$ (из приложения 2 [1]).

Внутреннее индуктивное сопротивление зависит от магнитной проницаемости провода μ (для стальных проводов μ зависит от тока; для проводов из цветных металлов $\mu \cong 1$ при всех значениях тока):

$$x_{0M25}'' = 0,016\mu = 0,16 \text{ Ом/км.}$$

Для проводов из стали $x_0'' = f(I)$.

$$x_{0ПС25}'' = 1,4 \text{ Ом/км (приложение 17 [1])}.$$

Определяем индуктивные сопротивления:

$$x_{0M25} = 0,451 + 0,016 = 0,467 \text{ Ом/км;}$$

$$x_{0ПС25} = 0,464 + 1,4 = 1,864 \text{ Ом/км и сравниваем п}$$

$$\frac{x_{0ПС25}}{x_{0M25}} = \frac{1,864}{0,467} = 3,99 \approx 4 \text{ раза.}$$

Для упрощения расчетов электрических сетей сопротивления проводов определяют произведением погонного сопротивления данной марки провода на его длину. Значения активных погонных сопротивлений для проводов из алюминия, сталеалюминиевых и алюминиевых сплавов приведены в приложении 23. Значения погонных индуктивных сопротивлений приведены в приложениях 14, 16, 17 [1].

2.2. Определение потерь энергии в электрических сетях

Потери энергии за год в трехфазной линии с нагрузкой на конце определяют по одному из выражений:

$$\Delta A = 3r \int_0^{8760} I^2 dt = 3r I_{\text{ср.кв}}^2 8760 \cdot 10^{-3} = 3r I_{\text{max}}^2 \tau, \quad (2.4)$$

где r — сопротивление фазного провода, Ом; I — ток, протекающий в проводе, А; I_{max} — максимальный ток, А; t — период времени, за который определяются потери, ч; $I_{\text{ср.кв}}$ — среднеквадратичный ток, А; τ — время потерь, ч.

Время потерь находят из графика нагрузки графическим путем или по формуле

$$\tau = \frac{\int_0^{8760} I^2 dt}{I_{\text{max}}^2}. \quad (2.5)$$

Если график нагрузки неизвестен, то время потерь можно определить в зависимости от времени использования максимальной нагрузки T и $\cos \varphi$ по заранее по-

строенным кривым (рис. V.6 [1]) или аналитически по формуле

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T}{10\,000} \right)^2 \cdot 8760. \quad (2.6)$$

Для сельских сетей при числе часов использования максимальной нагрузки в пределах от 1800 до 3500 можно воспользоваться формулой

$$\tau = 0,69 T - 584. \quad (2.7)$$

Среднеквадратичный ток определяется значениями $I_{\max}$ и τ :

$$I_{\text{ср.кв}} = I_{\max} \sqrt{\frac{\tau}{8760}}. \quad (2.8)$$

Время использования максимальной нагрузки:

$$T = \frac{\int_0^{8760} I dt}{I_{\max}}. \quad (2.9)$$

Кроме того, T можно определить по таблице в зависимости от сельскохозяйственной нагрузки (табл. III.9 [1]).

Потери энергии в трансформаторах:

$$\Delta A = \frac{1}{n} \Delta P_{\text{м.н}} \left(\frac{S_{\max}}{S_{\text{н}}} \right)^2 \tau + n \Delta P_{\text{ст}} \cdot 8760, \quad (2.10)$$

где $\Delta P_{\text{м.н}}$ — номинальные потери в меди трансформатора (потери к. з.); $S_{\max}$ — максимальная мощность нагрузки трансформатора; $S_{\text{н}}$ — номинальная мощность трансформатора; n — число трансформаторов, работающих параллельно; $\Delta P_{\text{ст}}$ — номинальные потери в стали трансформатора (потери х.х.).

Пример 2.3. Определить годовые потери энергии в трехфазной воздушной линии 10 кВ с проводами А70 длиной 12 км, если нагрузка с $\cos \varphi = 0,9$ изменяется по заданному графику (рис. 2.1). Определить для этого графика число часов использования максимальной нагрузки T , время потерь τ и среднеквадратичный ток $I_{\text{ср.кв}}$.

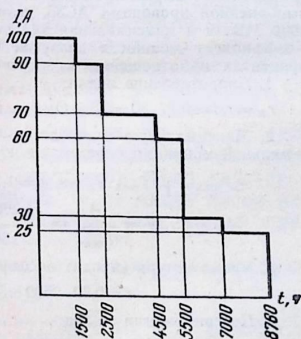


Рис. 2.1 К примеру 2.3.

1. Сопротивление линии

$$r_{\text{л}} = r_0 l = 0,41 \cdot 12 = 4,9 \text{ Ом} \quad (r_0 = 0,41 \text{ Ом/км из приложения 1 [1])}$$

2. Потери энергии определяем по формуле (2.4), используя график нагрузки (см. рис. 2.1):

$$\Delta A = 3 \cdot 4,9 (100^2 \cdot 1500 + 90^2 \cdot 1000 + 70^2 \cdot 2000 + 60^2 \cdot 1000 + 30^2 \cdot 1500 + 25^2 \cdot 1760) \cdot 10^{-3} = 572 \text{ 000 кВт} \cdot \text{ч} = 572 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

3. Число часов использования максимальной нагрузки находим по формуле (2.9), суммируя произведения значений токов и времени их протекания, согласно заданному графику на рисунке (2.1):

$$T = \frac{100 \cdot 1500 + 90 \cdot 1000 + 70 \cdot 2000 + 60 \cdot 1000 + 30 \cdot 1500 + 25 \cdot 1760}{100} = 5290 \text{ ч}.$$

4. Время потерь по формуле (2.5):

$$\tau = \frac{100^2 \cdot 1500 + 90^2 \cdot 1000 + 70^2 \cdot 2000 + 60^2 \cdot 1000 + 30^2 \cdot 1500 + 25^2 \cdot 1760}{100^2} = 3895 \text{ ч}.$$

5. Среднеквадратичный ток по формуле (2.8):

$$I_{\text{ср.кв}} = 100 \sqrt{\frac{3895}{8760}} = 66,6 \text{ А}.$$

6. Потери энергии по формуле (2.4) через среднеквадратичный ток:

$$\Delta A = 3 \cdot 4,9 \cdot 66,6^2 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 572 \text{ 000 кВт} \cdot \text{ч} = 572 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Пример 2.4. Определить потери активной энергии за год в трехфазной воздушной линии напряжением 10 кВ длиной 30 км, выполненной проводами АС35, если за год через линию передано 4000 МВт·ч и максимальная замеренная нагрузка составляет 33 А. Коэффициент мощности нагрузки 0,8. Потери энергии выразить в процентах по отношению к энергии, переданной за год.

1. Сопротивление линии:

$$r_{\text{л}} = r_0 l = 0,77 \cdot 30 = 23,5 \text{ Ом} \quad (r_0 \text{ взято из приложения 1 [1]}).$$

2. Максимальную мощность и число часов использования максимальной мощности определяют по формулам:

$$\Delta P_{\text{max}} = \sqrt{3} I_{\text{max}} U_{\text{н}} \cos \varphi = 1,73 \cdot 33 \cdot 35 \cdot 0,8 = 1600 \text{ кВт}.$$

$$T = \frac{A}{P_{\text{max}}} = \frac{4 \text{ 000 000}}{1600} = 2500 \text{ ч}.$$

3. Время потерь находят по формуле (2.7):

$$\tau = 0,69 \cdot 2500 - 584 = 1141 \text{ ч}.$$

4. Потери энергии за год:

$$\Delta A = 3 r l^2 I_{\text{max}}^2 \tau = 3 \cdot 23,5 \cdot 33^2 \cdot 1141 \cdot 10^{-3} = 87 \text{ 700 кВт} \cdot \text{ч}.$$

или в процентах

$$\Delta A \% = \frac{\Delta A}{A} \cdot 100 = \frac{87\,700}{4\,000\,000} \cdot 100 = 2,2\%.$$

Пример 2.5.

Определить годовые потери энергии в трансформаторе ТДН мощностью 6,3 МВ·А с высшим напряжением 35 кВ, если максимальная нагрузка составляет 5,5 МВ·А при $\cos \varphi = 0,8$ и $T = 4500$ ч.

1. Номинальные потери в меди и стали трансформатора (из приложения 19 [1]):

$$\Delta P_{м.и} = 46,5 \text{ кВт}; \quad \Delta P_{ст} = 9,4 \text{ кВт}.$$

2. Время потерь находим по кривой $\tau = f(T, \cos \varphi)$ (см. рис. V.6 [1]), $\tau = 3200$ ч.

3. Годовые потери энергии подсчитаем по формуле (2.10):

$$\begin{aligned} \Delta A &= 46,5 \left(\frac{5500}{6300} \right)^2 \cdot 3200 + 9,4 \cdot 8760 = 188\,300 \text{ кВт} \cdot \text{ч} = \\ &= 188,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

4. Всего за год передано активной энергии:

$$\Delta A = S_{\max} \cos \varphi T = 5,5 \cdot 4500 \cdot 0,8 = 19\,800 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

5. Потери энергии за год:

$$\Delta A \% = \frac{\Delta A \cdot 100}{A} = \frac{188,3 \cdot 100}{19\,800} = 0,95\%.$$

2.3. Выбор сечения проводов по минимальным приведенным затратам

Сечения проводов линий электропередачи напряжением 10...110 кВ определяют, исходя из наименьших затрат на сооружение и эксплуатацию сети по нормированным значениям экономической плотности тока.

Сельские электрические сети номинальным напряжением 0,38 и 10 кВ рекомендуется рассчитывать по экономическим интервалам мощностей.

Расчет сети по экономической плотности тока. В ПУЭ приводятся значения экономических плотностей тока для проводов и кабелей в зависимости от их конструктивного выполнения, материала и от числа часов использования максимальной нагрузки. Эти данные приведены в таблице V.1 [1].

Сечения проводов на участках определяют по формуле

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I}{j_{\text{ЭК}}}, \quad (2.11)$$

где I — наибольший ток на участке линии, А; $j_{\text{ЭК}}$ — экономическая плотность тока, А/мм².

Выбирают провод ближайшего стандартного сечения.

Если максимальная нагрузка приходится на ночное время, то экономическую плотность тока, т. е. данные таблицы V.1 [1], рекомендуется увеличивать на 40%. На столько же следует увеличивать экономическую плотность тока для изолированных проводов сечением 16 мм² и менее.

Если схема состоит из нескольких участков, то сечение можно принимать либо одинаковым по всей длине линии, либо различным на отдельных участках.

В первом случае для определения экономического сечения при нескольких нагрузках следует найти эквивалентный ток по формуле

$$I_{\text{экв}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (I_i^2 l_i)}{\sum_{i=1}^n l_i}}, \quad (2.12)$$

где I_i , l_i — соответственно ток и длина i -го участка линии; n — число участков.

Тогда

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{эка}}}{j_{\text{эк}}}.$$

Пример 2.6. Выбрать по экономической плотности тока сечение алюминиевых проводов воздушной линии 35 кВ. По линии передается мощность 3100 кВт с $\cos \varphi = 0,8$. Число часов использования максимальной мощности $T = 4000$ ч.

1. По таблице V.1 [1] экономическая плотность тока $j_{\text{эк}} = 1,1$ А/мм².

2. Максимальный ток в линии:

$$I_{\text{max}} = \frac{P_{\text{max}}}{\sqrt{3} U \cos \varphi} = \frac{3100}{1,73 \cdot 35 \cdot 0,8} = 64,1 \text{ А.}$$

3. Экономическое сечение:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{max}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{64,1}{1,1} = 58,3 \text{ мм}^2.$$

Выбираем провод А50.

Пример 2.7. Определить экономическое сечение сталеалюминиевых проводов линии городской сети напряжением 10 кВ, изображенной на рисунке 2.2. Нагрузки выражены полными токами и имеют одинаковый $\cos \varphi$. Число часов использования максимальной нагрузки $T = 5500$ ч.

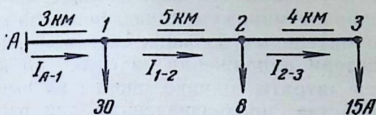


Рис. 2.2 К примеру 2.7.

Задачу решить в двух вариантах: при различных сечениях по участкам сети, при одинаковом сечении по всей линии.

1. Определяем токи на участках линии, считая коэффициент одновременности нагрузки равным 1:

$$I_{2-3} = 15 \text{ А}; \quad I_{1-2} = 15 + 8 = 23 \text{ А} \quad \text{и} \quad I_{A-1} = 23 + 30 = 53 \text{ А}.$$

2. По таблице V.1 [1] находим экономическую плотность тока $j_{\text{эк}} = 1 \text{ А/мм}^2$ (для провода АС $j_{\text{кз}}$ такая же, как для провода А).

3. Определяем экономическое сечение на отдельных участках сети:

$$F_{2-3} = \frac{I_{2-3}}{j_{\text{эк}}} = \frac{15}{1} = 15 \text{ мм}^2, \text{ принимаем провод АС16};$$

$$F_{1-2} = \frac{I_{1-2}}{j_{\text{эк}}} = \frac{23}{1} = 23 \text{ мм}^2, \text{ принимаем провод АС25};$$

$$F_{A-1} = \frac{I_{A-1}}{j_{\text{эк}}} = \frac{53}{1} = 53 \text{ мм}^2, \text{ принимаем провод АС50}.$$

4. Определяем одинаковое сечение на всех участках линии: эквивалентный ток по формуле (2.12)

$$I_{\text{экв}} = \sqrt{\frac{53^2 \cdot 3 + 23^2 \cdot 5 + 15^2 \cdot 4}{3 + 5 + 4}} = 31,55 \text{ А};$$

сечение на всех участках линии

$$F = \frac{I_{\text{экв}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{31,55}{1} = 31,55 \text{ мм}^2, \text{ принимаем провод АС35}.$$

Расчет сельских сетей напряжением 0,38 и 10 кВ по экономическим интервалам. Сечения проводов, при которых приведенные затраты будут минимальными, рекомендуется выбирать по специально построенным графикам и таблицам, приведенным в Руководящих материалах по проектированию электроснабжения сельского хозяйства (РУМ) и в литературе [1] (приложения 32 и 33). По таблицам определяют оптимальные сечения проводов с учетом всех факторов и ограничений, влияющих на их выбор. В таблицах для каждого интер-

вала мощности указаны основное сечение провода, которое обеспечивает минимум приведенных затрат, и несколько дополнительных больших сечений, при которых снижаются потери напряжения в сети, но несколько увеличиваются затраты, однако они не превышают затрат на устройства, предназначенные для регулирования напряжения в сети.

Выбор этой замены облегчается, если использовать коэффициент μ , который приведен в тех же таблицах. Чем меньше μ , тем выгоднее замена провода.

По таблицам сечения проводов можно выбрать с учетом климатических условий, материала опор и динамики роста нагрузок, учитываемой коэффициентом k_d . Коэффициент k_d зависит от роста нагрузок и расчетного периода и может быть задан или определен для каждой конкретной сети. Для приближенных расчетов рекомендуются следующие значения k_d :

для вновь сооружаемых сетей (проектная нагрузка достигается на 5...7-й год) $k_d=0,7$;

для вновь строящихся участков реконструируемой сети при ожидаемом увеличении нагрузок за расчетный срок менее чем в 1,5 раза $k_d=0,8$, а при ожидаемом увеличении нагрузок в 1,5...2 раза $k_d=0,7$.

Благодаря введению k_d можно без снижения точности расчетов пользоваться одними и теми же таблицами интервалов мощности при любых законах изменения нагрузки.

Экономичное сечение определяют в следующей последовательности.

1. Находят расчетные нагрузки на каждом участке ($S_{\max}$) с учетом коэффициентов одновременности (см. приложения 4 и 5).

2. Выбирают значение k_d .

3. Подсчитывают эквивалентную нагрузку на каждом участке по формуле

$$S_{\text{экв}} = S_{\max} k_d, \quad (2.13)$$

4. По таблице, соответствующей расчетным климатическим условиям и типам опор, предварительно определяют основное сечение провода на каждом участке линии.

5. При выбранных основных сечениях провода выполняют расчет сети на потери напряжения при условии, что передается мощность расчетного года ($S_{\max}$),

и сравнивают максимальные потери напряжения с допустимыми.

Потери напряжения на участках (В) можно определить по специальным номограммам или по формуле

$$\Delta U = \frac{S_{\max} l}{U_n} (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi), \quad (2.14)$$

где $S_{\max}$ — максимальная полная мощность, протекающая по участку линии, кВ·А; l — длина участка линии, км; U_n — номинальное напряжение, кВ; r_0, x_0 — сопротивления 1 км провода.

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{U_n} \cdot 100. \quad (2.15)$$

Числовые значения ΔU и U_n подставляют в вольтах.

6. Если потери напряжения превышают допустимые, то следует на некоторых участках сети (начиная с головных) увеличить сечения, выбрав дополнительные сечения проводов. Кроме того, если число марок и сечений проводов оказалось более четырех, то нужно сократить это число.

7. Расчет заканчивают проверкой потерь напряжения в сети при выбранных сечениях проводов.

Пример 2.8. Выбрать провода воздушной линии электропередачи напряжением 0,38 кВ, изображенной на рисунке 2.3, из условия минимума приведенных затрат. Толщина стенки гололеда равна 5 мм. Линия будет построена на деревянных опорах. Нагрузка достигнет проектного значения на 7-й год ($k_n = 0,7$). Допустимую потерю напряжения в линии принять равной 9 %.

Нагрузки (в киловольт-амперах) и расстояния участков сети (в метрах) показаны на рисунке 2.3. Коэффициент мощности всех нагрузок равен 0,9.

1. Определяем расчетные мощности по участкам схемы с учетом коэффициентов одновременности (суммирование проводим по номограмме рис. III.2 [1] или по таблице приложения 4):

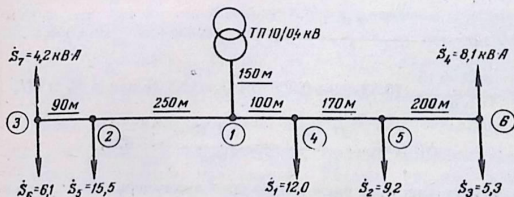


Рис. 2.3 К примеру 2.8.

$$\dot{S}_{3-6} = \dot{S}_4 + \Delta \dot{S}_3 = 8,1 + 3,2 = 11,3 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_{4-5} = \dot{S}_{3-6} + \Delta \dot{S}_2 = 11,3 + 5,5 = 16,8 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_{1-4} = \dot{S}_{4-5} + \Delta \dot{S}_1 = 16,8 + 7,3 = 24,1 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_{2-3} = \dot{S}_6 + \Delta \dot{S}_7 = 6,1 + 2,5 = 8,6 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_{1-2} = \dot{S}_{2-3} + \Delta \dot{S}_5 = 8,6 + 15,5 = 20,6 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_{ТП-1} = \dot{S}_{1-4} + \Delta \dot{S}_{1-2} = 24,1 + 12,7 = 36,8 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

2. Находим эквивалентные мощности на участках:

$$\dot{S}_{3-6} = \dot{S}_{3-6} k_D = 11,3 \cdot 0,7 = 7,9 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_{4-5} = 16,8 \cdot 0,7 = 11,77 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_{1-2} = 20,6 \cdot 0,7 = 14,4 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_{1-4} = 24,1 \cdot 0,7 = 16,9 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_{ТП-1} = 36,8 \cdot 0,7 = 25,8 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_{2-3} = 8,6 \cdot 0,7 = 6,01 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

3. По эквивалентным мощностям определяем основные сечения проводов согласно таблице приложения 13:

на участке	ТП—1	провода	3А35+А35
»	»	1—2	» 3А25+А25
»	»	2—3	» 3А16+А16
»	»	1—4	» 3А25+А25
»	»	4—5	» 3А25+А25
»	»	5—6	» 3А16+А16

4. Сечения проводов проверяем по допустимым потерям напряжения.

а) Потери напряжения на участке ТП—1 определяем по формуле

$$\Delta U_{ТП-1} = \frac{S_{\max_{ТП-1}} l_{ТП-1}}{U_n} (r_{0_{А35}} \cos \varphi + x_{0_{А35}} \sin \varphi) =$$

$$= \frac{36,8 \cdot 0,15}{0,38} \cdot (0,83 \cdot 0,9 + 0,308 \cdot 0,44) = 12,8 \text{ В или в } \% \text{ к } U_n$$

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U \cdot 100}{U_n} = \frac{12,8 \cdot 100}{380} = 3,37 \%.$$

На других участках расчет проводим аналогично:

$$\Delta U_{1-2} = \frac{20,6 \cdot 0,25}{0,38} (1,14 \cdot 0,9 + 0,319 \cdot 0,44) = 15,8 \text{ В или } \Delta U \% = 4,17 \%;$$

$$\Delta U_{2-3} = \frac{8,6 \cdot 0,09}{0,38} (1,8 \cdot 0,9 + 0,333 \cdot 0,44) = 3,59 \text{ В или } \Delta U \% = 0,94 \%;$$

$$\Delta U_{1-4} = \frac{24,1 \cdot 0,1}{0,38} (1,14 \cdot 0,9 + 0,319 \cdot 0,44) = 7,4 \text{ В или } \Delta U \% = 1,94 \%;$$

$$\Delta U_{4-5} = \frac{16,8 \cdot 0,17}{0,38} (1,14 \cdot 0,9 + 0,319 \cdot 0,44) = 8,78 \text{ В или } \Delta U \% = 2,3 \%;$$

$$\Delta U_{5-6} = \frac{11,3 \cdot 0,2}{0,38} (1,8 \cdot 0,9 + 0,333 \cdot 0,44) = 10,5 \text{ В или } \Delta U \% = 2,77 \%.$$

б) Суммарные потери напряжения до точек сети, в которых подключены нагрузки:

$$\Delta U_{ТП-2} \% = \Delta U_{ТП-1} \% + \Delta U_{1-2} \% = 3,37 + 4,17 = 7,54 \%;$$

$$\Delta U_{ТП-3} \% = \Delta U_{ТП-2} \% + \Delta U_{2-3} \% = 7,54 + 0,94 = 8,48 \%;$$

$$\Delta U_{ТП-4} \% = \Delta U_{ТП-1} \% + \Delta U_{1-4} \% = 3,37 + 1,94 = 5,31 \%;$$

$$\Delta U_{ТП-5} \% = \Delta U_{ТП-4} \% + \Delta U_{4-5} \% = 5,31 + 2,3 = 7,61 \%;$$

$$\Delta U_{ТП-6} \% = \Delta U_{ТП-5} \% + \Delta U_{5-6} \% = 7,61 + 2,77 = 10,38 \%;$$

$$\Delta U_{\max} = \Delta U_{ТП-6} = 10,38 \%.$$

Так как $\Delta U_{\max} > \Delta U_{\max \text{ доп}} = 9 \%$, то следует изменить сечение на большее на каком-либо участке от ТП до точки 6.

Заменим на участке 5—6 провод 4А16 на 4А25. Тогда потери напряжения на этом участке составят:

$$\Delta U_{5-6} = \frac{11,3 \cdot 0,2}{0,38} (1,14 \cdot 0,9 + 0,319 \cdot 0,44) = 6,95 \text{ В или } 1,83 \%;$$

$$\Delta U_{ТП-6} = 7,61 + 1,83 = 9,44, \text{ что больше } \Delta U_{\text{доп} \max} = 9 \%.$$

Заменим на участке 1—4 провод 4А25 на 4А35. В этом случае потери напряжения на участке 1—4 будут:

$$\Delta U_{1-4} = \frac{24,1 \cdot 0,1}{0,38} (0,83 \cdot 0,9 + 0,308 \cdot 0,44) = 5,58 \text{ В или } 1,47 \%.$$

Суммарные потери напряжения с учетом замены проводов на участках 5—6 и 1—4 составят:

$$\Delta U_{ТП-4} \% = \Delta U_{ТП-1} \% + \Delta U_{1-4} \% = 3,37 + 1,47 = 4,84 \%;$$

$$\Delta U_{ТП-5} \% = \Delta U_{ТП-4} \% + \Delta U_{4-5} \% = 4,84 + 2,3 = 7,14 \%;$$

$$\Delta U_{ТП-6} \% = \Delta U_{ТП-5} \% + \Delta U_{5-6} \% = 7,14 + 1,83 = 8,97 \% < 9 \%.$$

$\Delta U_{ТП-6} < \Delta U_{\max \text{ доп}}$, следовательно, сечения выбраны верно.

Результаты расчетов при решении задачи сводим в таблицу 2.1.

В таблице полужирным выделены те сечения проводов, которые завышены по сравнению с основными с учетом допустимых потерь напряжения в сети.

Таблица 2.1. Расчет воздушной линии 0,38 кВ по экономическим интервалам мощности

Номер расчетного участка	Расчетная максимальная мощность $S_{\max}$, кВ·А	Коэффициент, учитывающий динамику роста нагрузки, k_d	Эквивалентная мощность $S_{\text{экв}}$, кВ·А	Длина расчетного участка l , м	Основная марка и сечение проводов
ТП—1	36,8	0,7	25,8	150	4А35
1—2	20,6	0,7	14,4	250	4А25
2—3	8,6	0,7	6,02	90	4А16
1—4	24,1	0,7	16,9	100	4А25
4—5	16,8	0,7	11,77	170	4А25
5—6	11,3	0,7	7,9	200	4А16

Продолжение

Номер расчетного участка	Предварительный расчет ΔU , %		Окончательные марки проводов	Окончательный расчет ΔU , %	
	на расчетном участке	от ТП		на расчетном участке	от ТП
ТП—1	3,37	3,37	4А35	3,37	3,37
1—2	4,17	7,54	4А25	4,17	7,54
2—3	0,94	8,48	4А16	0,94	8,48
1—4	1,94	5,31	4А35	1,47	4,84
4—5	2,30	7,61	4А25	2,30	7,14
5—6	2,77	10,38	4А25	1,83	8,97

2.4. Выбор сечений проводов и кабелей по условию нагрева

Допустимые токовые нагрузки на провода и кабели по условию нагрева. Длительно допустимая токовая нагрузка на провода и кабели в зависимости от условий нагрева определяется формулой

$$I_{\text{доп}} = \frac{\pi}{2} \sqrt{cd^3\gamma(t-t_0)}, \quad (2.16)$$

где c — коэффициент теплоотдачи; d — диаметр провода (жила кабеля); γ — удельная проводимость; t — допустимая температура нагрева жилы провода (кабеля); t_0 — температура окружающей среды.

Допустимая температура голых проводов принимается в соответствии с ПУЭ не выше 70 °С; для изолированных проводов и кабелей с резиновой и полихлорвиниловой изоляцией установлена максимальная температура 65 °С; для кабелей с бумажной изоляцией допустимая температура зависит от номинального напряжения кабеля.

Номинальное напряжение					
кабеля, кВ	1...3	6	10	20...35	
Допустимая температура					
жилы кабеля, °С . . .	80	65	60	50	

Длительно допустимые токовые нагрузки на провода и кабели приведены в ПУЭ и приложениях 4...10 [1]. В указанных таблицах данные соответствуют температуре окружающей среды $t_0 = 25$ °С (для воздуха) и $t_0 = 15$ °С при прокладке кабелей в земле.

Если необходимо определить допустимые токовые нагрузки при других температурных условиях ($I'_{\text{доп}}$), то учитывают поправочный температурный коэффициент k_t ;

$$I'_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} k_t . \quad (2.17)$$

Коэффициент k_t определяется формулой

$$k_t = \sqrt{\frac{t' - t'_0}{t_{\text{доп}} - t_0}} , \quad (2.18)$$

где t' — температура жилы провода (кабеля); t'_0 — температура окружающей среды при данных условиях.

Значения k_t приведены в ПУЭ и приложении 11 [1]. Допустимый ток для проводника, имеющего то же сечение, но выполненного из другого металла, находят по формуле

$$I''_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} \sqrt{\frac{\gamma''}{\gamma}} . \quad (2.19)$$

При прокладке в земле нескольких кабелей параллельно учитывают поправочный коэффициент $k_{\text{п}}$, уменьшающий допустимую токовую нагрузку по сравнению с табличной,

$$I_{\text{доп п}} = I_{\text{доп}} k_{\text{п}} . \quad (2.20)$$

Значения коэффициентов $k_{\text{п}}$ приведены в ПУЭ и в приложении 12 [1].

Пример 2.9. Определить максимально допустимый ток изолированного провода ПР сечением 35 мм², прокладываемого открыто внутри помещения, если температура воздуха составляет 30 °С.

1. По приложению 5 [1] при $t_0=25^\circ\text{C}$ $I_{\text{доп}}=170$ А.

2. Определяем k_t при $t_0=30^\circ\text{C}$ по приложению 11 [1] или по формуле (2.18):

$$k_t = \sqrt{\frac{65-30}{65-25}} = 0,94.$$

3. Допустимый ток $I'_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} k_t = 170 \cdot 0,94 = 160$ А.

Пример 2.10. Найти допустимый ток для провода АПР сечением 35 мм² при тех же условиях, что указаны в примере 2.9.

Первое решение.

$$I'_{\text{допAl}} = I'_{\text{допCu}} \sqrt{\frac{\gamma_{\text{Al}}}{\gamma_{\text{Cu}}}} = 160 \sqrt{\frac{32}{53}} = 122 \text{ А.}$$

Второе решение.

По приложению 6 [1] $I_{\text{доп}}=130$ А; $k_t=0,94$;

$$I'_{\text{допAl}} = I_{\text{допAl}} k_t = 130 \cdot 0,94 = 122 \text{ А.}$$

Пример 2.11. Определить допустимый ток, протекающий по каждому из трех трехжильных кабелей с бумажной изоляцией, прокладываемых в земле параллельно с расстоянием между кабелями в свету 100 мм при $t_0=5^\circ\text{C}$. Номинальное напряжение кабеля 6 кВ, жилы медные, сечение каждого кабеля 25 мм².

1. Согласно приложению 7 [1], допустимый табличный ток при $t_0=15^\circ\text{C}$ $I_{\text{доп}}=135$ А.

2. Поправочный температурный коэффициент $k_t=1,1$ (приложение 11 [1]).

3. Из приложения 12 [1] поправочный коэффициент $k_n=0,85$.

4. Допустимый ток $I'_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} k_t k_n = 135 \cdot 1,1 \cdot 0,85 = 126$ А.

Выбор сечений проводов и кабелей по допустимому нагреву, защищаемых плавкими предохранителями. Расчет проводов по нагреву ведут в основном для сетей, прокладываемых внутри помещения.

Если проводка защищена плавкими предохранителями или автоматами, то расчет электрической сети следует начинать с выбора тока плавких вставок предохранителей или уставок автоматов. Плавкие вставки предохранителей для отдельных ответвлений выбирают по двум условиям:

$$I_{\text{в}} \geq I_{\text{р}}; \quad (2.21)$$

$$I_{\text{в}} \geq \frac{I_{\text{max}}}{\alpha}, \quad (2.22)$$

где $I_{\text{в}}$, $I_{\text{р}}$ — соответственно ток плавкой вставки и рабочий ток; I_{max} — максимальный ток, обусловленный чаще всего запуском асинхронных двигателей; $\alpha=2,5$ или при особо тяжелых условиях запуска двигателей $\alpha=1,6 \dots 2$.

Для осветительных нагрузок второе условие отпадает.

Наибольшее значение номинального тока плавкой вставки округляют до ближайшего большего значения номинального тока плавкой вставки предохранителей, приведенного в таблице VI.1 [1].

Для магистральных сетей, питающих группу потребителей, вставки должны отвечать трем следующим условиям:

$$1. I_{\text{в}} \geq m \sum_{i=1}^n I_{\text{р}i}, \quad (2.23)$$

где m — коэффициент одновременности, при $n \leq 3$ $m=1$, при $n \geq 3$ $m < 1$, обычно бывает задан в задаче.

$$2. I_{\text{в}} \geq \frac{I_{\text{max}}}{\alpha} = \frac{m \sum_{i=1}^{n-1} I_{\text{р}i} + I_{\text{пуск}}}{\alpha}. \quad (2.24)$$

3. Условие селективности: необходимо, чтобы номинальный ток плавкой вставки каждого последующего предохранителя (по направлению от конца схемы к источнику) был на одну или две ступени больше номинального тока плавкой вставки предыдущего предохранителя.

Зная плавкие вставки предохранителей, можно определить допустимые токи по нагреву для выбора сечения проводов, которые определяют в зависимости от того, необходимо ли сети защищать только от коротких замыканий или, кроме того, и от перегрузок.

Если сети нужно защищать от коротких замыканий и от перегрузок, то допустимый ток определяется как

$$I_{\text{доп}} \geq 1,25 I_{\text{в}}, \quad (2.25)$$

и только для кабелей с бумажной изоляцией допускается

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{в}}. \quad (2.26)$$

Согласно ПУЭ, от коротких замыканий и от перегрузок нужно защищать:

любые сети во взрывоопасных помещениях;

осветительные сети в жилых, общественных, торговых и служебно-бытовых промышленных помещениях, а также в пожароопасных;

сети с проводами с горючей изоляцией (ПР и АПР), незащищенными, а проложенными открыто в помещениях всех типов.

Во всех остальных случаях (кабели или провода в защищенных оболочках или в трубах в промышленных помещениях нормального типа) требуется защита только от коротких замыканий.

При защите только от коротких замыканий

$$I_{\text{доп}} \geq 0,33 I_{\text{в}}, \quad (2.27)$$

однако всегда

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р}}. \quad (2.28)$$

По значениям допустимых расчетных токов из приложений 4...10 [1] определяют ближайшее значение допустимого табличного тока и соответствующее сечение провода или кабеля.

Если необходимо, то учитывают поправочные коэффициенты k_t и $k_{\text{п}}$, о которых упоминалось ранее. Сечение нулевого провода должно быть не менее 0,5 сечения фазного.

Пример 2.12. Выбрать сечения проводов по условиям нагрева. Вся проводка к двигателям и освещению находится во взрывоопасном помещении (рис. 2.4). Линия ТП—РЩ1 выполнена кабелем с бумажной изоляцией и с медными жилами, проложенным в земле при $t_0 = 15^\circ\text{C}$. Вся остальная проводка выполнена проводом ПР в газовых трубах в помещении при $t_0 = 35^\circ\text{C}$. На участке ТП—РЩ1 коэффициент одновременности $m = 0,9$. Номинальное напряжение 380 В. Параметры двигателей и освещения приведены в таблице 2.2.

1. Выбираем сечения проводов марки ПР по допустимому нагреву для питания электродвигателей.

Номинальный ток двигателя I :

$$I_{\text{н}} = \frac{P_{\text{н}}}{\sqrt{3} U_{\text{н}} \cos \varphi \eta} = \frac{36\,000}{380 \cdot 0,89 \cdot 0,88 \cdot 1,73} = 70 \text{ А.}$$

Рабочий ток: $I_{\text{р}} = I_{\text{н}} k_3 = 70 \cdot 1 = 70 \text{ А.}$

Пусковой ток: $I_{\text{мах}} = I_{\text{н}} k = 70 \cdot 1,5 = 105 \text{ А.}$

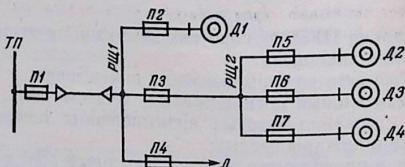


Рис. 2.4 К примеру 2.12.

Т а б л и ц а 2.2. Исходные параметры двигателей и осветительной линии

Двигатели и осветительная линия	P_H , кВт	$\kappa = I_{\Pi} / I_H$	η	$\cos \varphi$	κ_3
Д1 .	36	1,5	0,89	0,88	1,0
Д2	16	1,5	0,89	0,88	0,9
Д3	16	1,5	0,89	0,88	0,9
Д4	10	4,5	0,88	0,87	1,0
Л1	10	—	—	1,0	1,0

Находим ток плавкой вставки:

$$I_v \geq I_p; \quad I_v \geq 70 \text{ A};$$

$$I_v = \frac{I_{\max}}{\alpha}; \quad I_v \geq \frac{105}{2,5} = 42 \text{ A}.$$

По таблице VI.1 [1] $I_v = 80 \text{ A}$.

Тогда сечение провода:

$$I_{\text{доп}} \geq 1,25 I_v \text{ (помещение взрывоопасное).}$$

$$I_{\text{доп}} \geq 1,25 \cdot 80 = 100 \text{ A}.$$

По приложению 5 [1] находим $F = 25 \text{ мм}^2$ (три одножильных провода, проложенных в трубе) с $I_{\text{доп табл}} = 100 \text{ A}$;

$$k_t = 0,87; \quad I_{\text{табл}} = I_{\text{доп табл}} k_t = 100 \cdot 0,87 = 87 \text{ A},$$

что недопустимо мало.

Выбираем сечение провода 35 мм^2 с $I_{\text{доп табл}} = 125 \text{ A}$,

$$I'_{\text{доп табл}} = 125 \cdot 0,87 = 109 \text{ A} > I_{\text{доп}}, \text{ следовательно}$$

35 мм^2 удовлетворяет требованиям.

Аналогично рассчитываем участки сети, питающие двигатели Д2, Д3 и Д4, и данные расчета сводим в таблицу 2.3.

2. Выбираем сечения проводов для питания освещения.

$$I_H = I_p = \frac{P_H}{\sqrt{3} U_H \cos \varphi} = \frac{10\,000}{1,73 \cdot 380 \cdot 1} = 15,2 \text{ A};$$

$$I_v \geq 15,2 \text{ A}; \quad I_v = 20 \text{ A}; \quad I_{\text{доп}} = 1,25 \cdot 20 = 25 \text{ A}.$$

С учетом температурного коэффициента выбираем четыре провода, каждый сечением 4 мм^2 с $I_{\text{доп табл}} = 30 \text{ A}$.

$$I'_{\text{доп табл}} = I_{\text{доп табл}} k_t = 30 \cdot 0,87 = 26 > I_{\text{доп}}.$$

3. Для линии РЩ1—РЩ2

$$I_p = I_{p_{Д_2}} + I_{p_{Д_3}} + I_{p_{Д_4}} = 28,1 + 28,1 + 19,8 = 76 \text{ A}.$$

$$I_v \geq m \sum_1^n I_p; \quad n=3; \quad m=1; \quad I_v \geq 76 \text{ A};$$

$$I_{\max} = I_{\text{пускД}_4} + m \sum_{i=1}^{n-1} I_{p_i} = 89 + 28,1 + 28,1 = 145,2 \text{ А};$$

$$\frac{I_{\max}}{\alpha} = \frac{145,2}{2,5} = 58 \text{ А}; \quad I_n \geq 58 \text{ А}; \quad I_n = 80 \text{ А};$$

$$I_{\text{доп}} = 1,25 \cdot 80 = 100 \text{ А}.$$

С учетом температурного коэффициента принимаем сечение 35 мм² с допустимым током $I_{\text{доп табл}} = 125 \text{ А}$.

$$I'_{\text{доп табл}} = I_{\text{доп табл}} k_t = 125 \cdot 0,87 = 109 \text{ А} > I_{\text{доп}}$$

(три одножильных провода в одной трубе).

4. Для линии ТП—РЩ1. Кабель проложен в земле:

$$m = 0,9; \quad I_p = m \sum_{i=1}^n I_{p_i} = 0,9(70 + 28,1 \cdot 2 + 19,8 + 15,2) = \\ = 0,9 \cdot 161,2 = 145 \text{ А};$$

$$I_{\max} = I_{\text{пускД}_1} + m(I_{p_{Д_2}} + I_{p_{Д_3}} + I_{p_{Д_4}} + I_{p_{\text{осв}}}) = \\ = 105 + 0,9(28,1 + 28,1 + 19,8 + 15,2) = 187 \text{ А};$$

$$\frac{I_{\max}}{\alpha} = \frac{187}{2,5} = 74,6; \quad I_n \geq 145 \text{ А}; \quad I_n = 160 \text{ А}.$$

По приложению 7 [1] выбираем четырехжильный кабель сечением медных жил 35 мм² с $I_{\text{доп табл}} = 175 \text{ А}$.

Результаты расчетов сводим в таблицу 2.3.

Таблица 2.3. Результаты расчетов

Наименование параметров	Значение параметров элементов сети						
	Р III2—Д2	Р III2—Д3	Р III2—Д4	Р Щ1—Д1	Р Щ1—Л1	Р Щ1—РЩ2	ТП—РЩ1
$I_n, \text{ А}$	31,2	31,2	19,8	70	15,2	—	—
$I_p, \text{ А}$	28,1	28,1	19,8	70	15,2	76	145
$I_{\max}, \text{ А}$	46,7	46,7	89	105	—	145,2	187
$I_n, \text{ А}$	18,7	18,7	35,6	42	—	58	74,6
$I_n, \text{ А}$	35	35	60	80	20	80	160
$I_{\text{доп}}, \text{ А}$	43,7	43,7	75	100	25	100	160
$I_{\text{доп табл.}}, \text{ А}$	62	62	90	125	30	125	175
k_t	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	1
$I_{\text{доп табл.}}, \text{ А}$	54	54	78,3	109	26	109	175
$F, \text{ мм}^2$	6	6	16	35	4	35	35

Расчет внутренних сетей, защищаемых автоматами.
Порядок расчета внутренних сетей, защищаемых автоматами, такой же, как при защите предохранителями. Сначала следует выбрать автомат, затем определить допустимый расчетный ток, по которому определяют ближайший больший табличный ток и соответствующее ему сечение провода.

Автомат выбирают в следующей последовательности: выбирают тип автомата;

определяют номинальный ток автомата $I_{\text{авт}} \geq I_p$;

находят номинальный ток расцепителя автомата $I_{\text{расц}} \geq I_p$;

проверяют автомат по току срабатывания (для автоматов с электромагнитными расцепителями), исходя из условия $I_{\text{сраб расц}} \geq 1,25 I_{\text{max}}$.

Сечения проводов и кабелей, защищенных автоматами с расцепителями или тепловыми реле, выбирают так же, как для линий, защищаемых предохранителями. Если проводка открытая, без защитной оболочки или помещение взрывоопасное, то необходима защита от перегрузок, и допустимый расчетный ток определяют из условия $I_{\text{доп}} \geq 1,25 I_{\text{расц}}$. Если проводка с защитной оболочкой и помещение нормального типа, то необходима только защита от коротких замыканий, и для автоматов с тепловыми расцепителями

$$I_{\text{доп}} \geq 0,66 I_{\text{расц}} ; I_{\text{доп}} \geq I_p ,$$

а для автоматов с электромагнитными расцепителями

$$I_{\text{доп}} \geq 0,22 I_{\text{расц}} ; I_{\text{доп}} \geq I_p .$$

Если автомат имеет только тепловой расцепитель, то он не защищает линию от коротких замыканий, и последовательно с ним следует предусматривать установку предохранителей.

Пример 2.13. Выбрать автоматы и сечения проводов и кабелей для внутренней электрической сети промышленного предприятия. Помещение нормального типа, температура воздуха 25 °С. Питание осуществляется от понизительной подстанции (ТП) через четырехжильный кабель с алюминиевыми жилами, проложенный открыто. К распределительному щиту РЩ проводами с алюминиевыми жилами, проложенными в трубах, подсоединены двигатели Д1, Д2 и Д3, защищаемые автоматами (рис. 2.5). Параметры двигателей и осветительной сети приведены в таблице 2.4. Номинальное напряжение сети 380 В. Для магистрали коэффициент одновременности принят равным 1.

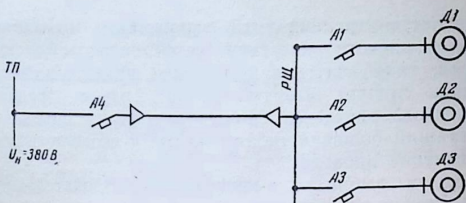


Рис. 2.5 К примеру 2.13.

1. Определяем номинальные рабочие и пусковые токи двигателей.

Номинальный ток

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} U_n \eta \cos \varphi},$$

рабочий ток $I_p = I_n k_z$,

пусковой ток $I_n = I_n k_z$.

Расчетные данные сводим в таблицу 2.4.

Рабочий ток магистрали ТП—РЩ

$$I_p = m \sum_{i=1}^n I_{pi} = 1 \cdot (88,4 + 68,6 + 17,8) = 174,8 \text{ А.}$$

Максимальный ток магистрали

$$I_{\max} = m \sum_{i=1}^{n-1} I_{pi} + I_{n_{D1}} = 68,6 + 17,8 + 728 = 814,4 \text{ А.}$$

2. Выбираем автоматы и предохранитель для защиты двигателей. По приложению 16 для электродвигателей Д1 и Д2 выбираем автоматические выключатели АЗ114/1, а для двигателя Д3 — выключатель АЗ163 и последовательно с ним предохранитель для защиты от коротких замыканий.

Результаты расчетов сведены в таблицу 2.4.

Для защиты магистральной линии выбираем автомат АЗ134. Данные выбранных автоматов приведены в таблице 2.4.

3. Выбираем сечения проводов и кабелей.

Двигатели находятся в помещении нормального типа и получают питание по проводам, проложенным в трубах, поэтому защита должна быть только от коротких замыканий.

Двигатели Д1 и Д2 защищены автоматами с электромагнитными и тепловыми расцепителями, следовательно, для двигателя Д1

$$I_{\text{доп}} \geq 0,66 I_{n_{\text{расц}}} = 0,66 \cdot 100 = 66 \text{ А;}$$

$$I_{\text{доп}} \geq I_p = 88,4 \text{ А;}$$

$$I_{\text{доп}_{\text{табл}}} = 120 \text{ А;}$$

$$F = 50 \text{ мм}^2 \text{ (по приложению 6 [1]);}$$

Таблица 2.4. Исходные данные и результаты расчетов

Наименование параметров	Двигатели			Магистраль ТЛ-РЩ
	Д1	Д2	Д3	
Дано:				
мощность P_n , кВт	60	50	10	—
к. п. д. η	0,92	0,93	0,81	—
$\cos \varphi$	0,95	0,95	0,9	—
кратность пускового тока номинальному k	7	6	6	—
коэффициент загрузки k_3	0,85	0,8	0,85	—
Определяем:				
номинальный ток I_n , А	104	86	20,9	—
рабочий ток I_p , А	88,4	68,6	17,8	174,8
пусковой ток I_n , А	728	515	125	814,4
тип защиты	A3114/1	A3114/1	A3163, предо- храни- тель	A3134
тип расцепителя	Комби- нирован- ный	Комби- нирован- ный	Тепловой	Комби- нирован- ный
номинальный ток авто- мата $I_{n \text{ авт.}}$, А	100	100	50	200
номинальный ток расце- пителя $I_{n \text{ расц.}}$, А	100	70	20	200
ток срабатывания элек- тромагнитного расцепи- теля, А, из условия $I_{\text{сраб.}} \geq 1,25 I_{\text{таб}}$	1000	700	—	1400
номинальный ток плав- кой вставки I_b , А	—	—	20	—
допустимый расчетный ток $I_{\text{доп}}$, А	88,4	68,6	17,8	174,8
допустимый табличный ток $I_{\text{доп табл.}}$, А	120	70	19	200
сечение F , мм ²	50	25	2,5	120

для двигателя Д₂

$$I_{\text{доп}} \geq 0,66 I_{n \text{ расц}}; \quad I_{\text{доп}} \geq 0,66 \cdot 70;$$

$$I_{\text{доп}} \geq 46,2 \text{ А}; \quad I_{\text{доп}} \geq I_p; \quad I_{\text{доп}} \geq 68,6 \text{ А};$$

$$I_{\text{табл}} \geq I_{\text{доп}}; \quad I_{\text{табл}} = 70 \text{ А}; \quad F = 25 \text{ мм}^2.$$

Двигатель Д₃ защищен автоматом с тепловым расцепителем и предохранителем с плавкой вставкой, поэтому должны соблюдаться три условия:

$$1. I_{\text{доп}} \geq 0,66 I_{\text{расц}}; I_{\text{доп}} \geq 0,66 \cdot 20; I_{\text{доп}} \geq 13,2 \text{ А.}$$

$$2. I_{\text{доп}} \geq I_p; I_{\text{доп}} \geq 17,8 \text{ А.}$$

$$3. I_{\text{доп}} \geq 0,33 I_v; I_{\text{доп}} \geq 0,33 \cdot 20; I_{\text{доп}} \geq 6,6 \text{ А.}$$

$$I_{\text{табл}} \geq I_{\text{доп}}; I_{\text{табл}} = 19 \text{ А}; F = 2,5 \text{ мм}^2.$$

Ко всем двигателям подведены провода с алюминиевыми жилами с резиновой изоляцией, по четыре провода в металлической трубе.

Магистраль выполнена кабелем и защищена автоматом с электромагнитным и тепловым расцепителем, следовательно:

$$1. I_{\text{доп}} \geq 0,66 I_{\text{расц}}; I_{\text{доп}} \geq 0,66 \cdot 200; I_{\text{доп}} \geq 132 \text{ А.}$$

$$2. I_{\text{доп}} \geq I_p; I_{\text{доп}} \geq 174,8 \text{ А.}$$

$$I_{\text{табл}} = 200 \text{ А}; F = 120 \text{ мм}^2 \text{ по приложению 10 [1].}$$

Данные по выбору сечений проводов и кабеля сведены в таблицу 2,4.

2.5. Расчет электрических сетей по потере напряжения

Расчет разомкнутых трехфазных сетей с равномерной нагрузкой фаз по потере напряжения. Потерю напряжения в трехфазной линии переменного тока до 35 кВ включительно находят по приближенной формуле (продольной составляющей падения напряжения)

$$\Delta U = \sqrt{3} \sum_{i=1}^n (I_{a_i} r_i + I_{p_i} x_i) = \sum_{i=1}^n (\Delta U_{a_i} + \Delta U_{p_i}) \quad (2.29)$$

или по выражению

$$\Delta U = \sqrt{3} \sum_{i=1}^n (r_{0_i} \cos \varphi_i + x_{0_i} \sin \varphi_i) I_i l_i, \quad (2.30)$$

где I_{a_i} , I_{p_i} — активная и реактивная составляющие тока на участке линии, А; r_i , x_i — активное и индуктивное сопротивления проводов участка линии, Ом; r_{0_i} , x_{0_i} — сопротивления 1 км линии, Ом/км; $\cos \varphi_i$ — коэффициент мощности нагрузки; I_i — ток на участке линии, А; l_i — длина участка линии, км.

Если нагрузки выражены через мощности, то потерю напряжения можно найти из выражения

$$\Delta U = \frac{\sum_{i=1}^n (P_i r_{0_i} + Q_i x_{0_i}) l_i}{U_n}, \quad (2.31)$$

где P_i , Q_i — соответственно активная и реактивная мощности на i -м участке линии; U_n — номинальное напряжение линии.

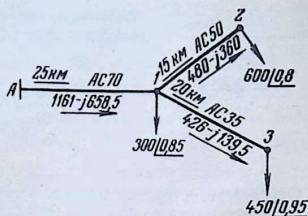


Рис. 2.7 К примеру 2.15.

Пример 2.15. Определить максимальные потери напряжения в воздушной линии трехфазного переменного тока напряжением 35 кВ, выполненной сталеалюминиевыми проводами. Среднее геометрическое расстояние между проводами $D_{\text{ср}} = 2000$ мм. Схема сети показана на рисунке 2.7, где расстояния указаны в километрах, а нагрузки — в киловольт-амперах при заданных коэффициентах мощности. Коэффициент одновременности не учитывать.

1. Определяем мощности нагрузок в комплексном виде по формуле

$$\dot{S} = S \cos \varphi - j S \sin \varphi.$$

$$\dot{S}_1 = 300 \cdot 0,85 - j 300 \cdot 0,53 = 255 - j 159;$$

$$\dot{S}_2 = 600 \cdot 0,8 - j 600 \cdot 0,6 = 480 - j 360;$$

$$\dot{S}_3 = 450 \cdot 0,95 - j 450 \cdot 0,31 = 426 - j 139,5.$$

2. Находим мощности на участках:

$$\dot{S}_{1-2} = \dot{S}_2 = 480 - j 360;$$

$$\dot{S}_{1-3} = \dot{S}_3 = 426 - j 139,5;$$

$$\dot{S}_{A-1} = \dot{S}_1 + \dot{S}_2 + \dot{S}_3 = 1161 - j 658,5.$$

Мощности в комплексном виде наносим на схему рисунка 2.7.

3. Определяем сопротивления 1 км провода по таблицам приложений 1 и 14 [1]:

$$r_{0AC70} = 0,42 \text{ Ом/км}; \quad x_{0AC70} = 0,39 \text{ Ом/км};$$

$$r_{0AC50} = 0,59 \text{ Ом/км}; \quad x_{0AC50} = 0,38 \text{ Ом/км};$$

$$r_{0AC35} = 0,77 \text{ Ом/км}; \quad x_{0AC35} = 0,40 \text{ Ом/км}.$$

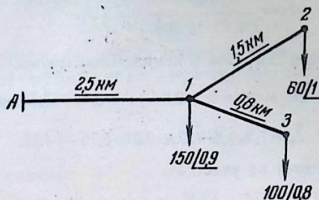


Рис. 2.8 К примеру 2.16.

4. Определяем потери напряжения на участках по формуле (2.31):

$$\Delta U_{A-1} = \frac{(1161 \cdot 0,42 + 658,5 \cdot 0,39) \cdot 25}{35} = 531,7 \text{ В};$$

$$\Delta U_{1-2} = \frac{(480 \cdot 0,59 + 360 \cdot 0,38) \cdot 15}{35} = 180 \text{ В};$$

$$\Delta U_{1-3} = \frac{(426 \cdot 0,77 + 139,5 \cdot 0,4) \cdot 20}{35} = 219,3 \text{ В}.$$

Максимальная потеря напряжения определится суммированием потерь напряжения на участках A—1 и 1—3:

$$\Delta U_{\max} = \Delta U_{A-3} = \Delta U_{A-1} + \Delta U_{1-3} = 531,7 + 219,3 = 751 \text{ В};$$

$$\Delta U_{\max} \% = \frac{\Delta U_{\max}}{U_n} \cdot 100 = \frac{751}{35 \cdot 1000} \cdot 100 = 2,2 \%.$$

Пример 2.16. Определить максимальную потерю напряжения в линии трехфазного переменного тока напряжением 10 кВ, выполненной стальными проводами марки ПС25.

Нагрузки в киловаттах и $\cos \varphi$ нагрузок указаны на схеме (рис. 2.8), там же указаны длины участков сети в километрах.

Решить задачу при помощи кривых профессора В. Н. Степанова (см. [1] рис. VII. 7 и VII. 8). Коэффициент одновременности не учитывать.

1. Определяем токи нагрузок по формуле

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} U \cos \varphi}.$$

$$I_1 = \frac{150}{1,73 \cdot 10 \cdot 0,9} = 9,6 \text{ А}.$$

$$I_2 = \frac{60}{1,73 \cdot 10 \cdot 1} = 3,47 \text{ А};$$

$$I_3 = \frac{100}{1,73 \cdot 10 \cdot 0,8} = 7,2 \text{ A.}$$

2. Выражаем токи нагрузок в комплексной форме:

$$\dot{I}_1 = I_1 \cos \varphi - j I_1 \sin \varphi = 9,6 \cdot 0,9 - j 9,6 \cdot 0,44 = 8,65 - j 4,22;$$

$$I_2 = 3,47 \text{ A}; \quad \dot{I}_3 = 7,2 \cdot 0,8 - j 7,2 \cdot 0,6 = 5,75 - j 4,31.$$

3. Определяем токи на участках:

$$\dot{I}_{1-2} = I_2 = 3,47 \text{ A}; \quad \dot{I}_{1-3} = \dot{I}_3 = 5,75 - j 4,31 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{A-1} = \dot{I}_1 + \dot{I}_{1-2} + \dot{I}_{1-3} = 8,65 - j 4,22 + 3,47 + 5,75 - j 4,31 = \\ = 17,87 - j 8,53;$$

$$|I_{A-1}| = \sqrt{17,87^2 + 8,53^2} = 19,8 \text{ A.}$$

4. Определяем потери напряжения по кривым В. Н. Степанова для проводов ПС25 и токов, протекающих на участках:
на участке А-1 $\Delta U/l = 220 \text{ В/км}$; $\Delta U_{A-1} = 220 \cdot 2,5 = 550 \text{ В}$;
на участке 1-2 $\Delta U/l = 29 \text{ В/км}$; $\Delta U_{1-2} = 29 \cdot 1,5 = 23,5 \text{ В}$;
на участке 1-3 $\Delta U/l = 65 \text{ В/км}$; $\Delta U_{1-3} = 65 \cdot 0,8 = 52 \text{ В}$.
5. Определяем максимальную потерю напряжения, которая будет до узла 3:

$$\Delta U_{\max} = \Delta U_{A-1} + \Delta U_{1-3} = 550 + 52 = 602 \text{ В};$$

$$\Delta U_{\max} \% = \frac{\Delta U_{\max}}{U_n} \cdot 100 = \frac{602 \cdot 100}{10\,000} = 6,02 \%.$$

Определение сечения проводов по условию наименьшего расхода металла при заданном значении допустимой потери напряжения. В некоторых случаях сельские сети рассчитывают, исходя из допустимых потерь напряжения в сети, определяемых путем составления таблицы потерь и отклонений напряжения.

Сечения проводов трехфазной линии, выполненных из цветного металла, определяют следующим образом. Задаваясь значением индуктивного сопротивления одного километра линии $x_0 = 0,35 \dots 0,4 \text{ Ом/км}$, приближенно определяют потерю напряжения в индуктивном сопротивлении линии по формуле

$$\Delta U_p = \sqrt{3} x_0 \Sigma I_p l \quad (2.32)$$

или выражению

$$\Delta U_p = x_0 \frac{\Sigma Q l}{U_n} \quad (2.33)$$

Затем определяют допустимую потерю напряжения в активном сопротивлении линии:

$$\Delta U_a = \Delta U_{\text{доп}} - \Delta U_p. \quad (2.34)$$

Если линия не имеет ответвлений и сечение вдоль всей длины принимается одинаковым, то сечение проводов линии (мм²) определится формулой

$$F = \frac{\sqrt[3]{\sum I_a l}}{\gamma \Delta U_a}$$

или выражением

$$F = \frac{\sum P l}{\gamma \Delta U_a U_n}, \quad (2.35)$$

где I_a — активный ток, А; l — длина линии, м; γ — удельная проводимость, м/(Ом·мм²); P — активная мощность, протекающая в линии, Вт; ΔU_a — потеря напряжения в активном сопротивлении, В; U_n — номинальное напряжение сети, В.

Сечения округляют до ближайшего бóльшего стандартного.

Электрические сети чаще всего выполняют проводниками различных сечений по длине. К концу линии сечения уменьшаются, так как уменьшаются токи, протекающие по линии. При одном и том же значении допустимой потери напряжения можно иметь несколько вариантов сечения проводов линий. В одном из них будет наименьший расход металла.

При расчете на минимум расхода металла допустимая потеря напряжения на n -м участке радиальной неразветвленной сети определяется формулой

$$\Delta U_{\text{доп } n} = \Delta U_{\text{доп}} \frac{l_n \sqrt{P_n}}{\sum_{i=1}^n l_i \sqrt{P_i}} = \Delta U_{\text{доп}} \frac{l_n \sqrt{I_n}}{\sum_{i=1}^n l_i \sqrt{I_i}}, \quad (2.36)$$

а при расчете сложной или разветвленной сети — формулой

$$\Delta U_{\text{доп}} = \Delta U_{\text{доп } n} \frac{M_n}{\sum_{i=1}^n M_i}, \quad (2.37)$$

где $\Delta U_{\text{доп } n}$ — допустимая потеря напряжения на n участке сети, В; $\Delta U_{\text{доп}}$ — допустимые максимальные потери напряжения в сети, В; M — моменты, равные:

$$M_{nI} = I_n l_n \text{ или } M_{nS} = S_n l_n. \quad (2.38)$$

Здесь I_n — ток на участке сети, А; l_n — длина участка, м или км; S_n — мощность на участке сети, кВт·А.

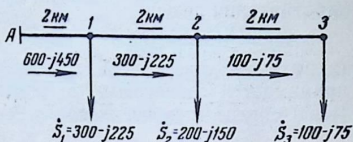


Рис. 2.9 К примеру 2.17.

Зная допустимую потерю напряжения по участкам, можно определить сечения проводов по формуле (2.35) или методом подбора по фиктивному значению сопротивления $z_{\text{ф расч}}$, которое на участке определяется формулой

$$z_{\text{ф расч}} = \frac{\Delta U_{\text{доп } n}}{M_n} \quad (2.39)$$

Значение $z_{\text{ф расч}}$ для стандартных сечений проводов находят, исходя из соответствующих им табличных данных r_0 и x_0 , которые берут из приложений 1, 14, 15 [1], и $\cos \varphi$ нагрузок:

$$z_{\text{ф табл}} = \sqrt{3}(r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi).$$

Сечение выбирают, исходя из неравенства

$$z_{\text{ф табл}} \leq z_{\text{ф расч}}.$$

Пример 2.17. Определить сечение алюминиевых проводов воздушной линии трехфазного тока напряжением 6 кВ, если допустимая потеря напряжения составляет 5 %, а среднее геометрическое расстояние между проводами $D_{\text{ср}} = 1000$ мм. На рисунке 2.9 расстояния указаны в километрах, а мощности в киловаттах и кило-
варах.

Расчет провести для двух случаев: при постоянном сечении проводов вдоль всей линии и при различных сечениях на участках, но минимальных затратах металла.

1. Определяем допустимую потерю напряжения:

$$\Delta U_{\text{доп}} = \frac{\Delta U_{\text{доп } \%} U_n}{100} = \frac{5 \cdot 6000}{100} = 300 \text{ В.}$$

2. Задаемся $x_0 = 0,35$ Ом/км и определяем потери напряжения в реактивных сопротивлениях по формуле (2.33):

$$\Delta U_{\text{р А-З}} = \frac{(450 + 225 + 75) \cdot 2}{6} \cdot 0,35 = 88 \text{ В.}$$

3. Допустимые потери напряжения в активных сопротивлениях:

$$\Delta U_{\Lambda-3} = 300 - 88 = 212 \text{ В.}$$

4. Определяем сечение, одинаковое вдоль линии:

$$F = \frac{Pl}{\gamma \Delta U_{\Lambda-3} U_{\text{н}}} = \frac{(600 + 300 + 100) \cdot 2 \cdot 1000}{32 \cdot 212 \cdot 6} = 49 \text{ мм}^2.$$

Выбираем провод А50.

5. Выполним расчет по минимуму расхода металла, распределяя активные потери напряжения согласно формуле (2.36):

$$\Delta U_{\Lambda-1} = 212 \cdot \frac{2\sqrt{600}}{2\sqrt{600} + 2\sqrt{300} + 2\sqrt{100}} = 212 \cdot \frac{49}{103,6} = 100,5 \text{ В;}$$

$$\Delta U_{\Lambda-1-2} = 212 \cdot \frac{34,6}{103,6} = 70,7 \text{ и } \Delta U_{\Lambda-2-3} = 212 \cdot \frac{20}{103,6} = 40,8 \text{ В.}$$

6. Определяем сечения проводов на участках по формуле (2.35):

$$F_{\Lambda-1} = \frac{600 \cdot 2000}{32 \cdot 100,5 \cdot 6} = 62 \text{ мм}^2, \text{ выбираем провод А70;}$$

$$F_{1-2} = \frac{300 \cdot 2000}{32 \cdot 70,7 \cdot 6} = 44 \text{ мм}^2, \text{ выбираем провод А50;}$$

$$F_{2-3} = \frac{100 \cdot 2000}{32 \cdot 40,8 \cdot 6} = 25,5 \text{ мм}^2, \text{ выбираем провод А25.}$$

Сравним варианты по затратам металла, для чего по приложению 1 [1] определим массу 1 км проводов: масса 1 км провода А25—68 кг, провода А35—94 кг, проводов А50—135 кг и А70—189 кг.

Затраты металла при постоянном сечении (провод А50):

$$G_1 = 3/m = 3 \cdot 6 \cdot 135 = 2430 \text{ кг.}$$

Затраты металла при различных сечениях участков:

$$G_2 = 3 \cdot 2 \cdot 189 + 3 \cdot 2 \cdot 135 + 3 \cdot 2 \cdot 68 = 2352 \text{ кг.}$$

Экономия металла:

$$\Delta G = G_1 - G_2 = 2430 - 2352 = 78 \text{ кг или } 3,2 \text{ \%}.$$

Пример 2.18. Рассчитать сеть напряжением 10 кВ по минимуму расхода металла. Допустимая потеря напряжения составляет 3,5 %. Нагрузки на схеме рисунка 2.10 указаны в киловольт-амперах, а длины — в километрах. Там же приведены $\cos \varphi$ нагрузок.

Среднее геометрическое расстояние между проводами $D_{\text{ср}} = 1000 \text{ мм}$. Коэффициент одновременности не учитывать.

1. Выражаем нагрузки в комплексной форме:

$$\dot{S}_1 = S_1 \cos \varphi - j S_1 \sin \varphi = 50 \cdot 0,8 - j 50 \cdot 0,6 = 40 - j 30$$

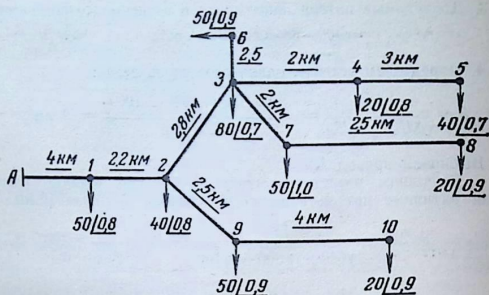


Рис. 2.10 К примеру 2.18.

и аналогично для остальных нагрузок:

$$\begin{aligned}\dot{S}_2 &= 32 - j 24; \dot{S}_3 = 56 - j 57; \dot{S}_4 = 16 - j 12; \dot{S}_5 = 28 - j 28,4; \\ \dot{S}_6 &= 45 - j 22; \dot{S}_7 = 50; \dot{S}_8 = 18 - j 8,8; \dot{S}_9 = 45 - j 22; \dot{S}_{10} = 18 - j 8,8.\end{aligned}$$

2. Находим мощности на участках, суммируя мощности, начиная с наиболее удаленных участков схемы:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{4-5} &= \dot{S}_5 = 28 - j 28,4; \dot{S}_{3-4} = \dot{S}_{4-5} + \dot{S}_4 = 44 - j 40,4; \\ \dot{S}_{7-8} &= \dot{S}_8 = 18 - j 8,8; \dot{S}_{3-7} = \dot{S}_{7-8} + \dot{S}_7 = 68 - j 8,8; \\ \dot{S}_{3-6} &= \dot{S}_6 = 45 - j 22; \dot{S}_{2-3} = \dot{S}_{3-6} + \dot{S}_{3-4} + \dot{S}_{3-7} + \dot{S}_3 = \\ &= 213 - j 128,2; \dot{S}_{9-10} = \dot{S}_{10} = 18 - j 8,8; \dot{S}_{2-9} = \\ &= \dot{S}_{9-10} + \dot{S}_9 = 63 - j 30,8; \\ \dot{S}_{1-2} &= \dot{S}_2 + \dot{S}_{2-3} + \dot{S}_{2-9} = 308 - j 183; \dot{S}_{A-1} = \dot{S}_{1-2} + \dot{S}_1 = \\ &= 348 - j 213.\end{aligned}$$

3. Вычисляем моменты реактивных мощностей:

$$M_{p_{A-2}} = Q_{A-1} l_{A-1} + Q_{1-2} l_{1-2} = 213 \cdot 4 + 183 \cdot 2,2 = 1254,6;$$

аналогично

$$\begin{aligned}M_{p_{2-3}} &= 360; M_{p_{3-4}} = 80,8; M_{p_{4-5}} = 85,2; M_{p_{3-6}} = 55; \\ M_{p_{3-7}} &= 17,6; M_{p_{7-8}} = 22; M_{p_{2-9}} = 77; M_{p_{9-10}} = 35,2;\end{aligned}$$

4. Сумма моментов реактивных мощностей до отдаленных точек:

$$M_{p_{A-5}} = 1254,6 + 360 + 80,8 + 85,2 = 1780,6;$$

$$M_{p_{A-8}} = 1254,6 + 360 + 17,6 + 22 = 1654,2;$$

$$M_{p_{A-10}} = 1254,6 + 77 + 35,2 = 1366,8$$

и средний момент реактивных мощностей

$$M_{p_{cp}} = \frac{1780,6 + 1654,2 + 1366,8}{3} = 1600.$$

5. Определяем среднюю максимальную потерю напряжения в реактивных сопротивлениях:

$$\Delta U_p = \frac{\sum Q l x_0}{U_n} = \frac{M_{p_{cp}} x_0}{U_n} = \frac{1600}{10} \cdot 0,4 = 64 \text{ В.}$$

6. Находим допустимую максимальную потерю напряжения в активных сопротивлениях:

$$\Delta U_{доп} = \frac{10\,000}{100} \cdot 3,5 = 350 \text{ В.}$$

$$\Delta U_a = \Delta U_{доп} - \Delta U_p = 350 - 64 = 286 \text{ В.}$$

7. Подсчитываем моменты активных мощностей:

$$M_{a_{A-2}} = P_{A-1} l_{A-1} + P_{1-2} l_{1-2} = 2069; \quad M_{a_{2-3}} = 596;$$

$$M_{a_{3-5}} = 172; \quad M_{a_{3-6}} = 112,5; \quad M_{a_{3-8}} = 181; \quad M_{a_{2-10}} = 229,5.$$

Суммарный момент $\Sigma M_a = 3360$.

8. Определяем допустимые активные потери напряжения на участках и соответствующие им сечения проводов.

На участке А-2

$$\Delta U_{a_{A-2}} = \Delta U_{доп} \frac{M_{a_{A-2}}}{\Sigma M_a} = 286 \cdot \frac{2069}{3360} = 175 \text{ В.}$$

$$F_{A-2} = \frac{\Sigma P_{A-2} l_{A-2}}{\gamma \Delta U_{a_{A-2}} U_n} = \frac{2069 \cdot 1000}{32 \cdot 175 \cdot 10} = 37 \text{ мм}^2,$$

выбираем провод А35.

Действительная потеря напряжения:

$$\Delta U_{a_{A-2}}^{\text{действ}} = \Delta U_{a_{A-2}} \frac{F_{расч}}{F_{прип}} = 175 \cdot \frac{37}{35} = 185 \text{ В.}$$

Остаточная потеря напряжения:

$$\Delta U_{a_{ост}} = 286 - 185 = 101 \text{ В.}$$

На участке 2-3

$$\Delta U_{a_{2-3}} = \Delta U_{a_{ост}} \frac{M_{a_{2-3}}}{\Sigma M_a} = 101 \cdot \frac{596}{596 + 172 + 181 + 112,5} = 57,3 \text{ В;}$$

$$F_{2-3} = \frac{596 \cdot 1000}{32 \cdot 57,3 \cdot 10} = 32,4 \text{ мм}^2, \text{ выбираем провод АЗ5}$$

$$\Delta U_{2-3}^{\text{действ}} = 57,3 \cdot \frac{32,4}{35} = 53 \text{ В}; \quad \Delta U_{\text{ост}} = 101 - 53 = 48 \text{ В.}$$

На участке 3—5

$$F_{3-5} = \frac{172 \cdot 1000}{32 \cdot 48 \cdot 10} = 11 \text{ мм}^2, \text{ выбираем провод АС16.}$$

На участке 3—6

$$F_{3-6} = \frac{112,5 \cdot 1000}{32 \cdot 48 \cdot 10} = 11,8 \text{ мм}^2, \text{ выбираем провод АС16.}$$

На участке 3—8

$$F_{3-8} = \frac{181 \cdot 1000}{32 \cdot 48 \cdot 10} = 17,8 \text{ мм}^2, \text{ выбираем провод АС16.}$$

На линии 2—10

$$F_{2-10} = \frac{229,5 \cdot 10^3}{32 \cdot 101 \cdot 10} = 7,1 \text{ мм}^2, \text{ выбираем провод АС16.}$$

На конечных участках принимают провод АС16, исходя из механической прочности.

9. Определяем действительные потери напряжения на участках схемы по формуле $\Delta U = \frac{\sum (Pr_0 + Qx_0)l}{U_n}$, где r_0 и x_0 определяем по приложениям 14, 15 и 1 [1] для соответствующих выбранных сечений проводов:

$$\Delta U_{A-2} = \frac{(348 \cdot 0,83 + 213 \cdot 0,366) \cdot 4 + (308 \cdot 0,83 + 183 \cdot 0,366) \cdot 2,2}{10} = 217,7 \text{ В};$$

на других участках подсчет аналогичен:

$$\Delta U_{2-3} = 67,5 \text{ В}; \quad \Delta U_{3-6} = 24 \text{ В}; \quad \Delta U_{3-5} = 40 \text{ В};$$

$$\Delta U_{3-8} = 37 \text{ В}; \quad \Delta U_{2-10} = 49 \text{ В.}$$

10. Определяем суммарные потери напряжения до наиболее удаленных точек схемы:

$$\Delta U_{A-5} = \Delta U_{A-2} + \Delta U_{2-3} + \Delta U_{3-5} = 341 \text{ В};$$

$$\Delta U_{A-8} = \Delta U_{A-2} + \Delta U_{2-3} + \Delta U_{3-8} = 338 \text{ В};$$

$$\Delta U_{A-6} = \Delta U_{A-2} + \Delta U_{2-3} + \Delta U_{3-6} = 325 \text{ В};$$

$$\Delta U_{A-10} = \Delta U_{A-2} + \Delta U_{2-10} = 282,5 \text{ В.}$$

Наибольшая потеря напряжения до точки 5 составляет:

$$\Delta U_{\text{max}} \% = \frac{\Delta U_{A-5} \cdot 100}{U_n} = \frac{341 \cdot 100}{10\,000} = 3,41 \% < 3,50 \%. \quad \cdot$$

2.6. Расчет разомкнутых трехфазных сетей с неравномерной нагрузкой фаз

Потерю напряжения на участках одной фазы четырехпроводной сети определяют по следующим формулам:
в активном сопротивлении

$$\Delta U_{a_{A0}} = \sum_1^n I_{a_1} r_1 + \sum_1^n \left(I_{a_1} - \frac{I_{a_2} + I_{a_3}}{2} \right) r_n, \quad (2.40)$$

где I_{a_1} , I_{a_2} , I_{a_3} — активные токи в фазах A , B и C ; r_1 — активное сопротивление провода фазы A ; r_n — активное сопротивление нулевого провода; n — число участков схемы;

для реактивного сопротивления формула аналогична (2.40), но в нее подставляют реактивные токи и реактивные сопротивления

$$\Delta U_{p_{A0}} = \sum_1^n I_{p_1} x_1 + \sum_1^n \left(I_{p_1} - \frac{I_{p_2} + I_{p_3}}{2} \right) x_n, \quad (2.41)$$

Для других фаз формулы составляют аналогично. В трехпроводной сети определяют линейную потерю напряжения:

$$\Delta U_{AB_a} = \sum_1^n (2 I_{a_{AB}} + 0,5 I_{a_{AC}} + 0,5 I_{a_{BC}}) r$$

и

$$\Delta U_{AB_p} = \sum_1^n (2 I_{p_{AB}} + 0,5 I_{p_{AC}} + 0,5 I_{p_{BC}}) x, \quad (2.42)$$

где $I_{a_{AB}}$, $I_{p_{AB}}$ — соответственно активный и реактивный токи, протекающие в фазах A и B ; $I_{a_{AC}}$, $I_{p_{AC}}$ — токи, протекающие в фазах A и C ; $I_{a_{BC}}$, $I_{p_{BC}}$ — токи, протекающие в фазах B и C .

Общая потеря напряжения $\Delta U_{AB} = \Delta U_{AB_a} + \Delta U_{AB_p}$

Аналогично определяют потери напряжения ΔU_{AC} и ΔU_{BC} .

Пример 2.19. Определить потерю напряжения между фазами неравномерно нагруженной сети 10 кВ. Коэффициент мощности всех потребителей $\cos \varphi = 0,8$. Линия выполнена проводом А25, $D_{cp} = 1250$ мм. Мощности нагрузок и расстояния участков сети указаны на схеме (рис. 2.11).

1. Находим нагрузочные токи:

$$I_{a_1} = \frac{P_1}{U_n} = \frac{60}{10} = 6 \text{ А}; \quad I_{p_1} = I_{a_1} \operatorname{tg} \varphi = 6 \cdot 0,75 = 4,5 \text{ А};$$

$$I_{a_2} = \frac{120}{10} = 12 \text{ А}; \quad I_{p_2} = 9 \text{ А};$$

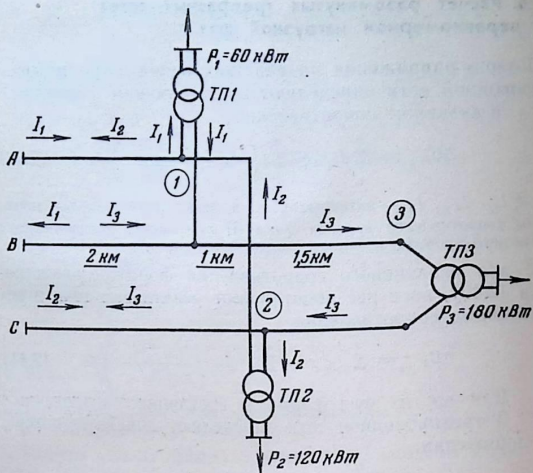


Рис. 2.11 К примеру 2.19.

$$I_{a_3} = \frac{180}{10} = 18 \text{ A}; \quad I_{p_3} = 13,5 \text{ A}.$$

2. Направления токов показываем стрелками на схеме и определяем междуфазные потери напряжения. Для этого находим сопротивления участков схемы.

Согласно приложениям 1 и 15 [1], $r_0 = 1,14 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,39 \text{ Ом/км}$.

На участке А—1

$$r_{A-1} = r_0 l = 1,14 \cdot 2 = 2,28 \text{ Ом};$$

$$x_{A-1} = x_0 l = 0,39 \cdot 2 = 0,78 \text{ Ом}.$$

На участках 1—2 и 2—3 соответственно:

$$r_{1-2} = 1,14 \text{ Ом}; \quad x_{1-2} = 0,39 \text{ Ом}; \quad r_{2-3} = 1,71 \text{ Ом}; \quad x_{2-3} = 0,59 \text{ Ом}.$$

Междуфазные потери напряжения согласно формуле (2.42):

$$\Delta U_{AB_a} = (2 \cdot 6 + 0,5 \cdot 12 + 0,5 \cdot 18) \cdot 2,28 + (0,5 \cdot 12 + 0,5 \cdot 18) \cdot 1,14 = 78,7 \text{ В};$$

$$\Delta U_{AB_p} = (2 \cdot 4,5 + 0,5 \cdot 9 + 0,5 \cdot 13,5) \cdot 0,78 + (0,5 \cdot 9 + 0,5 \cdot 13,5) \cdot 0,39 = 20,19 \text{ В};$$

$$\Delta U_{AB} = \Delta U_{AB_a} + \Delta U_{AB_p} = 78,7 + 20,19 = 98,9 \text{ В};$$

$$\begin{aligned}\Delta U_{BC_a} &= (2 \cdot 18 + 0,5 \cdot 6 + 0,5 \cdot 12) \cdot 2,28 + (2 \cdot 18 + 0,5 \cdot 12) \cdot 1,14 + \\ &\quad + 2 \cdot 18 \cdot 1,71 = 212,04 \text{ В;} \\ \Delta U_{BC_p} &= (2 \cdot 13,5 + 0,5 \cdot 4,5 + 0,5 \cdot 9) \cdot 0,78 + (2 \cdot 13,5 + 0,5 \cdot 9) \cdot 0,39 + \\ &\quad + 2 \cdot 13,5 \cdot 0,59 = 54,4 \text{ В;} \\ \Delta U_{BC} &= \Delta U_{BC_a} + \Delta U_{BC_p} = 212,04 + 54,5 = 266,54 \text{ В;} \\ \Delta U_{AC_a} &= (2 \cdot 12 + 0,5 \cdot 6 + 0,5 \cdot 18) \cdot 2,28 + (2 \cdot 12 + \\ &\quad + 0,5 \cdot 18) \cdot 1,14 = 115,1 \text{ В;} \\ \Delta U_{AC_p} &= (2 \cdot 9 + 0,5 \cdot 4,5 + 0,5 \cdot 13,5) \cdot 0,78 + (2 \cdot 9 + \\ &\quad + 0,5 \cdot 13,5) \cdot 0,39 = 30,63 \text{ В;} \\ \Delta U_{AC} &= \Delta U_{AC_a} + \Delta U_{AC_p} = 115,1 + 30,63 = 145,7 \text{ В;} \\ \Delta U_{\max} &= \Delta U_{BC} = 266,5 \text{ В;} \quad \Delta U_{\max} \% = \frac{\Delta U_{\max} \cdot 100}{U_H} = \\ &= \frac{266,5 \cdot 100}{10\,000} = 2,66 \text{ \%}.\end{aligned}$$

Пример 2.20. Определить максимальную потерю напряжения в четырехпроводной сети 380/220 В, выполненной алюминиевыми проводами А25. Коэффициент мощности однофазных нагрузок $\cos \varphi =$

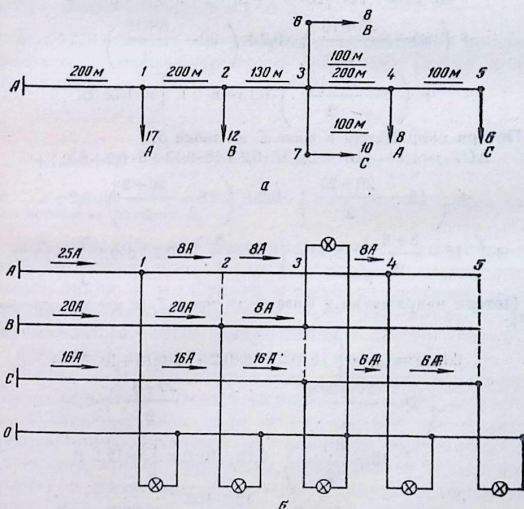


Рис. 2.12 К примеру 2.20.

=1. Нагрузки фаз в амперах и расстояния участков в метрах показаны на рисунке 2.12, а. Буквы на рисунке указывают фазу, на которую включена нагрузка.

1. Изображаем развернутую схему и находим распределение токов по участкам сети (рис. 2.12, б).

2. Определяем потерю напряжения в фазах, принимая активное сопротивление 1 км провода А25 равным 1,14 Ом/км (приложение 1 [1]).

Так как погонное сопротивление фазных и нулевого проводов на всех участках сети одинаковое, то его значение в формуле (2.40) можно вынести за знак суммы:

$$\begin{aligned}\Delta U_{A0} &= r_0 \left[\sum I_{a_1} l_1 + \sum \left(I_{a_1} - \frac{I_{a_2} + I_{a_3}}{2} \right) l \right] = \\ &= 1,14 \left[(25 \cdot 0,2 + 8 \cdot 0,2 + 8 \cdot 0,13 + 8 \cdot 0,2) + \left(25 - \frac{20+16}{2} \right) \cdot \right. \\ &\quad \cdot 0,2 + \left(8 - \frac{20+16}{2} \right) \cdot 0,2 + \left(8 - \frac{8+16}{2} \right) \cdot 0,13 + \\ &\quad \left. + \left(8 - \frac{6}{2} \right) \cdot 0,2 \right] = 10,4 \text{ В};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Delta U_{B0} &= 1,14 \cdot [20 \cdot 0,2 + 20 \cdot 0,2 + 8 \cdot 0,13 + 8 \cdot 0,1 + \\ &\quad + \left(20 - \frac{25+16}{2} \right) \cdot 0,2 + \left(20 - \frac{8+16}{2} \right) \cdot 0,2 + \\ &\quad + \left(8 - \frac{8+16}{2} \right) \cdot 0,13 + 8 \cdot 0,1] = 13,3 \text{ В}.\end{aligned}$$

Потеря напряжения в фазе С до точки 5:

$$\begin{aligned}\Delta U_{C0} &= 1,14 \cdot [16 \cdot 0,2 + 16 \cdot 0,2 + 16 \cdot 0,13 + 6 \cdot 0,2 + 6 \cdot 0,1 + \\ &\quad + \left(16 - \frac{20+25}{2} \right) \cdot 0,2 + \left(16 - \frac{20+8}{2} \right) \cdot 0,2 + \\ &\quad + \left(16 - \frac{8+8}{2} \right) \cdot 0,13 + \left(6 - \frac{8}{2} \right) \cdot 0,2 + 6 \cdot 0,1] = 13 \text{ В}.\end{aligned}$$

Потери напряжения в фазе С до точки 7 (с учетом ответвления 3-7):

$$\begin{aligned}\Delta U'_{C0} &= 1,14 \cdot \left[16 \cdot 0,2 + 16 \cdot 0,2 + 16 \cdot 0,13 + 10 \cdot 0,1 + \right. \\ &\quad + \left(16 - \frac{20+25}{2} \right) \cdot 0,2 + \left(16 - \frac{20+8}{2} \right) \cdot 0,2 + \\ &\quad \left. + \left(16 - \frac{8+8}{2} \right) \cdot 0,13 + 10 \cdot 0,1 \right] = 12,1 \text{ В};\end{aligned}$$

$$\Delta U_{\max} \% = \Delta U_{B0} \% = \frac{13,3 \cdot 100}{220} = 6,05 \% \approx 6\%.$$

2.7. Расчет замкнутых сетей

Простейшей замкнутой сетью является линия с двухсторонним питанием. Ток от источника питания, например A , находят по формуле

$$\dot{I}_{A-1} = \frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\sqrt{3} \dot{z}_{AB}} + \frac{\sum_{k=1}^n \dot{I}_k \dot{z}_{kB}}{\dot{z}_{AB}}, \quad (2.44)$$

где $\dot{U}_A, \dot{U}_B$ — напряжения источников питания соответственно A и B ; $\dot{z}_{AB}$ — сопротивление всей линии; $\dot{I}_k$ — ток нагрузки в узле k ; $\dot{z}_{kB}$ — сопротивление участка линии от узла k до источника питания B .

Мощность от источника питания A определяется формулой

$$\dot{S}_{A-1} = \frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\dot{z}_{AB}} U_n + \frac{\sum_{k=1}^n \dot{S}_k \dot{z}_{kB}}{\dot{z}_{AB}}, \quad (2.45)$$

где $\dot{S}_k$ — мощность нагрузки в узле k .

При одинаковых напряжениях источников питания и одинаковом сечении проводов формулы (2.44) и (2.45) упрощаются:

$$\dot{I}_{A-1} = \frac{\sum_{k=1}^n \dot{I}_k l_{kB}}{l_{AB}}; \quad \dot{S}_{A-1} = \frac{\sum_{k=1}^n \dot{S}_k l_{kB}}{l_{AB}}, \quad (2.46)$$

где l_{AB} — длина всей линии; l_{kB} — длина участка линии от узла k до источника питания B .

Для определения сечения линии с двухсторонним питанием определяют точку токораздела, мысленно разрезают линию в этой точке и находят сечения двух частей линии независимо, как для радиальной линии. Максимальные потери напряжения в линии определяют от источника питания до точки токораздела.

Чтобы найти распределение потоков мощности в сложно замкнутых сетях, используют метод преобразования электрических схем и приведения их к линии с двухсторонним питанием. В частности, кольцевую замкнутую сеть можно упростить, разделив ее по источнику питания и развернув в линию с двухсторонним питанием.

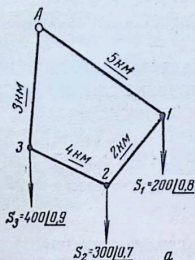
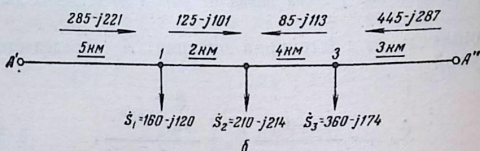


Рис. 2.13 К примеру 2.21.

Пример 2.21. Определить сечения алюминиевых проводов замкнутой воздушной сети по экономической плотности тока. Среднее расстояние между проводами 1000 мм. Напряжение источника питания 10,5 кВ.

Нагрузки в киловольт-амперах и расстояния в километрах указаны на схеме (рис. 2.13, а).

Число часов использования максимальной нагрузки 3000 ч.



1. Мысленно разрезаем схему по источнику питания и развешиваем ее в линию с двухсторонним питанием (рис. 2.13, б).
2. Выражаем нагрузки в комплексном виде:

$$\dot{S}_1 = S_1 \cos \varphi - j S_1 \sin \varphi = 200 \cdot 0,8 - j 200 \cdot 0,6 = 160 - j 120;$$

$$\dot{S}_2 = 300 \cdot 0,7 - j 300 \cdot 0,714 = 210 - j 214;$$

$$\dot{S}_3 = 400 \cdot 0,9 - j 400 \cdot 0,436 = 360 - j 174$$

(показываем нагрузки на схеме рис. 2.13, б).

3. Находим распределение мощностей по участкам схемы по длинам участков, считая в первом приближении, что сеть выполнена проводом одного сечения.

Мощность на участке А—1:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{A'-1} &= \frac{\sum \dot{S}_k l_{kA''}}{l_{A'-A''}} = \\ &= \frac{(160 - j 120) \cdot 9 + (210 - j 214) \cdot 7 + (360 - j 174) \cdot 3}{14} = 285 - j 221. \end{aligned}$$

Мощности на остальных участках линии находим на основании первого закона Кирхгофа и результаты показываем на схеме (рис. 2.13, б). Нагрузка в узле 2 питается с двух сторон, следовательно, узел 2 является точкой токораздела.

Для проверки расчета определяем мощность на участке $A''-3$ по формуле

$$\begin{aligned} \dot{S}_{A''-3} &= \frac{\sum \dot{S}_k l_{k-A'}}{l_{A'-A''}} = \\ &= \frac{(360-j174) \cdot 11 + (210-j214) \cdot 7 + (160-j120) \cdot 5}{14} = 445 - j287. \end{aligned}$$

Значения мощности $S_{A''-3}$, вычисленные по формуле и закону Кирхгофа, совпадают, следовательно, расчет выполнен верно.

4. Подсчитаем значения полных токов на участках сети:

$$I_{A'-1} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} U_n} = \frac{\sqrt{285^2 + 221^2}}{1,73 \cdot 10} = 20,8 \text{ А};$$

$$I_{1-2} = \frac{\sqrt{125^2 + 101^2}}{1,73 \cdot 10} = 9,65 \text{ А}; \quad I_{2-3} = \frac{\sqrt{85^2 + 113^2}}{1,73 \cdot 10} = 8,2 \text{ А};$$

$$I_{3-A''} = \frac{\sqrt{445^2 + 287^2}}{1,73 \cdot 10} = 30,6 \text{ А}.$$

5. Определяем сечения участков сети. Экономическая плотность тока для алюминиевых проводов при числе часов использования максимальной нагрузки 3000 составляет 1,3 А/мм² (таблица V.1 [1]), тогда

$$F_{A-1} = \frac{I_{A-1}}{j_{\text{эк}}} = \frac{20,8}{1,3} = 16 \text{ мм}^2.$$

Аналогично определяем сечения остальных участков:

$$F_{1-2} = 7,4 \text{ мм}^2; \quad F_{2-3} = 6,3 \text{ мм}^2 \quad \text{и} \quad F_{3-A''} = 23,6 \text{ мм}^2.$$

Так как из условия механической прочности для линии 10 кВ не разрешается использовать алюминиевые провода сечением меньше чем 25 мм², выбираем для всех участков провод А25.

6. Проверяем линию по потерям напряжения до точки токораздела по формуле

$$\Delta U_{A'-2} = \frac{(P_{A'-1} l_{A'-1} + P_{1-2} l_{1-2}) r_0 + (Q_{A'-1} l_{A'-1} + Q_{1-2} l_{1-2}) x_0}{U_n}, \quad (2.47)$$

где r_0 , x_0 — соответственно активное и индуктивное сопротивления 1 км провода сечением 25 мм² (см. приложение 1 [1]).

$$\Delta U_{A'-2} = \frac{(285,5 + 125,2) \cdot 1,14 + (221,5 + 101,2) \cdot 0,38}{10,5} = 229,2 \text{ В}.$$

То же значение потери напряжения получится, если $\Delta U_{A''-2}$ опделить при питании схемы от другого источника:

$$\Delta U_{A''-2} = \frac{(P_{A''-3} l_{A''-3} + P_{3-2} l_{3-2}) r_0 + (Q_{A''-3} l_{A''-3} + Q_{3-2} l_{3-2}) x_0}{U_n}.$$

Подставляя цифры, получим $\Delta U_{A''-2} = 229,2 \text{ В}.$

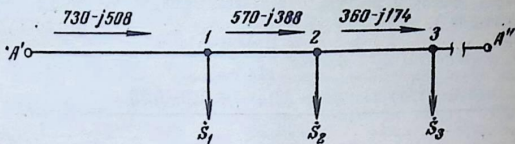


Рис. 2.14 К примеру 2.21.

7. Найдем потерю напряжения при наиболее тяжелом аварийном режиме, когда прекращено питание по линии $A''-3$. Схема принимает вид линии с односторонним питанием (рис. 2.14).

Мощности на участках определены суммированием мощностей (коэффициент одновременности равен 1).

Потери напряжения в линии:

$$\Delta U_{A'-3} = \frac{r_0 \sum_1^n P_i l_i + x_0 \sum_1^n Q_i l_i}{U_{A'}} =$$

$$= \frac{(360 \cdot 4 + 570 \cdot 2 + 730 \cdot 5) \cdot 1,14 + (174 \cdot 4 + 388 \cdot 2 + 508 \cdot 5) \cdot 0,38}{10,5} =$$

$$= 822 \text{ В}$$

или в процентах

$$\Delta U \% = \frac{822 \cdot 100}{10\,000} = 8,22 \%$$

2.8. Расчет сетей на колебания напряжения при пуске электродвигателя

Если в сети работает короткозамкнутый асинхронный электродвигатель большой мощности, следует проверить сеть на колебания напряжения при пуске двигателя.

В момент пуска асинхронного короткозамкнутого двигателя на его зажимах допускаются колебания напряжения $V_t \geq -30 \% U_n$, если начальный момент приводного механизма не превышает $1/3$ номинального момента электродвигателя. При этом на зажимах любого из числа остальных работающих двигателей напряжение не должно снижаться больше чем на 20% от U_n сети. Для проверки сети на колебание напряже-

ния определяют потерю напряжения в сети при пуске двигателя по приближенной формуле

$$\Delta U \% = \frac{z_c}{z_c + z_{э.п}} \cdot 100 \approx V_t \%, \quad (2.48)$$

где z_c — полное сопротивление сети. При пуске электродвигателя от трансформатора

$$z_c = z_{л} + z_{тр}, \quad (2.49)$$

$$\text{где } z_{тр} = \frac{u_k \% U_n}{100 \sqrt{3} I_n} = \frac{u_k \% U_n^2}{100 S_n};$$

u_k — напряжение короткого замыкания трансформатора. При пуске электродвигателя от синхронного генератора

$$z_c = z_{л} + z_{г}; \quad (2.50)$$

$$z_{г} = \frac{U_n}{\sqrt{3} I_{нОКЗ}}, \quad (2.51)$$

где ОКЗ — отношение короткого замыкания генератора; $z_{э.п}$ — полное сопротивление короткого замыкания асинхронного электродвигателя, Ом,

$$z_{э.п} = \frac{U_n}{\sqrt{3} k I_n}, \quad (2.52)$$

где k — кратность пускового тока.

Пример 2.22. В какой точке сети, изображенной на рисунке 2.15, можно запустить асинхронный короткозамкнутый двигатель мощностью 14 кВт, с номинальным напряжением 380 В, номинальным током 27 А и кратностью пускового тока $k=7$. Сопротивления участков сети сведены в таблицу 2.5. Мощность трансформатора 63 кВ·А.

1. Приводим сопротивление линии 10 кВ участка сети А—ТП к напряжению 0,38 кВ:

$$z_{л10} = z_0 l; \quad z_{л10}^* = z_{л10} \left(\frac{U_{0,38}}{U_{10}} \right)^2;$$

$$z_{л10}^* = 10,2 \cdot \left(\frac{0,38}{10} \right)^2 = 10,2 \cdot (0,0014) = 0,014 \text{ Ом.}$$

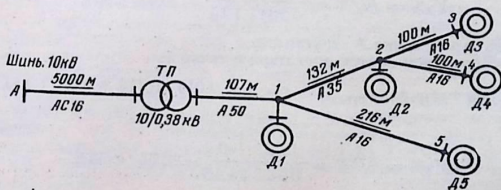


Рис. 2.15 К примерам 2.22 и 2.23.

Таблица 2.5. Результаты расчетов сопротивлений участков сети

Участок сети	Марка провода	Активное сопротивление провода r_0 , Ом/км	Индуктивное сопротивление провода x_0 , Ом/км	Полное сопротивление провода z_0 , Ом/км	Сопротивление участка z , Ом
A—ТП	АС16	2,00	0,398	2,04	10,20
ТП—I	A50	0,64	0,33	0,7	0,075
I—5	A16	1,98	0,33	1,99	0,43
I—2	A35	0,92	0,33	0,98	0,13
2—3	A16	1,98	0,33	1,99	0,20
2—4	A16	1,98	0,33	1,99	0,20

2. Определяем сопротивление трансформатора мощностью 63 кВ·А:

$$z_{\text{тр}} = \frac{u_k \% U_{\text{н}}^2}{S_{\text{н}} \cdot 100} = \frac{4,5 \cdot 400^2}{63 \cdot 10^3 \cdot 100} = 0,114 \text{ Ом}$$

3. Определяем сопротивление короткого замыкания двигателя:

$$z_{\text{э. п}} = \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3} I_{\text{пк}}} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot 27 \cdot 7} = 1,15 \text{ Ом.}$$

4. Определяем колебания напряжения при запуске двигателя в точке 5:

$$z_{\text{с}} = z_{\text{л10}}^* + z_{\text{тр}} + z_{\text{лТП-I}} + z_{\text{лI-5}} = 0,014 + 0,114 + 0,075 + 0,43 = 0,633 \text{ Ом;}$$

$$V_t \% \approx \Delta U \% = \frac{z_{\text{с}} \cdot 100}{z_{\text{с}} + z_{\text{э. п}}} = \frac{0,633 \cdot 100}{0,633 + 1,15} = 35,5 \% > 30 \%,$$

следовательно, в точке 5 двигатель не запустится.

5. Проверяем запуск двигателя в точке 1:

$$z_{\text{с}} = z_{\text{л10}}^* + z_{\text{тр}} + z_{\text{лТП-I}} = 0,014 + 0,114 + 0,075 = 0,203 \text{ Ом;}$$

$$V_t \% = \Delta U \% = \frac{0,203 \cdot 100}{0,203 + 1,15} = 15,0 \% < 30 \%$$

— двигатель в точке 1 запустится.

6. Проверяем запуск двигателя в точке 2:

$$z_{\text{с}} = z_{\text{л10}}^* + z_{\text{тр}} + z_{\text{лТП-I}} + z_{\text{лI-2}} = 0,014 + 0,114 + 0,075 + 0,13 = 0,333 \text{ Ом;}$$

$$V_t \% = \Delta U \% = \frac{0,333 \cdot 100}{0,333 + 1,15} = 22,4 \% < 30 \%$$

— двигатель в точке 2 запустится.

7. Проверяем запуск двигателя в точке 4:

$$z_c = z_{л10}^* + z_{тр} + z_{лТП-2} + z_{л2-4} = \\ = 0,014 + 0,114 + 0,205 + 0,2 = 0,533 \text{ Ом};$$

$$V_1\% \approx \Delta U\% = \frac{0,533 \cdot 100}{0,533 + 1,15} = 31,6\% > 30\%$$

— двигатель в точке 4 не запустится. Тот же отрицательный ответ получится для точки 3, так как $z_{2-3} = z_{2-4}$.

Приведенный метод расчета дает приближенные результаты и пригоден только для ориентировочных оценок возможности запуска электродвигателя от заданной сети. Точные расчеты требуют знания характеристик электродвигателей и приводимых ими рабочих машин.

Нормальный пуск двигателя будет обеспечен, если развиваемый им пусковой момент превышает момент сопротивления (трогания) агрегата двигатель—рабочий механизм в течение всего пуска.

Пусковой и максимальный моменты двигателей изменяются прямо пропорционально изменению напряжения на зажимах двигателя.

Уровень напряжения на зажимах пускового электродвигателя определяется в зависимости от потери напряжения в сети с учетом нагрузок как пускаемого двигателя, так и нагрузок, ранее подключенных к сети.

Пусковые характеристики двигателя определяются пусковым коэффициентом мощности и пусковой мощностью двигателя, которая рассматривается как всякая другая электрическая нагрузка, подключаемая к сети.

Методика определения максимальных уровней напряжения на зажимах пускаемого двигателя, пусковой мощности и пускового коэффициента мощности дана в Руководящих материалах по проектированию электроснабжения сельского хозяйства (РУМ). Приведенные в этом РУМ номограммы позволяют определить минимально допустимые уровни напряжения на зажимах электродвигателя, обеспечивающие их нормальный пуск или их работу при пуске другого двигателя. По этим же номограммам находят расчетные пусковые мощности и коэффициенты мощности в режиме пуска двигателя. Каждая номограмма построена для двигателя с конкретными параметрами (тип, серия, мощность, частота вращения и др.). В приложении 21 показана одна из номограмм для двигателя серии АО2-71-4 мощностью 22 кВт, а в приложении 22 приведены данные агрегатов (двигатель—механизм), необходимые для расчетов.

Пример 2.23. Проверить, удовлетворяет ли электрическая сеть условиям пуска электродвигателей привода измельчителя кормов «Волгарь-5». Электродвигатель серии АО2-71-4, мощностью 22 кВт. Схема и параметры электрической сети приняты такими же, как и в примере 2.22 (см. рис. 2.15). $S_{тр} = 40 \text{ кВ} \cdot \text{А}$.

Надбавки напряжения на шинах 10 кВ подстанции 35/10 и на трансформаторе 10/0,38 кВ составляют 0 %. Суммарные потери напряжения в сети (в максимальном режиме подключенных к сети нагрузок составляют: до узла 1—4 %, до узла 2—6 % и до точек 3, 4 и 5—по 8 %. Потери напряжения во внутренней сети принять равными 0,8 %.

Таблица 2.5. Результаты расчетов сопротивлений участков сети

Участок сети	Марка провода	Активное сопротивление провода r_0 , Ом/км	Индуктивное сопротивление провода x_0 , Ом/км	Полное сопротивление провода z_0 , Ом/км	Сопротивление участка z , Ом
A—ТП	АС16	2,00	0,398	2,04	10,20
ТП—1	A50	0,64	0,33	0,7	0,075
1—5	A16	1,98	0,33	1,99	0,43
1—2	A35	0,92	0,33	0,98	0,13
2—3	A16	1,98	0,33	1,99	0,20
2—4	A16	1,98	0,33	1,99	0,20

2. Определяем сопротивление трансформатора мощностью 63 кВ·А:

$$z_{\text{тр}} = \frac{u_k \% U_n^2}{S_n \cdot 100} = \frac{4,5 \cdot 400^2}{63 \cdot 10^3 \cdot 100} = 0,114 \text{ Ом}$$

3. Определяем сопротивление короткого замыкания двигателя:

$$z_{\text{э. п}} = \frac{U_n}{\sqrt{3} I_{\text{н}} k} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot 27 \cdot 7} = 1,15 \text{ Ом.}$$

4. Определяем колебания напряжения при запуске двигателя в точке 5:

$$z_c = z_{\text{ли0}}^* + z_{\text{тр}} + z_{\text{лТП-1}} + z_{\text{л1-5}} = \\ = 0,014 + 0,114 + 0,075 + 0,43 = 0,633 \text{ Ом;}$$

$$V_i \% \approx \Delta U \% = \frac{z_c \cdot 100}{z_c + z_{\text{э. п}}} = \frac{0,633 \cdot 100}{0,633 + 1,15} = 35,5 \% > 30 \%,$$

следовательно, в точке 5 двигатель не запустится.

5. Проверяем запуск двигателя в точке 1:

$$z_c = z_{\text{ли0}}^* + z_{\text{тр}} + z_{\text{лТП-1}} = 0,014 + 0,114 + 0,075 = 0,203 \text{ Ом;}$$

$$V_i \% = \Delta U \% = \frac{0,203 \cdot 100}{0,203 + 1,15} = 15,0 \% < 30 \%$$

— двигатель в точке 1 запустится.

6. Проверяем запуск двигателя в точке 2:

$$z_c = z_{\text{ли0}}^* + z_{\text{тр}} + z_{\text{лТП-1}} + z_{\text{л1-2}} = 0,014 + 0,114 + 0,075 + 0,13 = \\ = 0,333 \text{ Ом;}$$

$$V_i \% = \Delta U \% = \frac{0,333 \cdot 100}{0,333 + 1,15} = 22,4 \% < 30 \%$$

— двигатель в точке 2 запустится.

7. Проверяем запуск двигателя в точке 4:

$$z_c = z_{л10}^* + z_{тр} + z_{лТП-2} + z_{л2-4} =$$

$$= 0,014 + 0,114 + 0,205 + 0,2 = 0,533 \text{ Ом};$$

$$V_1\% \approx \Delta U\% = \frac{0,533 \cdot 100}{0,533 + 1,15} = 31,6\% > 30\%$$

— двигатель в точке 4 не запустится. Тот же отрицательный ответ получится для точки 3, так как $z_{2-3} = z_{2-4}$.

Приведенный метод расчета дает приближенные результаты и пригоден только для ориентировочных оценок возможности запуска электродвигателя от заданной сети. Точные расчеты требуют знания характеристик электродвигателей и приводимых ими рабочих машин.

Нормальный пуск двигателя будет обеспечен, если развиваемый им пусковой момент превышает момент сопротивления (трогания) агрегата двигатель — рабочий механизм в течение всего пуска.

Пусковой и максимальный моменты двигателей изменяются прямо пропорционально изменению напряжения на зажимах двигателя.

Уровень напряжения на зажимах пускового электродвигателя определяется в зависимости от потери напряжения в сети с учетом нагрузок как пускаемого двигателя, так и нагрузок, ранее подключенных к сети.

Пусковые характеристики двигателя определяются пусковым коэффициентом мощности и пусковой мощностью двигателя, которая рассматривается как всякая другая электрическая нагрузка, подключаемая к сети.

Методика определения максимальных уровней напряжения на зажимах пускаемого двигателя, пусковой мощности и пускового коэффициента мощности дана в Руководящих материалах по проектированию электроснабжения сельского хозяйства (РУМ). Приведенные в этом РУМ номограммы позволяют определить минимально допустимые уровни напряжения на зажимах электродвигателя, обеспечивающие их нормальный пуск или их работу при пуске другого двигателя. По этим же номограммам находят расчетные пусковые мощности и коэффициенты мощности в режиме пуска двигателя. Каждая номограмма построена для двигателя с конкретными параметрами (тип, серия, мощность, частота вращения и др.). В приложении 21 показана одна из номограмм для двигателя серии АО2-71-4 мощностью 22 кВт, а в приложении 22 приведены данные агрегатов (двигатель—механизм), необходимые для расчетов.

Пример 2.23. Проверить, удовлетворяет ли электрическая сеть условиям пуска электродвигателей привода измельчителя кормов «Волгарь-5». Электродвигатель серии АО2-71-4, мощностью 22 кВт. Схема и параметры электрической сети приняты такими же, как и в примере 2.22 (см. рис. 2.15). $S_{тр} = 40 \text{ кВ} \cdot \text{А}$.

Надбавки напряжения на шинах 10 кВ подстанции 35/10 и на трансформаторе 10/0,38 кВ составляют 0 %. Суммарные потери напряжения в сети (в максимальном режиме подключенных к сети нагрузок составляют: до узла 1 — 4 %, до узла 2 — 6 % и до точек 3, 4 и 5 — по 8 %. Потери напряжения во внутренней сети принять равными 0,8 %.

1. Определяем момент сопротивления троганию агрегата (пуск вхолостую) по таблице приложения 22:

$$M_{\text{тр}} = 12 \text{ Нм.}$$

2. Определяем номинальный пусковой момент двигателя, принимая избыточный момент равным 0,25 M_n :

$$M_{\text{пн}} = M_{\text{тр}} + M_{\text{изб}} = 12 + 0,25 \cdot 147 = 49 \text{ Нм,}$$

где 147 Нм — номинальный момент двигателя А02-71-4 (см. приложение 21).

3. Определяем максимально допустимое снижение напряжения на зажимах пускаемого двигателя, обеспечивающее его нормальный запуск. Для этого по номограмме приложения 21 на шкале справа откладываем значение $M_{\text{п}} = 49$ Нм и проводим прямую параллельно оси абсцисс до пересечения с кривой M_n и от точки пересечения проводим прямую, параллельную оси ординат, вниз до шкалы $\frac{U_d}{U_n}$,

на которой находим значение допустимого снижения напряжения на зажимах двигателя, равное 0,57 относительных единиц, или 57 %.

4. Определяем значение пусковой мощности двигателя по номограмме приложения 21, проводя прямую линию параллельно оси ординат через точку, полученную в п. 3, вверх. Эта прямая, пересекаясь с кривой S_n , даст значение пусковой мощности на шкале слева $S_n = 114$ кВт.

5. Определяем потерю напряжения в сети до шин двигателя D_1 в момент его пуска. Из приложения 21 пусковой коэффициент мощности $\cos \varphi_n = 0,52$.

Потеря напряжения в линии 10 кВ:

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{л10}} &= \frac{S_n l}{U_n} (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) = \\ &= \frac{114 \cdot 5}{10} (2 \cdot 0,52 + 0,4 \cdot 0,85) = 70 \text{ В;} \end{aligned}$$

$$\Delta U_{\text{л10}} \% = \frac{\Delta U_{\text{л10}} \cdot 100}{U_n} = \frac{70}{10\,000} \cdot 100 = 0,7 \%$$

Потеря напряжения в трансформаторе:

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{т}} &= \frac{S_n}{U_n} (r_{\text{т}} \cos \varphi + x_{\text{т}} \sin \varphi) = \\ &= \frac{114}{10} \cdot (62,5 \cdot 0,52 + 118 \cdot 0,85) = 1550 \text{ В,} \end{aligned}$$

где $r_{\text{т}} = \frac{P_{\text{мн}} U_n^2}{S_n^2} = \frac{1000 \cdot 10\,000^2}{40\,000^2} = 62,5 \text{ Ом;}$

$$x_{\text{т}} = \frac{u_{\text{к}} \% U_n^2}{100 S_n} = \frac{4,7 \cdot 10\,000^2}{100 \cdot 40\,000} = 118 \text{ Ом}$$

Потери в меди трансформатора (к.з) $\Delta P_{\text{мн}} = 1000$ Вт и напряжение к.з. в процентах от номинального $u_k \% = 4,7 \%$, приняты из приложения 19 [1].

В процентах потери напряжения в трансформаторе составят:

$$\Delta U_T = \frac{\Delta U_T}{U_H} \cdot 100 = \frac{1550}{10000} \cdot 100 = 15,5 \%$$

Потеря напряжения в линии 0,38 кВ до двигателя Д1:

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{л0,38}} &= \frac{S_{\text{п}} l}{U_H} (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) = \\ &= \frac{114 \cdot 0,107}{0,38} (0,64 \cdot 0,52 + 0,33 \cdot 0,85) = 19,7 \text{ В или } 5,2 \%. \end{aligned}$$

Суммарные потери напряжения:

$$\begin{aligned} \Delta U_{\Sigma} \% &= \Delta U_{\text{л10}} + \Delta U_T + \Delta U_{\text{л0,38}} + \Delta U_{\text{нагр}} + \Delta U_{\text{вн}} = \\ &= 0,7 + 15,5 + 5,2 + 0,8 + 4 = 26,2 \%, \end{aligned}$$

что меньше допустимого снижения напряжения 57,0 %, поэтому двигатель запустится.

Аналогично определяем потери напряжения до шин остальных двигателей в схеме и результаты расчета сводим в таблицу 2.6.

Т а б л и ц а 2.6. Результаты расчетов

Двигатель	Потери напряжения, %						Выводы
	$\Delta U_{\text{л10}}$	ΔU_T	$\Delta U_{\text{л0,38}}$	$\Delta U_{\text{вн}}$	$\Delta U_{\text{нагр}}$	ΔU_{Σ}	
Д1	0,7	15,5	5,2	0,8	4	26,2	Двигатель запустится
Д2	0,7	15,5	8,0	0,8	6	31,0	» »
Д3 и Д4	0,7	15,5	10,4	0,8	8	35,4	» »
Д5	0,7	15,5	22	0,8	8	47,0	» »

2.9. Определение оптимальных ответвлений трансформаторов и допустимой потери напряжения в сети

По существующим в настоящее время нормам напряжение у сельского потребителя не должно отклоняться от номинального значения более чем $\pm 7,5 \%$, а если в сеть включены только электродвигатели, то находиться в пределах $+10 \dots -7,5 \%$. Для животноводческих комплексов как для промышленных потребителей допускаются отклонения напряжения в пределах $\pm 5 \%$.

Допустимую максимальную потерю напряжения в сети следует определять исходя из указанных норм от-

клонений напряжения с учетом элементов сети (генераторов, трансформаторов, режимов нагрузки, проводников), которые оказывают различное влияние на отклонение напряжения у потребителя.

Генератор может обеспечивать либо постоянство напряжения на шинах, обычно соответствующее надбавки напряжения $+5\%$ по отношению к номинальному напряжению сети, либо режим встречного регулирования напряжения в пределах от 0 до $+10\%$.

Трансформаторы, регулируемые вручную, могут давать надбавку напряжения от 0 до $+10\%$ ступенями по $2,5\%$, если они применяются для снижения напряжения, и надбавку напряжения от 0 до -10% , если их используют для повышения напряжения.

Надбавки напряжения трансформаторов, регулируемых под нагрузкой, зависят от мощности и напряжения трансформатора.

В трансформаторах происходит потеря напряжения, которая определяется формулой:

$$\Delta U_{\tau} \% = \frac{S}{S_{\Pi}} (u_a \% \cos \varphi + u_p \% \sin \varphi), \quad (2.63)$$

где S — расчетная мощность; S_{Π} — номинальная мощность трансформатора.

$$\Delta U_a \% = \frac{\Delta P_{\text{м.п.}}}{S_{\Pi}} \cdot 100; \quad (2.64)$$

$$\Delta U_p \% = \sqrt{(u_k \%)^2 - (u_a \%)^2}. \quad (2.65)$$

Здесь $P_{\text{м.п.}}$ — потери короткого замыкания; u_k — напряжение короткого замыкания, %.

Обычно в трансформаторах, применяемых в сельской местности, потеря напряжения при максимальной нагрузке составляет $4 \dots 5\%$, что можно принимать при определении допустимой максимальной потери напряжения в сети.

Допустимую потерю напряжения в сети находят для режима максимальных нагрузок, принимая при этом отклонения напряжения у наиболее удаленного потребителя $-7,5\%$. В режиме минимальных нагрузок проверяют отклонение напряжения у ближайшего потребителя, которое не должно превосходить $+7,5\%$.

Если неизвестен график изменения нагрузок, то минимальная нагрузка принимается обычно 25% от максимальной.

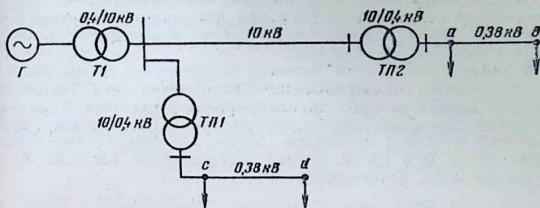


Рис. 2.16 К примеру 2.24.

Пример 2.24. Определить допустимую максимальную потерю напряжения в сети, питающейся от сельской электростанции (рис. 2.16) для двух случаев:

на генераторе поддерживается режим постоянного напряжения, которое равно номинальному напряжению линии;

генератором осуществляется встречное регулирование напряжения с надбавкой напряжения $+6\%$ при максимальной нагрузке и $+2\%$ при минимальной нагрузке.

1. Составляем таблицу потерь и отклонений напряжения для первого случая (постоянное напряжение на генераторе) (табл. 2.7).

Таблица 2.7. Значения отклонений и потерь напряжения в сети

Элемент сети	Отклонения напряжения при постоянном напряжении на генераторе				Отклонения напряжения при встречном регулировании на генераторе			
	ТП2		ТП1		ТП2		ТП1	
	при нагрузке, %							
	100	25	100	25	100	25	100	25
Генератор	0	0	0	0	+6	+2	+6	+2
Трансформатор 0,4/10 кВ:								
надбавка	0	0	0	0	0	0	0	0
потеря	- 4	-1	-4	-1	-4	-1	-4	-1
Линия 10 кВ	- 4	-1	—	—	-6	-1,5	—	—
Трансформатор 10/0,4 кВ:								
надбавка	+10	+10	+7,5	+7,5	+7,5	+7,5	+7,5	+7,5
потеря	- 4	-1	-4	-1	-4	-1	-4	-1
Линия 0,38 кВ	-5,5	—	-7	—	-7	—	-13	—
Потребитель	-7,5	+7	-7,5	+5,5	-7,5	+6,0	-7,5	+7,5

Потери напряжения в трансформаторах при максимальной нагрузке примем равными 4 %, а при минимальной нагрузке — 1 % (так как потери напряжения изменяются пропорционально изменению нагрузки).

В таблицу 2.7 вносим значения отклонений и потерь напряжения в процентах от номинального напряжения сети. Наибольшая надбавка повысительного трансформатора составляет 0 %. Для удаленного понижающего трансформатора ТП2 надбавку принимаем +10 %. Тогда суммарная допустимая потеря напряжения на линиях 10 и 0,38 кВ в режиме максимальной нагрузки и отклонении — 7,5 % составит:

$$\Delta U_{\text{доп}}^{100} = 0 + 0 - 4 + 10 - 4 - (-7,5) = 9,5\%.$$

Распределяем потерю напряжения между линиями 10 и 0,38 кВ приблизительно поровну с некоторым преимуществом для сети 0,38 кВ и записываем в таблицу (—4 и —5,5). Потери напряжения в таблицу вносят со знаком минус.

Затем проверяем отклонение напряжения у ближайшего потребителя (в точке *a* схемы) в период минимальных нагрузок. Поскольку минимальная нагрузка составляет 25 % от максимальной, то потери напряжения в отдельных элементах сети снизятся в четыре раза по сравнению с режимом максимальных нагрузок.

Проставив в таблице значения потерь напряжения в трансформаторах и сети 10 кВ (в сети 0,38 кВ потери напряжения отсутствуют, так как потребитель *a* подключен непосредственно к шинам трансформатора), проверяем отклонения напряжения у потребителя *a*:

$$\Delta V_a^{25} = 1 - 1 + 10 - 1 = 7\% < +7,5\%.$$

Определим допустимую потерю напряжения в сети 0,38 кВ для ближайшего ТП1.

Задав надбавкой трансформатора +7,5 %, находим допустимую потерю напряжения в сети 0,38 кВ:

$$\Delta U_{\text{доп}}^{100} = -4 + 7,5 - 4 - (-7,5) = 7\%.$$

Проверяем отклонения напряжения у потребителя *c* в режиме минимальных нагрузок:

$$\Delta V_c^{25} = -1 + 7,5 - 1 = 5,5\% < +7,5\%.$$

Если принять надбавку напряжения на ступень большую, то есть не +7,5, а +10 %, то отклонения напряжения будут больше допустимых.

2. Заполняем таблицу 2.7 для режима встречного регулирования напряжения на генераторе: $\Delta V_{r100} = +6$; $\Delta V_{r25} = +2$ %.

Принимаем надбавку на удаленном трансформаторе +7,5 %. Тогда суммарная допустимая потеря напряжения в сети 10 и 0,38 кВ составит:

$$\Delta U_{\text{доп}}^{100} = +6 + 0 - 4 + 7,5 - 4 - (-7,5) = 13\%.$$

Распределяем потерю напряжения примерно поровну между сетью 10 и 0,38 кВ (—6 и —7 %).

Проверяем отклонения напряжения у потребителя *a* в режиме минимальных нагрузок:

$$\Delta V_a^{25} = +2 - 1 - 1,5 + 7,5 - 1 = +6\% < +7,5\%.$$

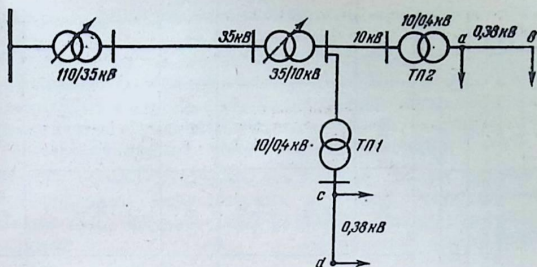


Рис. 2.17 К примеру 2.25.

Рассчитываем сеть 0,38 кВ ближайшего ТП1, принимая надбавку трансформатора +7,5 %.

Допустимая потеря напряжения в сети 0,38 кВ:

$$\Delta U_{\text{доп}}^{100} = +6 + 0 - 4 + 7,5 - 4 - (-7,5) = 13\%$$

(вносим в таблицу со знаком минус).

Проверяем отклонения напряжения у ближайшего потребителя в точке с в режиме минимальных нагрузок:

$$\Delta V^{25} = +2 - 1 + 7,5 - 1 = 7,5\%.$$

Анализ результатов расчетов показывает, что встречное регулирование напряжения на генераторе позволяет увеличить допустимую потерю напряжения в сети в 1,5...2 раза.

Пример 2.25. Определить допустимые потери напряжения в линиях 35, 10 и 0,38 кВ и оптимальные надбавки напряжения трансформаторов. Сеть питается от районной энергетической системы (рис. 2.17).

На шинах 35 кВ подстанции $110/35$ кВ надбавка напряжения составляет +3 % в режиме максимальных нагрузок и -2 % в режиме минимальных нагрузок.

Задачу решить для двух случаев:

трансформатор $35/10$ кВ не имеет устройства для автоматического регулирования напряжения;

трансформатор $35/10$ кВ имеет автоматическое устройство для регулирования напряжения в пределах $\pm 9\%$ ($\pm 6 \times 1,5\%$).

Составляем таблицу потерь и отклонений напряжения (табл. 2.8). Методика составления таблицы аналогична изложенной в примере 2.24.

В таблице 2.8 в отличие от таблицы 2.7, кроме элементов сети, добавляются графы «Регулируемая надбавка» и «Шины 10 кВ». Регулируемая надбавка выбирается для увеличения допустимых потерь напряжения в линиях, но не должна превышать надбавку на шинах 10 кВ сверх допустимой (+7,5 %).

Анализ таблицы 2.8 показывает, что в данном примере встречное регулирование на трансформаторе $35/10$ кВ позволяет увеличить потери напряжения в линиях примерно в 1,5 раза.

Таблица 2.8. Значения отклонений и потерь напряжения в сети

Элемент сети	Отклонения напряжения без автоматического регулирования на п/с 35/10 кВ				Отклонения напряжения при автоматическом регулировании на п/с 35/10 кВ			
	ТП2		ТП1		ТП2		ТП1	
	100	25	100	25	100	25	100	25
Шины 35 кВ подстанции 110/35 кВ Линия 35 кВ Трансформатор 35/10 кВ: надбавка потери регулируемая надбавка	+3 -5	-2 -1,25	+3 -5	-2 -1,25	+3 -8	-2 -2	+3 -8	-2 -2
	+5 -4 —	+5 -1 —	+5 -4 —	+5 -1 —	+5 -4 +6,0	+5 -1 -0	+5 -4 +6,0	+5 -1 0
	-1	+0,75	-1	+0,75	+2,0	0	+2,0	0
	-5	-1,25	—	—	-8	-2	—	—
Линия 10 кВ Трансформатор 10/0,4 кВ: надбавка потери Линия 0,38 кВ	+7,5 -4 -5,0	+7,5 -1 —	+5 -4 -7,5	+5 -1 —	-10 -4 -7,5	+10 -1 —	+7,5 -4 -13,0	+7,5 -1 —
	-7,5	+6,0	-7,5	+4,75	-7,5	+7,0	-7,5	+6,5
Потребитель	-7,5	+6,0	-7,5	+4,75	-7,5	+7,0	-7,5	+6,5

2.10. Расчет проводов на механическую прочность

Расчет проводов на механическую прочность проводят для определения максимальной стрелы провеса или тяжения в проводе при наиболее неблагоприятных метеорологических условиях, которые могут возникнуть в районе проектируемой линии электропередачи.

Расчет можно разделить на четыре этапа: определение удельных механических нагрузок, определение наиболее тяжелых расчетных условий, определение максимальной стрелы провеса и составление монтажной таблицы.

Расчеты выполняют по формулам, приведенным в главе IX [1].

Пример 2.26. Провести механический расчет проводов АС35 для линии напряжением 10 кВ, сооружаемой в населенной местности. Вычислить данные монтажной таблицы для температур воздуха от -20° до $+40^{\circ}\text{C}$ через каждые 5°C . Длина пролета 113 м. Климатический район СССР: по гололеду I, по ветровым напорам II. Температурные условия:

$$t_{\max} = +40^{\circ}\text{C}; t_{\min} = -45^{\circ}\text{C}; t_g = 0^{\circ}\text{C}.$$

5

1. Определяем удельные механические нагрузки на провод:

а) от собственного веса провода

$$q_1 = \frac{G}{1000F} = \frac{1,45}{43,05} = 33,7 \cdot 10^{-3} \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2,$$

где G — вес провода ($G = mg$; масса провода $m = m_A + m_C = 100 + 48 = 148$ кг/км по приложению 1 [1]; ускорение силы тяжести $g = 9,81$ м/с²; $G = 148 \cdot 9,81 \cdot 10^{-3} = 1,45$ Н/м); F — сечение провода ($F = F_A + F_C = 36,9 + 6,15 = 43,05$ мм² по приложению 1 [1]).

б) от веса льда

$$q_2 = \frac{\pi b(d+b)\gamma_0}{F} = \frac{3,14 \cdot 10^{-3} \cdot 5(8,4 + 5) \cdot 10^{-3} \cdot 8,83 \cdot 10^3}{43,05} = 43,2 \cdot 10^{-3} \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2,$$

где b — стенка гололеда ($b = 5$ мм $= 5 \cdot 10^{-3}$ по таблице IX.1 [1]); d — диаметр провода ($d = 8,4$ мм $= 8,4 \cdot 10^{-3}$ м по приложению 1 [1]); γ_0 — удельный вес льда ($\gamma_0 = 0,9 \cdot 10^{-3}$ кгс/см³ $= 0,9 \cdot 10^{-3} \cdot 9,81 = 8,83 \cdot 10^{-3}$ Н/см³ $= 8,83 \cdot 10^3$ Н/м³);

в) суммарную удельную нагрузку от веса провода и веса льда

$$q_3 = q_1 + q_2 = (33,7 + 43,2) \cdot 10^{-3} = 76,9 \cdot 10^{-3} \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2,$$

г) от давления ветра на провод

$$q_4 = \frac{k_L \alpha C_x Q_{\max} d}{F} = \frac{1,1 \cdot 0,85 \cdot 1,2 \cdot 400 \cdot 8,4 \cdot 10^{-3}}{43,05} = 87,6 \cdot 10^{-3} \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2),$$

где k_L — коэффициент, учитывающий влияние длины пролета, $k_L = 1,1$; α — коэффициент неравномерности ($\alpha = 0,85$, так как $Q_{\max} = 400$ Па); C_x — коэффициент лобового сопротивления ($C_x = 1,2$, так как диаметр $d = 8,4$ мм, то есть $d < 20$ мм); $Q_{\max}$ — максимальный напор ветра ($Q_{\max} = 400$ Н/м² по таблице IX.2 [1]); диаметр провода $d = 8,4 \cdot 10^{-3}$ м;

д) от давления ветра на провод, покрытый льдом,

$$q_5 = \frac{k_L \alpha_r C_{x\Gamma} Q_{\Gamma} (d + 2b)}{L} = \frac{1,1 \cdot 1,2 \cdot 100 (8,4 + 2 \cdot 5) \cdot 10^{-3}}{43,05} = 56,41 \cdot 10^{-3} \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2),$$

где $Q_{\Gamma} = 0,25 Q_{\max}$ (k_L , α_r , $C_{x\Gamma}$ и Q_{Γ} см. § П-5-30 ПУЭ или стр. 169 [1]);

е) суммарную удельную нагрузку от веса провода и давления ветра

$$q_6 = \sqrt{q_1^2 + q_4^2} = 10^{-3} \sqrt{33,7^2 + 87,6^2} = 93,9 \cdot 10^{-3} \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2);$$

ж) суммарную удельную нагрузку от веса провода, льда и давления ветра

$$q_7 = \sqrt{q_3^2 + q_5^2} = 10^{-3} \sqrt{76,9^2 + 56,4^2} = 95,4 \cdot 10^{-3} \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2).$$

2. Определяем наиболее тяжелые расчетные условия. Критический пролет:

$$l_{\text{кр}} = \sigma_{\max} \sqrt{\frac{24 \alpha_l (t_r - t_{\min})}{q_7^2 - q_1^2}}. \quad (2.56)$$

Разрывное усилие провода:

$$T = 12\,740 \text{ Н (см. приложение 1 [1]).}$$

Предел прочности провода при растяжении:

$$\sigma_{\text{вр}} = \frac{T}{F} = \frac{12\,740}{43,05} = 296 \text{ Н/мм}^2.$$

Максимально допустимое напряжение в проводе:

$$\sigma_{\max} = 0,4 \sigma_{\text{вр}} = 0,4 \cdot 296 = 118,4 \text{ Н/мм}^2,$$

где коэффициент 0,4 соответствует 40 % (по таблице IX.3 [1]).

Температурный коэффициент удлинения: $\alpha_t = 19,2 \cdot 10^{-6}$ (таблица IX.4 [1]).

Подставляя цифровые значения величин в формулу (2.56), получим, что

$$l_{кр} = 118,4 \cdot \sqrt{\frac{24 \cdot 19,2 \cdot 10^{-6} (-5+45)}{(95,4^2 - 33,7^2) 10^{-6}}} = 180,1 \text{ м.}$$

Так как заданный пролет $l = 113 \text{ м}$, то $l_3 < l_{кр}$ и, следовательно, $\sigma_{t \min} > \sigma_r$.

Напряжение провода при максимальной силе ветра будет заведомо меньше, чем $\sigma_{t \min}$, так как климатический район по ветровым напорам II, а не IV.

Следует проверить напряжение в проводе при среднеэксплуатационной температуре t_3 , сравнив ее с $\sigma_{3, \text{доп}}$.

Составляем уравнение состояния провода в пролете для соответствующих условий:

$$\sigma_3 - \frac{l^2 q_1^2}{24 \beta \sigma_3^2} = \sigma_{t \min} - \frac{l^2 q_1^2}{24 \beta \sigma_{t \min}^2} - \frac{d_t}{\beta} (t_3 - t_{\min}), \quad (2.57)$$

где $\beta = \frac{1}{E}$ (модуль упругости E определяем по таблице IX.4 [1], $E = 80,93 \text{ кН/мм}^2$)

$$\beta = \frac{1}{E} = \frac{1}{80,93 \cdot 10^3} = 12,36 \cdot 10^{-6} \text{ мм}^2/\text{Н.}$$

Подставляя цифровые значения величин в уравнение (2.57), получим

$$\begin{aligned} \sigma_3 - \frac{113^2 \cdot 33,7^2 \cdot 10^{-6}}{24 \cdot 12,36 \cdot 10^{-6} \sigma_3^2} &= 118,4 - \frac{113^2 \cdot 33,7^2 \cdot 10^{-6}}{24 \cdot 12,36 \cdot 10^{-6} (118,4)^2} - \\ &- \frac{19,2 \cdot 10^{-6}}{12,36 \cdot 10^{-6}} (0 + 45). \end{aligned}$$

Решаем уравнение относительно σ_3 :

$$\sigma_3 - \frac{48886,3}{\sigma_3^2} = 118,4 - 3,48 - 1,55 \cdot 45;$$

$$\sigma_3^3 - 48886,3 = 45 \sigma_3^2; \quad \sigma_3^3 - 45 \sigma_3^2 = 48886,3;$$

$$\sigma_3^2 (\sigma_3 - 45) = 48886,3; \quad \sigma_3 = 59,03 \text{ Н/мм}^2.$$

Допустимое значение $\sigma_{3, \text{доп}} = 0,3 \sigma_{вр} = 0,3 \cdot 296 = 88,8 \text{ Н/мм}^2$; $\sigma_3 < \sigma_{3, \text{доп}}$, следовательно, наилучшим расчетным условием является не средняя эксплуатационная температура, а минимальная температура.

3. Определяем максимальную стрелу провеса провода в пролете.

Условия максимальной стрелы провеса провода определяются критической температурой, которая зависит от напряжения в проводе при гололеде без ветра и при температуре -5°C (σ_3).

Для определения σ_3 составляем уравнение

$$\begin{aligned}\sigma_3 - \frac{l^2 q_3^2}{24 \beta \sigma_3^2} &= \sigma_{t_{\min}} - \frac{l^2 q_1^2}{24 \beta (\sigma_{t_{\min}})^2} - \frac{\alpha_t}{\beta} (t_r - t_{\min}); \\ \sigma_3 - \frac{113^2 \cdot 76,9^2 \cdot 10^{-6}}{24 \cdot 12,36 \cdot 10^{-6} \sigma_3^2} &= 118,4 - \frac{113^2 \cdot 33,7^2 \cdot 10^{-6}}{24 \cdot 12,36 \cdot 10^{-6} (118,4)^2} - \\ &- \frac{19,2 \cdot 10^{-6}}{12,36 \cdot 10^{-6}} (-5 + 45); \\ \sigma_3 - \frac{254\,554}{\sigma_3^2} &= 118,4 - 3,48 - 62; \\ \sigma_3 - 254\,554 \cdot \frac{1}{\sigma_3^2} &= 52,9; \\ \sigma_3^3 - 254\,554 &= 52,9 \sigma_3^2; \\ \sigma_3^3 - 52,9 \sigma_3^2 &= 254\,554.\end{aligned}$$

Решая уравнение относительно σ_3 , получаем

$$\sigma_3^2 (\sigma_3 - 52,9) = 254\,554; \quad \sigma_3 = 86,74 \text{ Н/мм}^2.$$

Находим критическую температуру:

$$\begin{aligned}t_{\text{кр}} &= \frac{\beta}{\alpha_t} \sigma_3 \left(1 - \frac{q_1}{q_3} \right) + t_r = \\ &= \frac{12,36 \cdot 10^{-6}}{19,2 \cdot 10^{-6}} \cdot 86,74 \left(1 - \frac{33,7 \cdot 10^{-3}}{76,9 \cdot 10^{-3}} \right) - 5 = 26,4^\circ \text{C}.\end{aligned}$$

Максимальная температура $t_{\max} = +40^\circ \text{C}$, что больше критической, следовательно, максимальная стрела провеса провода будет при $t_{\max} = +40^\circ \text{C}$. Определяем напряжение в проводе при температуре $+40^\circ \text{C}$:

$$\begin{aligned}\sigma_{t+40} - \frac{l^2 q_1^2}{24 \beta \sigma_{t+40}^2} &= \sigma_{t_{\min}} - \frac{l^2 q_1^2}{24 \beta \sigma_{t_{\min}}^2} - \\ &- \frac{\alpha_t}{\beta} (t_{\max} - t_{\min}); \\ \sigma_{t+40} - \frac{113^2 \cdot 33,7^2}{24 \cdot 12,36 \cdot 10^{-6} \sigma_{t+40}^2} &= 118,4 - \frac{113^2 \cdot 33,7^2}{24 \cdot 12,36 \cdot 10^{-6} \cdot 118,4^2} - \\ &- \frac{19,2 \cdot 10^{-6}}{12,36 \cdot 10^{-6}} (40 + 45); \end{aligned}$$

$$\sigma_{t+40} - 48886,3 \cdot \frac{1}{\sigma_{t+40}^2} = -16,83;$$

$$\sigma_{t+40}^3 - 48886,3 = -16,83 \sigma_{t+40}^2;$$

$$\sigma_{t+40}^3 + 16,83 \sigma_{t+40}^2 = 48886,3;$$

$$\sigma_{t+40}^2 (\sigma_{t+40} + 16,83) = 48886,3;$$

$$\sigma_{t+40} = 31,73 \text{ Н/мм}^2.$$

Определяем максимальную стрелу провеса провода:

$$f_{\max} = \frac{l^2 q_1}{8 \sigma_{t+40}} = \frac{113^2 \cdot 33,7 \cdot 10^{-3}}{8 \cdot 31,73} = 1,7 \text{ м.}$$

4. Составляем монтажную таблицу для температур от -20° до $+40^\circ \text{C}$. Для этого нужно определить напряжение в проводе при заданных температурах воздуха при отсутствии ветра и гололеда.

Напряжение в материале при температуре -10°C :

$$\sigma_{t-10} - \frac{l^2 q_1^2}{24 \beta \sigma_{t-10}^2} = \sigma_{t_{\min}} - \frac{l^2 q_1^2}{24 \beta \sigma_{t_{\min}}^2} - \frac{\alpha_t}{\beta} (-10 + 45).$$

Подставляя данные и решая уравнение относительно σ_{t-10} , определим, что $\sigma_{t-10} = 70,51 \text{ Н/мм}^2$.

Тяжение в проводе (Н):

$$I = \sigma F,$$

где F — сечение провода, мм^2 ;

$$T = 70,51 \cdot 43,05 = 3035 \text{ Н.}$$

Стрела провеса при $t = -10^\circ \text{C}$:

$$f_{-10} = \frac{l^2 q_1}{8 \sigma_{t-10}} = \frac{113^2 \cdot 33,7 \cdot 10^{-3}}{8 \cdot 70,51} = 0,76 \text{ м.}$$

Для других температур напряжение, тяжение и стрелу провеса определяют аналогично и данные сводят в таблицу 2.9.

2.11. Расчет деревянных одностоечных опор на механическую прочность

Расчет опоры на механическую прочность можно разделить на три части:

проверка на габарит:

проверка на изгиб в опасных сечениях AB и CD ;

проверка закрепления опоры в грунте.

Таблица 2.9. Монтажная таблица, в которой даны зависимости σ , T и f от температуры воздуха

$t, ^\circ\text{C}$	$\sigma, \text{H/мм}^2$	T, H	$f, \text{м}$
-20	83,22	3583,0	0,65
-15	76,72	3303,0	0,70
-10	70,51	3035,0	0,76
-5	64,62	2781,0	0,83
0	59,03	2541,0	0,91
+5	54,12	2330,0	0,99
+10	49,56	2134,0	1,08
+15	45,51	1959,0	1,18
+20	41,95	1806,0	1,28
+25	38,82	1671,0	1,38
+30	36,13	1555,0	1,49
+35	33,77	1454,0	1,59
+40	31,73	1366,0	1,70

Проверка на габарит. Габаритом линии называется наименьшее расстояние от провода до поверхности земли.

Габарит линии напряжением 1—110 кВ в ненаселенной местности $h_{\Gamma}=6$ м, в населенной $h_{\Gamma}=7$ м.

Расчетный габарит:

$$h_{\Gamma} = h_3 - f_{\max}, \quad (2.58)$$

где h_3 — расстояние от низшей точки подвеса провода до земли.

Проверка на изгиб. На изгиб опоры проверяют в сечении AB по верхней вязке бандажа и в сечении CD на уровне земли. Расчет опоры на механическую прочность следует вести методом предельных состояний, принятым в строительном деле. Сущность метода заключается в том, что проверку опоры на прочность в опасных сечениях выполняют не по нормативным, а по расчетным нагрузкам. Расчетные нагрузки получаются путем умножения нормативных нагрузок на коэффициенты перегрузок.

Проверка закрепления опоры в грунте. Для ориентировочных расчетов глубины закрепления опоры в грунте используют упрощенную формулу:

$$h_4 = \sqrt{\frac{12,7 M_{CD} K_y}{A b}}, \quad (2.59)$$

Пример 2.27.
Рассчитать деревянную одностоечную промежуточную опору для трёхфазной линии 10 кВ с проводами АС35 на штыревых изоляторах в населенной местности.

Длина пролета 113 м.

Климатические условия те же, что в примере 2.26. Опора состоит из двух бревен длиной 9,0 (стойка) и 6,0 м (приставка) с диаметром в отрубе 0,16 и 0,22 м соответственно (рис. 2.18).

Необходимые данные по расчету проводов принимаем из примера 2.26:

[illegible]

77

$$q_1 = 87,6 \cdot 10^{-3} \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}; \quad q_5 = 56,41 \cdot 10^{-3} \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)};$$

$$f_{\max} = 1,7 \text{ м.}$$

1. Проверим высоту опоры на габарит:

$$h_f = h_3 - f_{\max} = 9 - 1,7 = 7,3 \text{ м, что допустимо.}$$

2. Проверим опору на изгиб в опасных сечениях *AB* и *CD*.
Определяем расчетные нагрузки от действия ветра на провода.
Нормативное значение давления ветра на провода при отсутствии гололеда:

$$P_{1н} = 3q_1 F l = 3 \cdot 87,6 \cdot 10^{-3} \cdot 43,05 \cdot 113 = 1278 \text{ Н.}$$

Расчетное давление с учетом коэффициента перегрузки:

$$P_1 = P_{1н} k_{п} = 1,2 \cdot 1278 = 1534 \text{ Н}$$

($k_{п}$ приводится в таблице IX.5 [1]).

Нормативное значение давления ветра на провода, покрытые гололедом:

$$P'_{1н} = 3q_5 F l = 3 \cdot 56,41 \cdot 10^{-3} \cdot 43,05 \cdot 113 = 823 \text{ Н.}$$

Расчетное значение:

$$P'_1 = k'_{п} P'_{1н} = 1,4 \cdot 823 = 1152 \text{ Н}$$

($k'_{п}$ см. в табл. IX.5[1]).

Так как $P_1 > P'_1$, то принимаем для дальнейших расчетов условие, при котором гололеда на проводах нет. В этом случае расчетное усилие составляет 1534 Н.

Определяем расчетные нагрузки от действия ветра на опору.
Нормативное значение давления ветра на стойку до сечения *AB*:

$$P_{2нAB} = C_x Q_{\max} H_{AB} d_{срAB} = 0,7 \cdot 400 \cdot 8,2 \cdot 0,19 = 436 \text{ Н,}$$

где для опоры $C_x = 0,7$;

$$d_{срAB} = \frac{d_0 + (d_0 + 0,008 H_{AB})}{2} = \frac{0,16 + 0,16 + 0,008 \cdot 8,2}{2} = 0,19 \text{ м.}$$

Расчетное давление ветра на стойку:

$$P_{2AB} = k_{п} P_{2нAB} = 1,2 \cdot 436 = 523 \text{ Н.}$$

Нормативное значение давления ветра на приставку от сечения *AB* до сечения *CD*:

$$P_{2нAB-CD} = C_x Q_{\max} (H - H_1) d'_{ср}.$$

$$P_{2нAB-CD} = 0,7 \cdot 400 \cdot 3,7 \cdot 0,24 = 248 \text{ Н,}$$

$$\text{где } d'_{ср} = \frac{d'_0 + d'_0 + 0,008(H - H_1)}{2} = \frac{0,22 + 0,22 + 0,008 \cdot 3,7}{2} = 0,24 \text{ м.}$$

Расчетное значение давления ветра на приставку:

$$P_{2AB-CD} = k_{п} P_{2нAB-CD} = 1,2 \cdot 248 = 298 \text{ Н.}$$

Проверим опору в сечении AB . Изгибающий момент в сечении AB от давления ветра:

$$M_{1AB} = P_1 \frac{h'_1 + h'_2 + h'_3}{3} + P_{2AB} \frac{H_1}{2}.$$

$$M_{1AB} = 1534 \cdot \frac{7,6 + 6,4 + 5,3}{2} + 523 \cdot \frac{8,2}{2} = 12\,013 \text{ Н}\cdot\text{м}.$$

Изгибающий момент с учетом вертикальной нагрузки:

$$M_{AB} = 1,05 M_{1AB} = 1,05 \cdot 12\,013 = 12\,613 \text{ Н}\cdot\text{м}.$$

Момент сопротивления стойки в сечении AB :

$$W_{AB} = 0,95 \cdot 0,1 d_{AB}^3 = 0,95 \cdot 0,1 \cdot 0,226^3 = 1,1 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3,$$

где $d_{AB} = d_0 + 0,008 H_1 = 0,16 + 0,008 \cdot 8,2 = 0,226 \text{ м}$.

Напряжение на изгиб в сечении AB :

$$\sigma_{AB} = \frac{M_{AB}}{W_{AB}} = \frac{12\,613}{1,1 \cdot 10^{-3}} = 11,5 \cdot 10^6 \text{ Н/м}^2 = 11,5 \text{ МПа}.$$

Наибольшее допустимое напряжение для сосны в нормальном режиме при расчетном условии без гололеда: $\sigma_{\text{доп}} = 16 \text{ МПа}$ (см. стр. 182 [1]).

Так как $\sigma_{AB} < \sigma_{\text{доп}}$, то опора в сечении AB прочна.

Проверим опору в сечении CD . Изгибающий момент от действия ветра в сечении CD :

$$M_{1CD} = P_1 \frac{h_1 + h_2 + h_3}{3} + (P_{2AB} + P_{2AB-CD}) \frac{H}{2}.$$

$$M_{1CD} = 1534 \cdot \frac{11,3 + 10,1 + 9}{3} + (523 + 298) \cdot \frac{11,9}{2} = 20\,429 \text{ Н}\cdot\text{м}.$$

Изгибающий момент с учетом вертикальной нагрузки:

$$M_{CD} = 1,1 M_{1CD} = 1,1 \cdot 20\,429 = 22\,472 \text{ Н}\cdot\text{м}.$$

Момент сопротивления приставки в сечении CD :

$$W_{CD} = 0,1 d_{CD}^3 = 0,1 \cdot 0,252^3 = 1,6 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3,$$

где $d_{CD} = d'_0 + 0,008(h_{\text{пр}} - h_4) = 0,22 + 0,008 \cdot 4 = 0,252 \text{ м}$.

Напряжение на изгиб в сечении CD :

$$\sigma_{CD} = \frac{M_{CD}}{W_{CD}} = \frac{22\,472}{1,6 \cdot 10^{-3}} = 14,04 \cdot 10^6 \text{ Н/м}^2 \approx 14 \text{ МПа},$$

$\sigma_{CD} < 16 \text{ МПа}$, следовательно, опора в сечении CD прочна.

3. Проверим закрепление опоры в грунте.

Закрепление опоры в грунте проверим по упрощенной методике. Необходимая глубина заложения опоры в грунте:

$$h_{\text{расч}} = \sqrt{\frac{12,7 M_{CD} k_y}{Ab}} = \sqrt{\frac{12,7 \cdot 22,472 \cdot 10^3 \cdot 2,5}{170 \cdot 0,52 \cdot 10^3}} \cong 2 \text{ м,}$$

где $M_{CD} = 22\,472 \text{ Н} \cdot \text{м}$.

$$d'_{\text{ср}} = \frac{d_{CD} + d_{CD} + 0,008 h_4}{2} = \frac{0,252 + 0,252 + 0,008 \cdot 2}{2} = 0,26 \text{ м;}$$

$$b = 2d'_{\text{ср}} = 2 \cdot 0,26 = 0,52 \text{ м; } k_y = 2,5 \text{ (см. стр. 183 [1]);}$$

для влажного суглинка $A = 170 \text{ кН/м}^3$ (из таблицы IX.6 [1]).

Опора заглублена на 2 м (см. рис. 2.18), следовательно, опора будет устойчива.

ЛАБОРАТОРНЫЕ РАБОТЫ

Работа 1. Исследование режимов работы линии с двухсторонним питанием

Содержание работы. 1. Определить опытным путем ток и токораздела активных и реактивных токов (или мощностей): при одинаковом напряжении питательных пунктов A и B и при двух различных значениях сопротивлений нагрузок $z_{\text{нз}}$; при неодинаковых напряжениях питательных пунктов A и B и при двух различных значениях $z_{\text{нз}}$.

2. Определить наибольшую потерю напряжения в линии при наиболее тяжелом послеаварийном режиме (то есть при питании всех нагрузок либо от источника A , либо от источника B и наибольшей нагрузке $z_{\text{нз}}$).

3. Найти распределение мощностей по участкам сети аналитическим путем.

4. Подсчитать максимальные потери напряжения в нормальном и наиболее тяжелом аварийном режимах работы линии.

5. Результаты измерений и вычислений свести в таблицы и построить графики изменения вдоль линии значений тока, напряжения, активной и реактивной мощностей.

6. Сравнить экспериментальные и расчетные данные и дать заключение по выполненной работе.

Общие сведения. Линии с двухсторонним питанием в последнее время получают все более широкое распространение в практике сельской электрификации.

Основное преимущество их заключается в повышении надежности электроснабжения. Недостатками являются: большие затраты при сооружении, трудоемкость расчетов и сложная релейная защита.

Сложность расчета замкнутых сетей, частным случаем которых является линия с двухсторонним питанием, заключается в определении мощностей (токов) по участкам схемы, то есть в распределении мощностей (токов) по сети.

Мощность, поступающая в линию от источника питания А, определяется формулой

$$\dot{S}_{A-l} = \frac{\sum_1^n (\dot{S}_i z_{ib})}{z_{AB}} + \frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{z_{AB}} U_n \quad (2.60)$$

где S_i — мощность нагрузки, присоединенной в i -й точке схемы; z_{ib} — сопротивление линии от точки присоединения нагрузки i до источника В; z_{AB} — сопротивление всей линии; U_n — номинальное напряжение линии.

Аналогично

$$\dot{S}_{B-l} = \frac{\sum_1^n (\dot{S}_i z_{iA})}{z_{AB}} + \frac{\dot{U}_B - \dot{U}_A}{z_{AB}} U_n \quad (2.61)$$

При равенстве напряжений источников питания $U_A = U_B$ второй член формул (2.60) и (2.61), определяющий уравнительную мощность, равен нулю. Распределение активной P и реактивной Q мощностей можно определить раздельно, подставляя в формулы (2.60) и (2.61) соответственно P_i или Q_i вместо $\dot{S}_i$.

Расчет аварийного режима, когда один из источников питания отключен, значительно упрощается, так как ничем не отличается от расчета радиальной схемы.

Когда известно распределение мощностей, потери напряжения на участках линии с двухсторонним питанием определяются по тем же формулам, что и для радиальной схемы, то есть

$$\Delta U = \frac{Pr + Qx}{U_n} \quad (2.62)$$

Максимальной потерей напряжения нормального режима линии с двухсторонним питанием называется

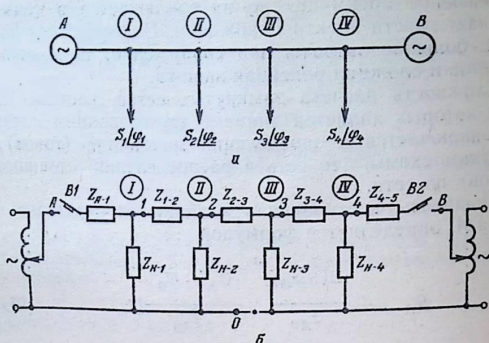


Рис. 2.19 К лабораторной работе № 1.

сумма потерь напряжения на отдельных участках схемы от источника питания до точки токораздела, то есть

$$\Delta U_{\max} = \Delta U_{A-I} + \Delta U_{I-2} + \dots$$

Моделирование линии с двухсторонним питанием облегчает определение точек токораздела и потери напряжения в линии.

Принципиальная схема моделируемой линии показана на рисунке 2.19,а. Схема имеет два источника питания (А и В) и четыре нагрузки (S_1 , S_2 , S_3 и S_4) с различными коэффициентами мощности.

На стенде модель линии изображена в виде действующей однолинейной схемы замещения (рис. 2.19,б), в которую входят следующие элементы:

два автотрансформатора (ЛАТР), имитирующих источники питания А и В; активные сопротивления по 5 Ом, имитирующие полные сопротивления участков высоковольтной линии ($z_{A-1} \dots z_{4-5}$; дроссели ($z_{H-1} \dots z_{H-4}$), имитирующие нагрузку потребителей с коэффициентом мощности, равным 0,8...0,9.

Кроме того, стенд снабжен выключателями В1 и В2 источников тока и набором измерительных приборов: амперметром, вольтметром и ваттметром.

Измерительные приборы могут включаться в различные точки линии (1...4, А и В) при помощи специальных кнопок.

Питание на стенд подается пакетным выключателем.

Указания к выполнению работы. Для определения точки токораздела и наибольшей потери напряжения следует замерить в различных точках модели напряжения, токи и мощности.

Перед началом замеров при включенных выключателях $B1$ и $B2$ следует установить значения напряжений источников питания, заданные преподавателем. Напряжение регулируют автотрансформаторами.

Напряжение в первом приближении измеряют щитовыми вольтметрами, установленными над выключателями $B1$ и $B2$, и уточняют по вольтметру, подключаемому кнопкой включения к соответствующему источнику (A или B). Значение напряжения не должно превышать 90 В. Для опытов, когда $\dot{U}_A \neq \dot{U}_B$, разница между ними не должна превышать 10 В.

Активную мощность измеряют аstaticеским ваттметром, позволяющим определить направление (знак) активной мощности.

Показания вольтметра дают разность потенциалов между замеряемой точкой схемы и точкой нулевого потенциала.

По экспериментальным данным максимальные потери напряжения могут быть получены как разность напряжений источника питания и напряжения точки схемы, являющейся точкой токораздела:

$$\Delta U_{\max} = U_A - U_n, \quad (2.63)$$

где U_A — напряжение источника питания; U_n — напряжение точки токораздела.

Значения мощностей S и Q для всех условий опыта определяется следующими формулами:

$$S = UI; \quad Q = \sqrt{S^2 - P^2}. \quad (2.64)$$

Сравнивая данные, полученные экспериментальным и аналитическим путем, можно определить погрешность эксперимента:

$$\delta \Delta U = \frac{\Delta U_{\text{экс}} - \Delta U_{\text{анал}}}{\Delta U_{\text{анал}}} \cdot 100\%. \quad (2.65)$$

Экспериментальные данные и результаты аналитических расчетов следует свести в таблицы.

Контрольные вопросы. 1. Каковы преимущества и недостатки линии с двухсторонним питанием? 2. В чем заключается сложность расчета линии с двухсторонним питанием? 3. Как определить распределение мощностей (токов) в схеме с двухсторонним питанием? 4. Что такое уравнильная мощность (ток) и когда она возникает? 5. Как определить наибольшие потери напряжения в линии с двухсторонним питанием в нормальном и аварийном режимах? 6. Какие мощности будут протекать в линии при аварии на участке 2—3 (в одном из условий опыта при наличии в схеме двух источников питания). 7. Что такое точка токораздела и как ее находить на схеме сети?

Работа 2. Исследование режима напряжения сельской радиальной сети и выбор надбавок у трансформаторов

Содержание работы. 1. Определить экспериментальным путем напряжения в контрольных точках схемы, показанной на рисунке 2.20,а, для различных ответвлений понижающих трансформаторов T_2 и T_5 и при заданном преподавателем ответвлении повышающего трансформатора T_1 . Замеры провести для двух режимов: наибольших и наименьших нагрузок.

2. Определить потери напряжения на участках сети и наибольшие потери напряжения до наиболее удаленных потребителей электроэнергии.

3. Определить надбавки трансформатора при холостом ходе.

4. Определить потери напряжения в трансформаторах T_1 , T_2 и T_5 .

5. Выбрать оптимальные ответвления на трансформаторах T_2 и T_5 .

6. Построить эпюру распределения уровней напряжения в исследуемой схеме при избранном оптимальном ответвлении трансформатора T_5 для режима максимальных нагрузок.

Общие сведения. В настоящее время сельские потребители снабжаются электроэнергией главным образом по радиальным электрическим сетям от районных трансформаторных подстанций, питаемых от мощных энергосистем. При этом линии высокого, а также низкого напряжения, как правило, оказываются протяженными и разветвленными.

Чтобы обеспечить качество напряжения, значение которого для сельских электроустановок не должно отличаться от номинального значения более чем на

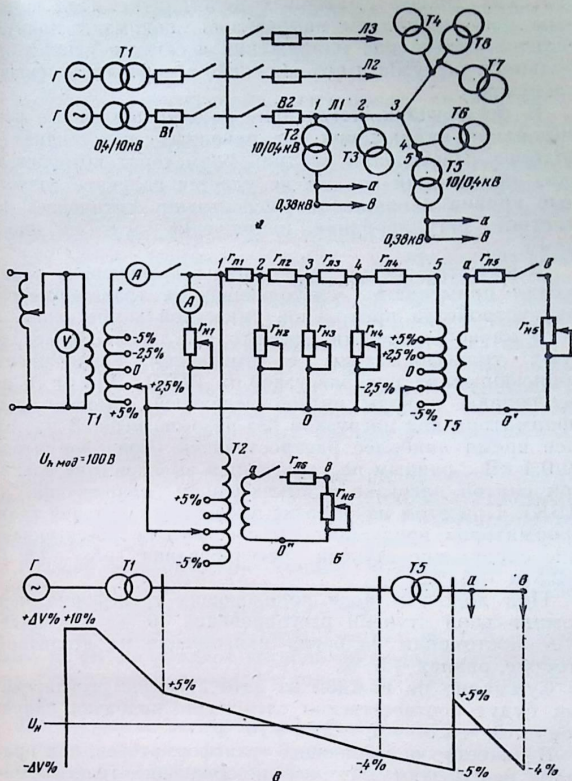


Рис. 2.20 К лабораторной работе № 2.

$\pm 7,5\%$, рекомендуется проводить мероприятия по улучшению напряжения. В качестве основного средства применяют встречное регулирование напряжения на районной распределительной подстанции в сочетании с подбором соответствующих ответвлений на потреби-

тельских трансформаторных подстанциях. Под встречным регулированием напряжения понимают принудительное повышение напряжения в сетях в период наибольших нагрузок и его снижение в период наименьших нагрузок.

В тех случаях, когда при помощи встречного регулирования напряжения на районных подстанциях подбора ответвлений на трансформаторах потребителей ских подстанций все же не удастся получить допустимые уровни напряжения, используют групповое или местное регулирование напряжения другими способами.

В качестве средств группового регулирования напряжения применяют вольтодобавочные трансформаторы или устройства продольной емкостной компенсации.

В качестве средств местного регулирования используют трансформаторы с изменением коэффициента трансформации под нагрузкой (с РПН). Для этого переключают выводы витков первичной обмотки трансформатора под нагрузкой без разрыва цепи. В настоящее время наиболее распространены трансформаторы 10/0,4 кВ с ручным переключением выводов ответвлений при снятой нагрузке и выключенном напряжении (с ПБВ). При этом на обмотке высшего напряжения трансформаторов предусмотрены ответвления, обеспечивающие следующие ступени регулирования: -5 ; $-2,5$; 0 ; $+2,5$ и $+5$ %.

При холостом ходе понижающих трансформаторов номинальной ступени регулирования (0 %) соответствует постоянная надбавка напряжения на вторичной стороне, равная $+5$ %.

Суммарно на каждой из пяти ступеней регулирования будут соответственно следующие надбавки напряжения: 0 ; $+2,5$; $+5$; $+7,5$; $+10$ %.

В качестве повышающих трансформаторов, как правило, используют обычные понижающие трансформаторы, но включаемые наоборот, то есть вторичная обмотка понижающего трансформатора для повышающего становится первичной, а переключающие ответвления находятся на вторичной стороне повышающего трансформатора.

В результате этого для повышающего трансформатора номинальная ступень 0 % соответствует надбавке -5 %, остальные же ступени напряжения получа-

ют противоположные знаки. Суммарно на каждой из пяти ступеней регулирования будут соответственно следующие надбавки напряжения: 0; $-2,5$; -5 ; $-7,5$ и -10 %.

Выбор соответствующих ответвлений на трансформаторах осуществляют как в процессе проектирования, так и при эксплуатации сельских электрических сетей.

Нужное ответвление, а значит, и соответствующую надбавку выбирают, исходя из уровня напряжения на шинах высшего напряжения подстанции в режиме минимальных и максимальных нагрузок.

При проектировании сельских распределительных сетей, когда действительные графики нагрузки установить трудно, для выбора ответвлений задаются двумя условными расчетными режимами: максимальным — 100 % нагрузки и минимальным — 25 % нагрузки.

Для каждого из режимов находят уровни напряжения на шинах трансформатора и подбирают соответствующую надбавку (ступень регулирования), удовлетворяющую условию допустимых отклонений напряжения ($+7,5 \dots -7,5$ %).

В работе исследуются режимы радиальной схемы сети, питающейся от сельской электрической станции с генераторами G , работающими в блоке с повышающими трансформаторами $T1$.

От шин электрической станции отходят три линии напряжением 10 кВ, к которым подключено восемь трансформаторных пунктов 10/0,4 кВ.

На схеме подробно показана линия № 1 напряжением 10 кВ, на примере которой проводятся исследования. Ответвления выбирают только на двух трансформаторах ($T2$ и $T5$).

От потребительских трансформаторов $T2$ и $T5$ отходят низковольтные линии с ближайшим от ТП потребителем a и удаленным b , который обычно находится в конце линии низкого напряжения.

Исследование режимов работы трехфазной сети сельскохозяйственного района проводят на модели, смонтированной по однофазной схеме замещения (рис. 2.20,б).

Модель содержит следующие элементы: лабораторный автотрансформатор (ЛАТР), имитирующий источник питания (генератор G);

повышающий трансформатор $T1$ с коэффициентом трансформации 105/100 В* и с отпайками 0; —5; +5 % имитирующий силовой трансформатор блока;

реостат $r_{н-1}$ на 140 Ом, имитирующий суммарную нагрузку двух отходящих линий: № 1 и № 3;

трансформатор $T2$ с коэффициентом трансформации 100/105 В и с отпайками +5; +2,5; 0; —2,5; —5 % имитирующий потребительский понижающий трансформатор $T2$;

сопротивления $r_{л-6}^{**}$ и $r_{н-6}$ по 50 и 900 Ом соответственно, имитирующие линию 380 В и сопротивление нагрузки;

сопротивления $r_{л-1}$, $r_{л-2}$, $r_{л-3}$ и $r_{л-4}$ по 2 Ом, имитирующие сопротивления участков линии 10 кВ;

переменные сопротивления $r_{н-2}$, $r_{н-3}$ и $r_{н-4}$ по 300 Ом, имитирующие нагрузки линии в точках 2, 3 и 4 соответственно (трансформаторы $T3$, $T4$, $T6$, $T7$, $T8$);

трансформатор $T5$ с коэффициентом трансформации 100/105 В и с отпайками +5; +2,5; 0; —2,5; —5 %, имитирующий потребительский понижающий трансформатор $T5$;

сопротивления $r_{л-5}$ и $r_{н-5}$ по 20 и 900 Ом соответственно, имитирующие провода линии 380 В и сопротивление нагрузки.

Сопротивления $r_{н-1} \dots r_{н-5}$ — переменные, регулируемые, а сопротивления $r_{л-1} \dots r_{л-6}$ — постоянные по своему значению;

в стенде предусмотрены гнезда для измерения значения напряжения в различных точках сети, переключатели отпайек трансформаторов и три выключателя нагрузки (для замера напряжения при холостом ходе трансформаторов).

Кроме того, стенд снабжен тремя вмонтированными приборами (вольтметр и два амперметра) и одним переносным вольтметром повышенного класса точности с вилками для измерения напряжений в различных точках сети.

* Принятый коэффициент трансформации трансформаторов представляет некоторое удобство при проведении отсчетов показаний вольтметра и имитирует приведение схемы к одной ступени напряжения.

** Полные сопротивления линии и нагрузки заменены эквивалентными активными сопротивлениями.

Указания к выполнению работы. Прежде чем измерить напряжения в контрольных точках схемы, следует установить заданные преподавателем напряжение источника питания U_r и отвлечение повышающего трансформатора $T1$. Напряжение U_r регулируют при помощи лабораторного автотрансформатора.

Режимы наибольших и наименьших нагрузок устанавливают рукоятками нагрузочных реостатов; определяют режим по показаниям амперметров, вмонтированных в стенд. При изменении нагрузок нужно следить за заданным значением напряжения источника питания U_r .

Замеренные значения напряжений в контрольных точках схемы следует записать в таблицу.

Потери напряжения на отдельных участках схемы определяют как разность напряжений, замеренных по концам этого участка:

$$\Delta U_{1-2} = U_1 - U_2; \quad \Delta U_{2-3} = U_2 - U_3 \text{ и т. д.} \quad (2.66)$$

Экспериментальное определение надбавок трансформаторов проводят при холостом ходе, когда потери напряжения в трансформаторах почти отсутствуют.

Для осуществления режима холостого хода трансформаторов $T1$, $T2$ и $T5$ отключают выключатели соответственно $B1$, $B2$ и $B3$.

Надбавку трансформатора при выбранном коэффициенте трансформации трансформатора, близком к единице, определяют по формуле

$$\Delta V_{\text{нб}} = \frac{U'_{\text{т. х.}} - U''_{\text{т. х.}}}{U''_{\text{т. х.}}} \cdot 100\%. \quad (2.67)$$

Надбавку можно определить при любом значении $U'_{\text{т. х.}}$, но для удобства вычислений рекомендуется в этом опыте напряжение $U'_{\text{т. х.}}$ для всех трансформаторов поддерживать равным номинальному ($U'_{\text{т. х.}} = U_n = 100 \text{ В}$). Замеры следует провести для всех ответвлений трансформаторов. Данные замеров и вычислений надбавок свести в таблицу.

Определение надбавок напряжения у трансформаторов необходимо для вычисления потери напряжения в трансформаторах исходя из опытных данных, полученных на модели схемы.

Если напряжение приведено к одной ступени трансформации, то потеря напряжения в трансформаторе при нагрузке:

$$\Delta U_T = U'_T - U_T + \Delta V_{нб}. \quad (2.68)$$

Результаты подсчетов потерь напряжения необходимо свести в таблицу.

Ответвления трансформаторов нужно выбирать с учетом того, что уровень напряжения у потребителей не должен отличаться от номинального значения более чем на $\pm 7,5\%$.

Отклонения напряжения у потребителей от номинального значения определяют по формуле

$$\Delta V_{н} = \frac{U_{\text{потр}} - U_{н}}{U_{н}} \cdot 100\%. \quad (2.69)$$

$\Delta V_{н}$ должно быть определено для точек *a* и *b* трансформаторов *T2* и *T5* и результаты сведены в таблицу.

Пример построения эпюры распределения уровней напряжения в исследуемой сети показан на рисунке 2.20, в. Уровень оси абсцисс соответствует номинальному напряжению. На ней откладывают вправо участки сети между трансформаторами *T1* и *T5*. По оси ординат откладывают надбавки, создаваемые трансформаторами и генератором, и потери напряжения в трансформаторах и на участках сети.

Контрольные вопросы. 1. Для чего применяют регулирование напряжения? 2. Какие методы регулирования напряжения используют в сельских электрических сетях? 3. Как осуществляется регулирование напряжения трансформаторами? 4. Чем отличаются надбавки понижающих трансформаторов от надбавок повышающих трансформаторов? 5. Как определить отклонение напряжения у потребителя? 6. Как найти потери напряжения на участках сети и в трансформаторах по экспериментальным данным?

Работа 3. Регулирование напряжения в радиальных сетях при помощи статических конденсаторов

Содержание работы. 1. Замерить напряжения, ток и мощность на ответвлениях линии (точки 1, 2, 3 и 4) без регулирования напряжения и без компенсации реактивной мощности. Подсчитать для всех точек $\cos \varphi$.

2. Определить необходимые емкости конденсаторов для осуществления как продольной, так и поперечной

компенсации (с учетом результатов замеров и желаемого $\cos \varphi$, задаваемого преподавателем).

3. Осуществить компенсацию реактивной мощности на модели сети при помощи конденсаторов, включенных сначала параллельно нагрузке, а затем последовательно в линию.

4. Снять показания приборов с компенсацией реактивной мощности в линии и подсчитать $\cos \varphi$.

5. Подсчитать действительные значения напряжения, тока, активной и реактивной мощностей в линии 10 кВ.

Общие сведения. Как известно, передача электрической энергии от источников питания к электроприемникам сопровождается потерей напряжения в линиях и трансформаторах.

В связи с тем что сельскохозяйственные потребители разбросаны на больших пространствах, сети отличаются большой протяженностью и соответственно большими потерями напряжения в них. Поэтому, как правило, в сетях, рассчитанных по потере напряжения, плотность тока ниже экономической. Кроме того, развитие электрификации приводит к тому, что ЛЭП зачастую оказываются перегруженными, а это, в свою очередь, приводит к увеличению потерь в линиях и, следовательно, ухудшает качество электроэнергии.

Для улучшения качества электроэнергии часто приходится реконструировать сети, что требует больших капитальных затрат. Для того чтобы избежать этого, осуществляют регулирование напряжения, что позволяет выбирать провода линии по экономической плотности тока (или по экономическим интервалам мощности).

Одним из способов регулирования напряжения является так называемая продольная емкостная компенсация (ПЕК), которая заключается в последовательном включении в ЛЭП емкостного сопротивления в виде конденсаторов. На рисунке 2.21, а показана принципиальная схема замещения линии без компенсации потерь напряжения, а на рисунке 2.21, б — схема замещения с продольной компенсацией. Это сопротивление частично или полностью компенсирует индуктивное сопротивление линий, вследствие чего в ней уменьшаются потери напряжения, что в конечном счете приводит к повышению напряжения у потребителей. Регулирование напря-

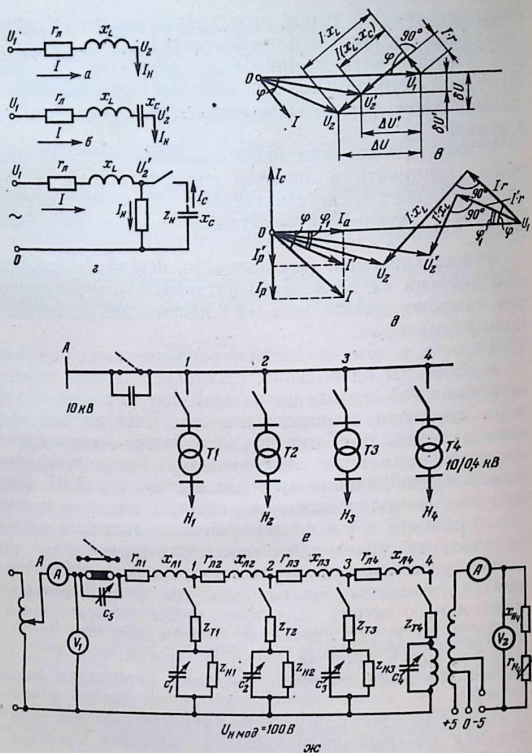


Рис. 2.21 К лабораторной работе № 3.

жения таким способом имеет ряд преимуществ перед другими способами регулирования напряжения:

ПЕК имеет сравнительно простую конструкцию; компенсирующий эффект установки зависит от тока нагрузки, то есть размер компенсации потери напряжения с ростом нагрузки возрастает и, наоборот, снижается при ее уменьшении.

Продольная и поперечная составляющие падения напряжения без компенсации мощности соответственно равны:

$$\Delta U = \sqrt{3} I (r \cos \varphi + x \sin \varphi); \quad (2.70)$$

$$\delta U = \sqrt{3} I (x \cos \varphi - r \sin \varphi),$$

где I — полный ток нагрузки, А; r , x — соответственно активное и индуктивное сопротивления линии, Ом.

При наличии продольной компенсации эти составляющие определяют по формулам:

$$\Delta U = \sqrt{3} I [r \cos \varphi + (x - x_c) \sin \varphi]; \quad (2.71)$$

$$\delta U = \sqrt{3} I [(x - x_c) \cos \varphi - r \sin \varphi],$$

где x_c — емкостное сопротивление конденсаторов, включенных последовательно в линию.

Так как обычно при расчетах линий поперечной составляющей напряжения из-за ее незначительности пренебрегают, то из приведенных ранее формул следует, что при продольной компенсации

$$\Delta U_{\text{рег}} = \sqrt{3} I x_c, \quad (2.72)$$

где I — ток нагрузки; x_c — сопротивление конденсатора.

Мощность конденсаторов:

$$Q_c = 3I^2 x_c, \quad (2.73)$$

где I — наибольший рабочий ток линии.

На практике мощность установки продольной компенсации рассчитывают, исходя из желаемого уровня напряжения в сети при известном сечении провода. В таких случаях мощность конденсаторов определяют по формуле

$$Q_c = \frac{P}{\cos \varphi} \left[\sin \varphi - \sqrt{\left(\frac{U'}{U''} \right)^2 - (\cos \varphi)^2} \right], \quad (2.74)$$

где P — активная мощность, проходящая через конденсатор, Вт; U' — напряжение на входных (со стороны питания) зажимах конденсатора, В; U'' — напряжение на выходных (в сторону потребления) зажимах конденсатора, В;

$$U'' = U' + \Delta V_{\text{нб}},$$

где $\Delta V_{\text{нб}}$ — желаемая надбавка напряжения, достигаемая включением конденсаторов.

Векторная диаграмма напряжений без ПЕК и с ПЕК показана на рисунке 2.21, в.

Другим способом уменьшения потерь напряжения в сети является компенсация реактивной мощности потребителей или так называемая поперечная компенсация, при которой статические конденсаторы включаются параллельно нагрузке (рис. 2.21,з).

Как известно, значительная часть электроприемников, присоединенных к электрической системе, кроме активной мощности, потребляет также и реактивную.

Основными потребителями реактивной мощности являются асинхронные двигатели. Часть реактивной мощности теряется в обмотках трансформаторов, а также в проводах линий электропередачи.

Поэтому наряду с активной мощностью генераторы должны вырабатывать и реактивную, передаваемую потребителям по электрическим сетям. Естественно, передача реактивной мощности по сети вызывает дополнительные потери напряжения и энергии.

Для разгрузки сети от реактивной мощности целесообразно эту мощность или ее часть генерировать на месте потребления. Такими источниками реактивной мощности являются статические конденсаторы, устанавливаемые на месте потребления и подключаемые параллельно нагрузке.

В этом случае конденсаторы являются потребителями опережающей (емкостной) мощности, или, что то же самое, источниками реактивной мощности, выдаваемой ими в сеть.

При наличии поперечной компенсации потеря напряжения:

$$\Delta U = \sqrt{3} [I_a r + (I_p - I_c) x]. \quad (2.75)$$

Следовательно, при параллельном включении конденсаторов

$$\Delta U_{\text{пер}} = \sqrt{3} I_c x, \quad (2.76)$$

где I_c — емкостный ток линии; x — индуктивное сопротивление линии.

Мощность компенсирующего устройства при поперечной компенсации определяют по формуле

$$Q_{\text{комп}} = P(\text{tg} \varphi - \text{tg} \varphi'), \quad (2.77)$$

где P — активная мощность потребителей, кВт; $P \text{tg} \varphi$ — реактивная мощность потребителей без компенсации; $P \text{tg} \varphi'$ — реактивная мощность, передаваемая по линии при наличии компенсации.

Соответствующая емкость конденсаторов:

$$C_{\text{комп}} = \frac{Q_{\text{комп}}}{2\pi f U^2}, \quad (2.78)$$

где f — частота тока.

Векторная диаграмма напряжений с учетом поперечной компенсации показана на рисунке 2.21, *д*.

Компенсирующие устройства изучают на модели одной фазы линии, принципиальная схема которой показана на рисунке 2.21, *е*. Номинальное напряжение модели 100 В. Принципиальная схема модели линии приведена на рисунке 2.21, *ж*.

Питание на модель подается выключателем, расположенным на стенде. Напряжение источника регулируется лабораторным автотрансформатором.

Сопротивление участков сети имитируется активными и реактивными сопротивлениями (на каждом участке $r = 1,82$ Ом и $x = 0,67$ Ом, что соответствует 2 км линии, выполненной проводом А35).

Нагрузки сети на модели имитируются сопротивлениями:

$$r_{n-1} = r_{n-2} = 107 \text{ Ом}; \quad r_{n-3} = 407 \text{ Ом};$$

$$x_{n-1} = x_{n-2} = 80 \text{ Ом}; \quad x_{n-3} = 160 \text{ Ом}.$$

Нагрузка H_4 переменная, и ее значение задается преподавателем для каждой бригады студентов.

Трансформатор T_4 у нагрузки H_4 позволяет изменять напряжение на стороне 0,4 кВ и менять уровни напряжения изменением коэффициента трансформации ответвлениями $+5$, 0 и -5 %.

Ток нагрузки H_4 и напряжение на низкой стороне T_4 , а также напряжение источника питания измеряют соответственно амперметром и вольтметрами, смонтированными в схему. Ток, напряжение и мощность на ответвлениях к нагрузкам измеряют при помощи соответствующих приборов и специальных кнопок включения.

Для поперечной компенсации нагрузок H_1 , H_2 , H_3 предусмотрены емкости, выключатели которых смонтированы на модели.

Следует помнить: чтобы контакты емкостей не подгорали, их следует включать и отключать при снятии напряжения.

При включении продольной компенсации нужно снять шунт с конденсатора, включенного последовательно в линию.

Указания к выполнению работы. Экспериментальную часть работы следует начинать с установки значения напряжения на шинах источника питания. Значение напряжения задается преподавателем.

Поскольку на модели невозможно работать с реальными значениями напряжения и тока, нужно пользоваться масштабами измеряемых величин, выбирая их исходя из возможностей модели и удобства замеров. Масштабы определяют по следующим формулам:

$$\begin{aligned} M_U &= \frac{U_{ор}}{U_{модели}} - \text{масштаб напряжения;} \\ M_I &= \frac{I_{ор}}{I_{модели}} - \text{масштаб тока;} \\ M_z &= \frac{z_{ор}}{z_{модели}} - \text{масштаб сопротивления;} \\ M_P &= M_S = M_I M_U - \text{масштаб мощности.} \end{aligned} \quad (2.79)$$

Токи, напряжения и мощности, замеренные на модели, приводят к значениям оригинала по формулам:

$$I_{ор} = I_{мод} M_I ; U_{ор} = U_{мод} M_U ; P_{ор} = P_{мод} M_P .$$

В каждом из опытов напряжения и токи следует замерять при напряжении на шинах генератора, равном 100 В или (по заданию преподавателя) на 5...10 % выше номинального напряжения линии (то есть 105 В или 110 В).

Чтобы выполнить задание, напряжения, токи и мощности нужно замерить на участках сети в контрольных точках при отсутствии конденсаторов и данные занести в таблицу.

Согласно полученным данным, по формулам (2.74) и (2.77) рассчитать необходимые мощности конденсаторов для осуществления поперечной и продольной компенсаций напряжения, ориентируясь на заданные преподавателем значения желаемого $\cos \varphi$ и на заданные надбавки напряжения в сети.

Установив на модели емкости конденсаторов сначала поперечную, а затем продольную компенсации в соответствии с рассчитанными по формуле, замерить токи напряжения и мощности. Данные замеров занести в

таблицу. Пользуясь масштабами M_I , M_U , M_z и M_P , выполнить пересчет величин, замеренных на модели, на действительные значения и записать их в таблицу.

Контрольные вопросы. 1. Каковы основные методы регулирования напряжения в сельских электрических сетях? 2. Каково принципиальное различие продольной и поперечной емкостных компенсаций? Их преимущества и недостатки. 3. Как определить необходимые мощности (и емкости) конденсаторных батарей для осуществления емкостной компенсации? 4. Что такое масштабные коэффициенты M_I , M_U , M_z и M_P и как их определить?

Работа 4. Исследование радиальной линии с неравномерной нагрузкой фаз на модели переменного тока

Содержание работы. 1. Ознакомиться с расчетной моделью.

2. Составить схему замещения сети, показанной на рисунке 2.22,а, и определить ее параметры, выбрав масштабные коэффициенты.

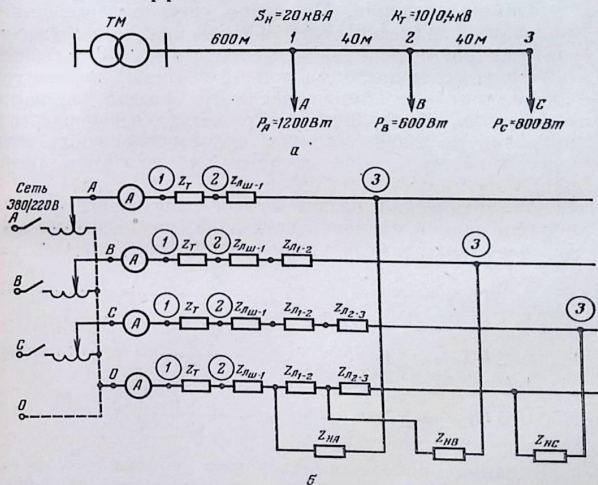


Рис. 2.22 К лабораторной работе № 4.

3. Собрать схему при помощи штеккеров на коммутационном поле модели.

4. Установить номинальное напряжение источника питания.

5. Подать напряжение на схему при помощи пакетных выключателей и убедиться в отсутствии обрыва линии, измерив напряжение между началом и концом каждой из фаз.

6. Измерить напряжения во всех фазах с первичной и вторичной стороны трансформатора и на линии в точках присоединения нагрузок. Замерить токи в каждой фазе. Результаты замеров записать в таблицу.

7. Определить потери напряжения в трансформаторе и в линии и отклонения напряжения от номинального значения у потребителей по экспериментальным данным и аналитическим путем по формулам.

8. Определить действительные значения токов и напряжений.

9. Сделать выводы по результатам измерений и вычислений.

Общие сведения. Примером сети с неравномерной нагрузкой является сеть, выполненная по смешанной системе распределения электроэнергии. В такой сети однофазные трансформаторы (6 и 10 кВ) подключаются на линейное напряжение к трехфазной трехпроводной линии. В низковольтных сетях неравномерности нагрузки по фазам вызывается одновременным включением осветительных нагрузок и однофазных приборов.

Аналитический расчет потери напряжения в сети с неравномерной активной нагрузкой, соединенной в звезду, выполняют по следующим формулам:

$$\begin{aligned}\Delta U_{AO} &= \sum_1^n I_{a_1} r_1 + \sum_1^n \left(I_{a_1} - \frac{I_{a_2} + I_{a_3}}{2} \right) r_n ; \\ \Delta U_{BO} &= \sum_1^n I_{a_2} r_2 + \sum_1^n \left(I_{a_2} - \frac{I_{a_1} + I_{a_3}}{2} \right) r_n ; \\ \Delta U_{CO} &= \sum_1^n I_{a_3} r_3 + \sum_1^n \left(I_{a_3} - \frac{I_{a_1} + I_{a_2}}{2} \right) r_n .\end{aligned}\quad (2.80)$$

В данной работе исследованию подлежит четырехпроводная сеть номинального напряжения 380/220 В, выполненная алюминиевыми проводами А16, питающая

ся от трансформатора *ТМ* мощностью 20 кВ·А с номинальным напряжением первичной обмотки 10 кВ и вторичной 0,4 кВ.

Значения однофазных активных нагрузок и фазы, к которым они присоединены, а также расстояния точек их присоединения от подстанции показаны на схеме рисунка 2.22,а. Указанные значения нагрузок могут быть изменены преподавателем.

Лабораторная расчетная модель переменного тока представляет собой установку, состоящую из набора активных и индуктивных сопротивлений, при помощи которых можно имитировать трансформаторы мощностью по 20, 30, 50 и 100 кВ·А, низковольтную сеть, выполненную проводами А16, А25, А35 и А50 участками по 40 м, активные нагрузки по 100, 300 и 500 Вт.

Сопротивления размещены на гетинаксовых платах, расположенных в двух тумбах, стоящих по обе стороны модели. Проводом БПВЛЭ сечением 0,75 мм² элементы присоединены к гнездам стола.

Для соединения отдельных элементов и набора схемы служит коммутационное поле, изготовленное из гетинаксовой плиты с гнездами, которая является вертикальной панелью модели. Гнезда соединены в узлы по пять в каждом. При помощи штеккеров на коммутационном поле имитируются узлы реальной сети. Если необходимо, то число гнезд, объединенных в один узел, можно увеличить, соединив их закороченной вилкой или штеккерами с проводом.

Питание на модель подается с пульта управления, присоединенного к сети 380 В через два пакетных выключателя.

При помощи встроенных автотрансформаторов (ЛАТР) можно изменять напряжение в начале сети, а вольтметром, имеющим внешние зажимы, можно измерять напряжение в любой точке моделируемой сети. Использован электростатический вольтметр С-95, имеющий малые собственные потери напряжения и, следовательно, не оказывающий заметного влияния на значение измеряемого напряжения.

При помощи переключения верхнего тумблера на пульте управления на схеме измеряется фазное или линейное напряжение.

Перед включением стенда необходимо убедиться в том, что стрелка переключателя освещения шкалы

вольтметра установлена на отметке 220 В. Питание для освещения шкалы вольтметра подается от двух верхних зажимов, расположенных на пульте управления вертикально.

Два других зажима используют для измерения напряжения в разных точках модели при нижнем положении тумблера «Питание — поле». С четырех зажимов, расположенных горизонтально, снимается напряжение для питания схемы.

Указания к выполнению работы. Схему замещения сети в данном случае удобно представить в виде сопротивлений всех трех фаз трансформатора и линии так, как это показано на рисунке 2.22,б.

Проводимость линии и трансформатора в данном случае не учитывается, так как в низковольтных сетях она не оказывает заметного влияния на результаты расчетов.

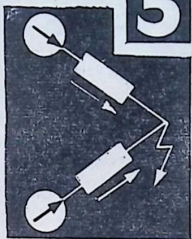
Значения сопротивлений проводов линии 0,38 кВ и трансформатора набирают на горизонтальной панели стенда при помощи специальных проводников и перемычек. На стенде указаны марка, сечение, длина провода и мощность трансформатора.

Нагрузка также должна быть набрана на горизонтальной части панели стенда, маркировка ее дана в ваттах. Подсоединять нагрузку нужно параллельно сопротивлению линии.

Подобие модели реальной сети создается подбором масштабов M_U , M_I , M_2 и M_P .

Показания амперметра и вольтметра, а также результаты вычислений сводят в таблицу.

Контрольные вопросы. 1. В каких случаях возникает несимметрия напряжения в сети? 2. Какие виды несимметричных нагрузок Вы знаете? 3. В чем заключается сложность расчета сети с несимметричной нагрузкой? 4. Какое влияние оказывает несимметричная загрузка фаз на работу электрической сети? 5. Как уменьшить несимметрию в сети?



3.1. Расчет токов короткого замыкания в электроустановках напряжением выше 1000 В

Токи короткого замыкания (к. з.) в схемах электроустановок необходимо знать в первую очередь для выбора аппаратов и проводников электроустановок, для проектирования и настройки устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики.

Токи к. з. рассчитывают в следующей последовательности:

- выбирают расчетные условия и метод расчета;

- для расчетной схемы составляют эквивалентную схему замещения (рис. 3.1,б);

- определяют значения э. д. с. источников и сопротивления элементов схемы в именованных или относительных единицах;

- преобразуют схему к простейшему виду (эквивалентный результирующий источник — результирующее сопротивление — точка к. з.). В окончательной схеме может быть одна (рис. 3.1,в) или несколько (рис. 3.1,г) генерирующих ветвей;

- определяют значения токов короткого замыкания (напряжений, мощностей).

Выбор расчетных условий и метода расчета. Расчетные условия выбирают в соответствии с назначением расчета: находят расчетную схему или расчетный режим системы, обеспечивающий, например, минимальные или максимальные токи к. з.; выбирают расчетную точку к. з. (на шинах подстанции, в конце ЛЭП и т. д.),

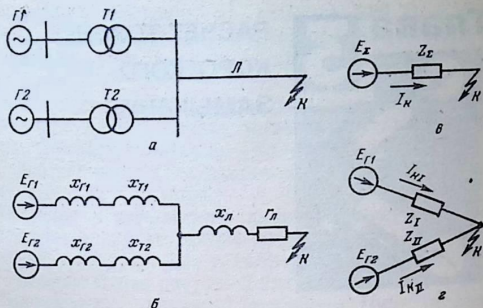


Рис. 3.1 К расчету токов к.з.:
 а — расчетная схема; б — схема замещения; в, г — варианты преобразования схемы.

расчетный вид к. з. (трехфазный, двухфазный, однофазный) и расчетный момент времени переходного процесса к. з. ($t=0$; $t=2,5$ с и т. д.). Например, для проверки высоковольтных аппаратов подстанции на термическую и динамическую устойчивость необходимо знать наибольшее возможное значение тока к. з. В связи с этим расчетные условия будут следующие: включены все источники питания; к. з. произошло в месте установки аппаратов; вид к. з. такой, при котором ток имеет наибольшее значение; время к. з. $t=0$. Для оценки чувствительности релейной защиты расчетные условия должны быть такими, при которых, наоборот, токи к. з. имеют минимальные значения.

При расчетах токов короткого замыкания в схемах электроснабжения определяют периодическую составляющую токов, в общем случае для любого момента времени переходного процесса к. з. Учет апериодической составляющей проводится приближенно и сводится к оценке степени затухания ее и определению ударного тока короткого замыкания.

Наиболее характерным параметром, определяющим условия к. з. в каждой точке схемы, является начальный сверхпереходный ток к. з. I_k'' или начальная мощность к. з. S_k'' .

Периодическую составляющую тока I_k'' можно вычислить аналитически любым из методов расчета линей-

ных электрических цепей. Практически чаще пользуются методом эквивалентных преобразований, при помощи которого расчетную схему замещения преобразуют к простейшему виду (рис. 3.1, в, г). Ток в такой схеме, найденный по закону Ома, является током в месте короткого замыкания.

При централизованном электроснабжении потребителей от мощных электрических систем, если точка к. з. значительно удалена от источника питания, то ток к. з. считается неизменным во времени и определяется из условия постоянства напряжения на шинах системы:

$$I_k = \frac{U}{\sqrt{3} Z_\Sigma}, \quad (3,1)$$

где Z_Σ — результирующее сопротивление до точки к. з. от шин с неизменным напряжением U .

Если точка к. з. относительно недалеко удалена от источника или если источник ограниченной мощности (например, резервная электростанция), то ток к. з. изменяется во время переходного процесса. В этом случае для определения периодической слагающей тока в любой момент времени процесса к. з. применяют специальные расчетные кривые.

Составление эквивалентной схемы замещения. Системы единиц. Расчет периодической слагающей тока к. з. начинают с составления для исходной расчетной схемы ее эквивалентной схемы замещения. Последнюю выполняют в однолинейном изображении (для одной фазы). Схема замещения должна содержать все элементы расчетной схемы (генераторы, трансформаторы, линии и т. п.), связи между ними и точкой к. з. Элементы вводят в схему своими эквивалентными сопротивлениями, а у источников питания, кроме того, указывают и э. д. с. (рис. 3.1, б).

В электроустановках напряжением выше 1000 В активное сопротивление учитывают только для воздушных линий, выполненных стальными проводами малых сечений (когда $r \geq \frac{1}{3}x$). Остальные элементы схемы учитывают индуктивным сопротивлением.

Сопротивления и э. д. с. целесообразно отмечать порядковыми номерами (например, числитель дроби) и указывать их числовые значения (знаменатель дроби) в относительных или именованных единицах.

Генераторы и нагрузки вводят в схему замещения параметрами, соответствующими моменту времени, для которого рассчитывается ток к. з. (для $t=0$: E_q'' , x_d'' , E_n'' , x_n'' ; для $t=\infty$: E_q , x_d , x_n).

Параметры элементов расчетной схемы устанавливают в соответствии с их паспортными данными. При этом одни из них указываются в именованных единицах (вольт, ампер, ом), а другие — в относительных. Например, для воздушных и кабельных линий электропередач задаются длина линии и ее удельное (погонное) сопротивление (Ом/км). Тогда сопротивление линии в именованных единицах (Ом) находят по следующим формулам:

$$x_{\lambda} = x_{уд} l; \quad (3.2)$$

$$r_{\lambda} = r_{уд} l. \quad (3.3)$$

Для генераторов, трансформаторов, токоограничивающих реакторов, двигателей и для обобщенной нагрузки сопротивления задаются в относительных единицах. Как известно, под относительным значением какой-либо величины понимают ее отношение к другой одноименной физической величине, выбранной за единицу измерения. В данном случае относительные сопротивления указанных элементов задаются при номинальных условиях, то есть представляют собой долю сопротивления, найденного из выражения

$$Z = \frac{U_n}{\sqrt{3} I_n} = \frac{U_n^2}{S_n}. \quad (3.4)$$

Тогда сопротивления всех элементов в именованных единицах выражаются в омах и определяют по формулам:

$$\text{генератора} \quad x''_d = x''_{d*} \frac{U_n^2}{S_n}; \quad (3.5)$$

$$\text{трансформатора} \quad x_T = \frac{u_k \%}{100} \frac{U_n^2}{S_n}; \quad (3.6)$$

$$\text{реактора} \quad x_p = \frac{x_p \%}{100} \frac{U_n}{\sqrt{3} I_n}; \quad (3.7)$$

$$\text{асинхронного двигателя} \quad x''_{\text{ав}} = \frac{U_n}{k_n \sqrt{3} I_n} = \frac{U_n^2 \eta \cos \varphi}{k_n P_n}; \quad (3.8)$$

обобщенной
(комплексной)
нагрузки

$$x_n'' = 0,35 \frac{U_n^2}{S_n}, \quad (3.9)$$

где U_n — номинальное напряжение элемента (для трансформатора напряжение высшей или низшей стороны); k_n — относительный пусковой ток асинхронного двигателя (коэффициент кратности пуска).

Практически любая схема содержит трансформаторы. Поэтому при составлении схем замещения магнитосвязанные цепи должны быть заменены эквивалентной электрически связанной цепью. Составление такой схемы замещения сводится к приведению сопротивлений и э. д. с. элементов, находящихся на различных ступенях трансформации заданной схемы, к какой-либо одной ступени, принимаемой за основную (базисную).

В общем случае выражения для определения э. д. с. (напряжения), токов и сопротивлений, приведенных к основной ступени напряжения, имеют вид:

$$\vec{E}^0 = (k_1 \cdot k_2 \cdot \dots \cdot k_n) E; \quad (3.10)$$

$$\vec{I}^0 = \frac{1}{k_1 \cdot k_2 \cdot \dots \cdot k_n} I; \quad (3.11)$$

$$\vec{Z}^0 = (k_1 k_2 \cdot \dots \cdot k_n)^2 Z, \quad (3.12)$$

где $k_1, k_2, \dots, k_n$ — коэффициенты трансформации трансформаторов, последовательно включенных в схеме. Коэффициенты определяются как отношение их линейных напряжений в направлении от выбранной основной ступени напряжения к той ступени, элементы которой подлежат приведению.

Приведение сопротивлений и э. д. с. к одной ступени напряжения может быть выполнено точно с учетом действительных коэффициентов трансформации, указанных в паспортных данных, или приближенно с учетом коэффициентов трансформации, найденных как отношение средних номинальных напряжений $U_{\text{ср.н.}}$ соответствующих ступеней трансформации. Шкала средних напряжений следующая: 0,23; 0,4; 3,15; 6,3; 10,5; 21; 37; 115; 230 кВ и т. д.

При приближенном приведении выражения для пересчета упрощаются:

$$E^0 = E \frac{U_{\text{ср.н.осн}}}{U_{\text{ср.н}}} = E \frac{U_0}{U_{\text{ср.н}}}; \quad (3.13)$$

$$I^{\circ} = I \frac{U_{\text{ср.н}}}{U_6}; \quad (3.14)$$

$$Z^{\circ} = Z \left(\frac{U_6}{U_{\text{ср.н}}} \right)^2, \quad (3.15)$$

где $U_{\text{ср.н}}$ — среднее номинальное напряжение ступени, с которой выполняется пересчет; $U_{\text{ср.н.осн}} (U_6)$ — среднее номинальное напряжение ступени, выбранной основной (базисной).

Токи к. з. в схемах сельского электроснабжения рассчитывают, как правило, с учетом приближенного приведения сопротивлений и э. д. с. к ступени напряжения, принятой за базисную. Тогда сопротивления элементов схемы в именованных единицах, приведенные к базисному напряжению, находят по формулам (3.5) ... (3.9), в которые вместо U_n необходимо подставить значение U_6 . Например, сопротивление трансформатора (Ом):

$$x_{\text{т}} = \frac{u_{\text{к}}\%}{100} \frac{U_6^2}{S_n}. \quad (3.16)$$

Сопротивление воздушной или кабельной линии (Ом):

$$x_{\text{л}} = x_{\text{уд}} l \left(\frac{U_6}{U_{\text{ср.н}}} \right)^2. \quad (3.17)$$

Э. д. с. и сопротивления элементов схемы замещения могут быть выражены не только в именованных единицах, как это показано выше, но и в относительных единицах. Для этого на основной ступени напряжения произвольно устанавливают так называемые базисные единицы (или условия), то есть значения, которые должны служить соответствующими единицами измерения.

Обычно задаются базисной мощностью S_6 (которая на всех ступенях трансформации одинакова) и базисным напряжением $U_{6\text{осн}}$. Две другие базисные величины определяют по следующим выражениям:

$$I_{6\text{осн}} = \frac{S_6}{\sqrt{3} U_{6\text{осн}}}; \quad Z_{6\text{осн}} = \frac{U_{6\text{осн}}}{\sqrt{3} I_{6\text{осн}}} = \frac{U_{6\text{осн}}^2}{S_6}. \quad (3.18)$$

Базисные единицы измерения на других ступенях напряжения связаны с базисными единицами основной ступени через коэффициенты трансформации:

$$U_6 = U_{6\text{осн}} \frac{1}{k_1 k_2 \dots k_n}; \quad I_6 = I_{6\text{осн}} k_1 k_2 \dots k_n. \quad (3.19)$$

При приближенном приведении базисное напряжение на основной ступени принимают равным среднему номинальному напряжению в соответствии с рекомендуемой шкалой и автоматически получают базисные напряжения на других ступенях напряжения. Последние также равны средним номинальным напряжениям.

Любые величины, входящие в расчет и заданные в именованных единицах, в относительные базисные единицы переводят следующим образом:

$$\begin{aligned} E_{*(6)} &= \frac{E}{U_6}; \quad I_{*(6)} = \frac{I}{I_6}; \quad S_{*(6)} = \frac{S}{S_6}; \\ Z_{*(6)} &= \frac{Z}{Z_6} = Z \frac{\sqrt{3} I_6}{U_6} = Z \frac{S_6}{U_6^2}, \end{aligned} \quad (3.20)$$

где U, I, Z, S — значения величины в именованных единицах (кВ, кА, Ом, МВА) на расчетной ступени напряжения; U_6, I_6, Z_6, S_6 — базисные единицы на той же ступени напряжения.

Звездочка (*) указывает, что величина выражена в относительных единицах, а индекс (6) — что эта величина отнесена к базисным единицам измерений.

Если величины заданы в относительных единицах при номинальных условиях, то их пересчет к базисным условиям выполняют по следующим соотношениям:

$$E_{*(6)} = E_{*(n)} \frac{U_n}{U_6}; \quad (3.21)$$

$$Z_{*(6)} = Z_{*(n)} \frac{I_6 U_n}{I_n U_6} \quad (3.22)$$

или

$$Z_{*(6)} = Z_{*(n)} \frac{S_6 U_n^2}{S_n U_6^2}. \quad (3.23)$$

В приближенных расчетах полагают, что номинальное напряжение всех элементов одной ступени напряжения одинаково и равно среднему номинальному напряжению в соответствии с приведенной шкалой, и принимают $U_6 = U_{\text{ср.н.}}$.

Тогда

$$E_{*(6)} = E_{*(n)}; \quad (3.24)$$

$$Z_{*(6)} = Z_{*(n)} \frac{S_6}{S_n}. \quad (3.25)$$

Следует еще раз подчеркнуть, что в каждом из приведенных ранее выражений (3.20) ... (3.25) под U_6, I_6

всегда понимаются базисное напряжение и базисный ток той ступени трансформации, где находятся элементы, параметры которых определяются в относительных базисных единицах.

После выполнения расчетов в относительных базисных единицах действующие значения напряжений, токов, мощностей в именованных единицах находят по формулам обратного перерасчета:

$$U = U_{*(6)} U_6 ; \quad (3.26)$$

$$I = I_{*(6)} I_6 ; \quad (3.27)$$

$$S = S_{*(6)} S_6 . \quad (3.28)$$

Точность расчетов не зависит от того, в какой системе единиц выражают величины.

Преобразование схемы замещения. При расчетах токов к.з. применяют известные методы преобразования и упрощения схем. Основные из них следующие.

1. Определяют результирующее сопротивление последовательно соединенных n элементов (например, $x_1, x_2, \dots, x_n$):

$$x_{\Sigma} = x_1 + x_2 + \dots + x_n . \quad (3.29)$$

2. Находят результирующее сопротивление при параллельном соединении элементов:

$$x_{\Sigma} = \frac{1}{1/x_1 + 1/x_2 + \dots + 1/x_n} . \quad (3.30)$$

В частных случаях для двух ветвей

$$x_{\Sigma} = \frac{x_1 x_2}{x_1 + x_2} , \quad (3.31)$$

для трех ветвей

$$x_{\Sigma} = \frac{x_1 x_2 x_3}{x_1 x_2 + x_1 x_3 + x_2 x_3} . \quad (3.32)$$

3. Заменяют n генерирующих ветвей, подключенных к общему узлу (т. е. соединенных параллельно), одной эквивалентной ветвью:

$$E_{\Sigma} = \frac{\frac{\sum_1^n E_i Y_i}{1}}{\frac{\sum_1^n Y_i}{1}} . \quad (3.33)$$

В частном случае для двух генерирующих ветвей

$$E_{\Sigma} = \frac{E_1 x_2 + E_2 x_1}{x_1 + x_2} \quad (3.34)$$

Если э. д. с. одной ветви равна нулю, например на-
грузочная ветвь $E_2=0$, то

$$E_{\Sigma} = \frac{E_1 x_2}{x_1 + x_2}. \quad (3.35)$$

4. Преобразуют сопротивления x_1, x_2, x_3 , соединен-
ные в звезду, в эквивалентный треугольник с сопротив-
лениями x_{12}, x_{23}, x_{13} и наоборот:

$$\begin{aligned} x_{12} &= x_1 + x_2 + \frac{x_1 x_2}{x_3}; & x_{23} &= x_2 + x_3 + \frac{x_2 x_3}{x_1} \\ x_{13} &= x_1 + x_3 + \frac{x_1 x_3}{x_2}; & x_1 &= \frac{x_{12} x_{13}}{x_{12} + x_{23} + x_{13}}; \\ x_2 &= \frac{x_{12} x_{23}}{x_{12} + x_{23} + x_{13}}; & x_3 &= \frac{x_{13} x_{23}}{x_{12} + x_{23} + x_{13}}. \end{aligned} \quad (3.36)$$

5. Определяют взаимные сопротивления, например,
между источником и точкой короткого замыкания при
преобразовании схем к радиальному (лучевому) виду
(рис. 3.1,з).

Взаимные сопротивления Z_I и Z_{II} (рис. 3.1,з) опре-
деляют, как правило, через коэффициенты распределе-
ния, характеризующие долю участия каждого источника
в питании точки к. з.:

$$Z_I = \frac{Z_{\Sigma}}{C_I}; \quad Z_{II} = \frac{Z_{\Sigma}}{C_{II}} \quad (3.37)$$

где C_I, C_{II} — коэффициенты распределения.

$$C_I + C_{II} = 1.$$

Из рисунка 3.1,б находим, что

$$C = \frac{x_{r_2} + x_{r_2}}{x_{r_1} + x_{r_1} + x_{r_2} + x_{r_2}}; \quad C_{II} = \frac{x_{r_1} + x_{r_1}}{x_{r_1} + x_{r_1} + x_{r_2} + x_{r_2}}.$$

Определение токов трехфазного короткого замыка-
ния аналитическим методом. Периодическую слагаю-
щую начального тока к. з. генерирующей ветви опреде-
ляют по выражению

$$I_n^{(3)''} = \frac{E_{\Sigma}^*}{\sqrt{3} Z_{\Sigma}}; \quad (3.38)$$

где E_{Σ}^* — результирующая сверхпереходная э. д. с. генерирующей ветви.

Э. д. с. генератора $E''_Г$ зависит от параметров предшествующего режима, то есть от напряжения U_0 , тока I_0 и угла сдвига фаз между ними φ_0 . Приближенно

$$E''_{Г*} = U_{0*} + I_{0*} x''_{d*} \sin \varphi_0. \quad (3.39)$$

При расчетах начального сверхпереходного тока к. з. учитывают также крупные двигатели, расположенные вблизи точки короткого замыкания. Э. д. с. синхронных и асинхронных двигателей определяют по выражению

$$E''_{дв*} = U_{0*} - I_{0*} x''_{дв*} \sin \varphi_0. \quad (3.40)$$

Остальную нагрузку учитывают как обобщенную с параметрами $E''_{н*} = 0,85$ и $x''_{н*} = 0,35$, считая их выраженными в относительных номинальных единицах при полной рабочей мощности в мегавольтамперах нагрузки и среднем номинальном напряжении в киловольтах той ступени, где она подключена.

Сверхпереходная реактивность асинхронных двигателей:

$$x''_{дв*} = \frac{1}{k_{\Pi}} = \frac{1}{I_{пуск*}}. \quad (3.41)$$

Ударный ток к. з.:

$$i_y = \sqrt{2} k_y I_n'', \quad (3.42)$$

где $k_y = 1 + e^{-0,01/T_a}$ — ударный коэффициент; T_a — постоянная времени короткозамкнутой цепи.

При расчетах токов к. з. в сложных разветвленных схемах ударный коэффициент оценивают по значению эквивалентной постоянной времени:

$$T_{a_{\Sigma}} = \frac{x_{k_{\Sigma}}}{\omega r_{k_{\Sigma}}}, \quad (3.43)$$

где $x_{k_{\Sigma}}$, $r_{k_{\Sigma}}$ — суммарные индуктивное и активное сопротивления схемы относительно точки к. з. соответственно в чисто реактивной ($r=0$) и в чисто активной ($x=0$) схемах замещения.

Зависимость $k_y = f(T_a)$ приведена в приложении 19.

По значению ударного тока проверяют работоспособность аппаратуры станций и подстанций при коротких замыканиях (проверка на динамическую стойкость). Для

этой же цели используют наибольшее действующее значение полного тока к. з., определяемое по выражению

$$I_y = I''_n \sqrt{1 + 2(k_y - 1)^2}. \quad (3.44)$$

Расчет тока трехфазного к. з. для любого момента времени переходного процесса с использованием расчетных кривых. На практике при расчете тока в месте короткого замыкания широко применяют метод расчетных кривых, представляющих собой зависимости периодической составляющей тока в месте трехфазного к. з. для любого момента времени от расчетного сопротивления схемы относительно точки к. з. Значения $I_{\text{пкт}}$ и $x_{\text{расч}}$ выражены в относительных единицах при номинальных условиях источников питания. Расчетные кривые приведены в [1] на рисунках X.12...X.16.

Порядок расчета следующий.

1. Для исходной расчетной схемы составляют схему замещения, в которую генераторы вводят сверхпереходными реактивными сопротивлениями x''_d . Нагрузки не учитывают, кроме крупных двигателей и синхронных компенсаторов, расположенных вблизи точки к. з. и рассматриваемых как генераторы равновеликой мощности. Э. д. с. в схему замещения не вводят.

2. Определяют сопротивление элементов схемы, например, в относительных базисных единицах.

3. Путем последовательных преобразований схему упрощают (см. рис. 3.1, в или рис. 3.1, г).

Схему замещения преобразовывают к виду рисунка 3.1, в в том случае, если генераторы, входящие в схему, могут быть заменены одним эквивалентным генератором мощностью

$$S_{\text{нз}} = S_{\text{н}_1} + S_{\text{н}_2} + \dots + S_{\text{н}_n}.$$

Расчет в этом случае называется расчетом по общему изменению токов.

Такая эквивалентная замена невозможна, если генераторы, питающие точку к. з.:

разного типа (турбогенераторы и гидрогенераторы);

одного типа, но имеют разную удаленность от точки к. з.;

с АРВ и без АРВ;

несоизмеримой мощности.

В этих случаях выделяют отдельные независимые генерирующие ветви (рис. 3.1, г). Система неограничен-

ной мощности обязательно выделяется в самостоятельную генерирующую ветвь. Расчет называется расчетом по индивидуальному изменению токов.

4. Для каждой генерирующей ветви находят расчетную реактивность:

$$x_{\text{расч}*(n)} = x_{*(6)} \frac{S_{n\text{г}}}{S_6} \quad (3.45)$$

где $S_{n\text{г}}$ — суммарная номинальная мощность генераторов рассматриваемой ветви.

5. По соответствующим расчетным кривым, используя полученные значения $x_{\text{расч}*}$, находят периодическую слагающую тока к. з. $I_{п*}$ для требуемых моментов времени. Если $x_{\text{расч}*} > 3$, то значение тока для всех моментов времени считается постоянным:

$$I_{п*}^{(3)} = \frac{1}{x_{\text{расч}*}}. \quad (3.46)$$

6. Определяют значение тока к. з. в именованных единицах:

$$I_{п} = I_{п*} I_{n\text{г}}^0, \quad (3.47)$$

где $I_{n\text{г}}^0 = \frac{S_{n\text{г}}}{\sqrt{3} U_{\text{ср.к}}}$ — номинальный ток генерирующей

ветви, приведенный к среднему напряжению той ступени, где находится точка к. з.

Ток к. з. от системы неограниченной мощности:

$$I_{п*}^{(3)} = \frac{I_0}{x_{\Sigma*(6)}}, \quad (3.48)$$

где I_0 — базисный ток на ступени напряжения, где находится точка к. з.; $x_{\Sigma*(6)}$ — суммарное сопротивление, через которое система связана с точкой к. з.

Полный ток в месте к. з. определяется как сумма токов от всех генерирующих ветвей.

Схемы сельского электроснабжения, как правило, подключены к мощным электрическим системам. Токи при к. з. в таких схемах, как уже отмечалось ранее, считаются неизменными во времени и определяются по выражению (3.1) или (3.48).

Если сопротивление системы неизвестно, то в расчетах его можно учесть приближенно, например, по току или мощности к. з. в какой-либо точке системы или

по значению мощности системы S_c . Сопротивление системы принимается чисто индуктивным и определяется как

$$x_{c*}^{(6)} = \frac{I_6}{I_K''} = \frac{S_6}{S_K''}; \quad x_{c*}^{(6)} = \frac{S_6}{S_c} \quad (3.49)$$

или
$$x_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} I_K''} = \frac{U_{cp}^2}{S_K''}, \quad (3.50)$$

где U_{cp} — среднее напряжение той ступени напряжения, где известны ток I_K'' и мощность S_K'' ; I_6 — базисный ток на той же ступени напряжения, где известен I_K'' .

Иногда известен тип выключателя, установленный в начале питающей линии. В этом случае сопротивление системы:

$$x_{c*}^{(6)} = \frac{S_6}{S_{н \text{ откл}}} = \frac{I_6}{I_{н \text{ откл}}}, \quad (3.51)$$

где $S_{н \text{ откл}}$ ($I_{н \text{ откл}}$) — номинальная отключаемая мощность (ток) выключателя; I_6 — базисный ток на ступени напряжения, где установлен выключатель.

При определении результирующего сопротивления относительно точки к. з. обычно оперируют модулями сопротивлений элементов схемы, рассматривая их как вещественные числа.

Расчет несимметричных коротких замыканий. Расчеты при несимметричных коротких замыканиях проводят, используя метод симметричных составляющих, согласно которому любая несимметричная трехфазная система напряжений (токов, потоков) заменяется тремя симметричными трехфазными системами, называемыми системами прямой, обратной и нулевой последовательности.

При расчетах токов несимметричных к. з. используют правило эквивалентности прямой последовательности, в соответствии с которым ток прямой последовательности при любом (n) виде несимметричного к. з. может быть найден как ток при трехфазном к. з. в точке, удаленной от действительной точки короткого замыкания на дополнительное сопротивление $\Delta Z^{(n)}$, то есть

$$I_{K_1}^{(n)} = \frac{E_{1\Sigma}}{Z_{1\Sigma} + \Delta Z^{(n)}}, \quad (3.52)$$

где $E_{1\Sigma}$, $Z_{1\Sigma}$ — результирующие э. д. с. и сопротивление схемы прямой последовательности относительно точки к. з.; $\Delta Z^{(n)}$ — допол-

нительное сопротивление, зависящее от вида к.з. и результирующих сопротивлений схем обратной и нулевой последовательности относительно точки к.з. (для двухфазного к.з. $\Delta Z^{(2)} = Z_{22}$, для однофазного $\Delta Z^{(1)} = Z_{22} + Z_{0\Sigma}$).

Таким образом, для определения токов при несимметричных к.з. не требуется специальных методов. Расчет сводится к нахождению тока прямой последовательности по выражению (3.52), при этом можно использовать методы вычисления токов при трехфазных к.з. Абсолютное значение (модуль) тока в поврежденных фазах в месте короткого замыкания находят как

$$I_k^{(n)} = m^{(n)} I_{k1}^{(n)}, \quad (3.53)$$

где $m^{(n)}$ — коэффициент, зависящий от вида короткого замыкания (для двухфазного к.з. $m^{(2)} = 1/\sqrt{3}$, для однофазного $m^{(1)} = 3$).

Результирующие сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательности находят по схемам соответствующих последовательностей [1].

В схемах сельского электроснабжения, питаемых от системы, практически приходится определять только ток двухфазного короткого замыкания, используя соотношение

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_k^{(3)}. \quad (3.54)$$

Пример 3.1. Определение токов короткого замыкания в схемах электроснабжения при питании от системы. Для схемы электроснабжения, показанной на рисунке 3.2,а, вычислить токи при коротких замыканиях в точках K_1 , K_2 , и K_3 . Исходные данные для расчета:

воздушная линия Л1 длиной $l=50$ км выполнена проводом АС95/15 ($x_{уд}=0,4$ Ом/км, $r_{уд}=0,34$ Ом/км);

воздушная линия Л2 длиной $l=30$ км выполнена проводом АС70/11 ($x_{уд}=0,4$ Ом/км, $r_{уд}=0,46$ Ом/км);

воздушная линия Л3 состоит из двух участков, выполненных проводом АС50 ($l=2$ км, $x_{уд}=0,4$ Ом/км, $r_{уд}=0,64$ Ом/км) и проводом АС35 ($l=8$ км, $x_{уд}=0,4$ Ом/км, $r_{уд}=0,92$ Ом/км); трансформаторы Т1 и Т2 ($S_n=6,3$ МВ·А, 110/11 кВ, $u_k=10,5\%$);

система С1 с неизменным напряжением на шинах 115 кВ, $S_c=800$ МВ·А;

система С2. Ток к.з. на шинах системы $I_k''^{(3)}=3,5$ кА.

Схема замещения показана на рисунке 3.2, б.

Решение в именованных единицах. Примем за основную ступень с напряжением $U_{осн}=U_6=10,5$ кВ.

1. Определяем сопротивления отдельных элементов схемы, приведенные к базисному напряжению:

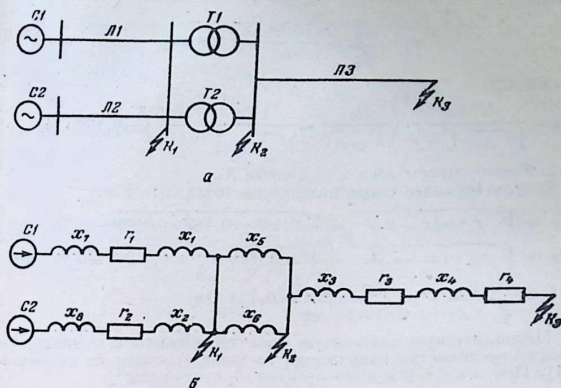


Рис. 3.2 К примеру 3.1:

а — расчетная схема; б — схема замещения.

линии Л1

$$x_1 = x_{уд} l \left(\frac{U_6}{U_{ср.л}} \right)^2 = 0,4 \cdot 50 \cdot \left(\frac{10,5}{115} \right)^2 = 0,167 \text{ Ом};$$

$$r_1 = r_{уд} l \left(\frac{U_6}{U_{ср.л}} \right)^2 = 0,34 \cdot 50 \cdot \left(\frac{10,5}{115} \right)^2 = 0,14 \text{ Ом};$$

линии Л2

$$x_2 = 0,4 \cdot 30 \cdot \left(\frac{10,5}{115} \right)^2 = 0,1 \text{ Ом};$$

$$r_2 = 0,46 \cdot 30 \cdot \left(\frac{10,5}{115} \right)^2 = 0,115 \text{ Ом};$$

участков линии Л3

$$x_3 = x_{уд} l = 0,4 \cdot 2 = 0,8 \text{ Ом};$$

$$r_3 = r_{уд} l = 0,64 \cdot 2 = 1,28 \text{ Ом};$$

$$x_4 = 0,4 \cdot 8 = 3,2 \text{ Ом};$$

$$r_4 = 0,92 \cdot 8 = 7,36 \text{ Ом};$$

трансформаторов Т1 и Т2

$$x_5 = x_6 = \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{U_6^2}{S_H} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{10,5^2}{6,3} = 1,84 \text{ Ом};$$

системы С1

$$x_7 = \frac{U_6^2}{S_c} = \frac{10,5^2}{800} = 0,138 \text{ Ом};$$

системы С2

$$x_8 = \frac{U_{\text{ср.н}}}{\sqrt{\frac{3}{I_k^{(3)}}}} \cdot \left(\frac{U_6}{U_{\text{ср.н}}} \right)^2 = \frac{115}{\sqrt{\frac{3}{3,5}}} \cdot \left(\frac{10,5}{115} \right)^2 = 0,158 \text{ Ом}.$$

2. Рассчитываем токи к.з. в точке K_1 .

Результирующее сопротивление до точки K_1 :

$$Z_1 = \sqrt{r_1^2 + (x_1 + x_7)^2} = \sqrt{0,14^2 + (0,167 + 0,138)^2} = 0,335 \text{ Ом};$$

$$Z_2 = \sqrt{r_2^2 + (x_2 + x_8)^2} = \sqrt{0,115^2 + (0,1 + 0,158)^2} = 0,28 \text{ Ом};$$

$$Z_{\Sigma 1} = \frac{Z_1 Z_2}{Z_1 + Z_2} + \frac{0,335 \cdot 0,28}{0,335 + 0,28} = 0,153 \text{ Ом}.$$

Периодическую слагающую тока трехфазного к.з. находим из условия постоянства напряжения на шинах системы по выражению (3.1). При этом ток к.з. во времени не изменяется:

$$I_k^{(3)} = \frac{U_6}{\sqrt{3} Z_{\Sigma 1}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,153} = 39,6 \text{ кА}.$$

Ток в месте короткого замыкания, то есть приведенный к напряжению 115 кВ:

$$I_k^{(3)} = I_k^{(3)} \cdot \frac{U_6}{U_{\text{ср.н}}} = 39,6 \cdot \frac{10,5}{115} = 3,6 \text{ кА}.$$

Ударный коэффициент найдем по кривой $k_y = f(x/r)$ из приложения 19. Для этого определим результирующие активное и индуктивное сопротивления до точки к.з.:

$$r_{\Sigma 1} = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} = \frac{0,14 \cdot 0,115}{0,14 + 0,115} = 0,063 \text{ Ом};$$

$$x_{\Sigma 1} = \frac{(x_1 + x_7)(x_2 + x_8)}{x_1 + x_2 + x_7 + x_8} = \frac{0,305 \cdot 0,258}{0,305 + 0,258} = 0,139 \text{ Ом}.$$

По отношению $\frac{x_{\Sigma 1}}{r_{\Sigma 1}} = \frac{0,139}{0,063} = 2,2$ находим $k_y = 1,22$. Тогда удар-

ный ток, приведенный к напряжению 115 кВ:

$$I_y = \sqrt{2} k_y I_k^{(3)} = 1,41 \cdot 1,22 \cdot 3,6 = 6,2 \text{ кА}.$$

3. Рассчитываем токи к.з. в точке K_2 .

Результирующее сопротивление до точки K_2 :

$$Z_{\Sigma 2} = Z_{\Sigma 1} + \frac{x_5 x_6}{x_5 + x_6} = 0,153 + 0,92 = 1,073 \text{ Ом}.$$

Периодическая слагающая тока трехфазного к. з.:

$$I_k^{(3)} = \frac{U_6}{\sqrt{3} Z_{\Sigma 2}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,073} = 5,65 \text{ кА.}$$

Ударный коэффициент $k_y = 1,82$ при

$$\frac{x_{\Sigma 2}}{r_{\Sigma 2}} = \frac{x_{\Sigma 1} + x_5/2}{r_{\Sigma 1}} = \frac{0,139 + 0,92}{0,063} = 16,8.$$

Ударный ток:

$$i_y = \sqrt{2} k_y I_k^{(3)} = 1,41 \cdot 1,82 \cdot 5,65 = 14,5 \text{ кА.}$$

4. Рассчитываем токи к. з. в точке K_3 .
Резльтирующее сопротивление до точки K_3 :

$$Z_{\Sigma 3} = Z_{\Sigma 2} + Z_{\Sigma 3} = Z_{\Sigma 2} + \sqrt{(r_3 + r_4)^2 + (x_3 + x_4)^2} = 1,073 + \sqrt{(1,28 + 7,36)^2 + (0,8 + 3,2)^2} = 10,6 \text{ Ом.}$$

Периодическая слагающая тока к. з.:

$$I_k^{(3)} = \frac{U_6}{\sqrt{3} Z_{\Sigma 3}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 10,6} = 0,57 \text{ кА.}$$

Ударный ток:

$$i_y = \sqrt{2} k_y I_k^{(3)} = 1,41 \cdot 1 \cdot 0,57 = 0,8 \text{ кА.}$$

Ударный коэффициент равен $k_y \approx 1$, так как

$$\frac{x_{\Sigma 3}}{r_{\Sigma 3}} = \frac{x_{\Sigma 2} + x_3 + x_4}{r_{\Sigma 2} + r_3 + r_4} = \frac{5,069}{8,7} = 0,6.$$

Решение в относительных базисных единицах.

1. Принимаем за базисную мощность $S_6 = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, а за базисные напряжения на каждой ступени трансформации — средние номинальные напряжения, то есть

$$U_{6I} = 115 \text{ кВ}; U_{6II} = 10,5 \text{ кВ.}$$

Находим базисные токи:

$$I_{6I} = \frac{S_6}{\sqrt{3} U_{6I}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,5 \text{ кА};$$

$$I_{6II} = \frac{S_6}{\sqrt{3} U_{6II}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА.}$$

2. Определяем сопротивления отдельных элементов схемы:
для линии Л1

$$x_{1*(6)} = x_{ydl} \frac{S_6}{U_{6I}^2} = 0,4 \cdot 50 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,15;$$

$$r_{1*(6)} = r_{уд} l \frac{S_6}{U_{6I}^2} = 0,34 \cdot 50 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,13;$$

для линии Л2

$$x_{2*(6)} = x_{уд} l \frac{S_6}{U_{6I}^2} = 0,4 \cdot 30 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,09;$$

$$r_{2*(6)} = r_{уд} l \frac{S_6}{U_{6I}^2} = 0,46 \cdot 30 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,1;$$

для линии Л3

$$x_{3*(6)} = x_{уд} l \frac{S_6}{U_{6II}^2} = 0,4 \cdot 2 \cdot \frac{100}{105^2} = 0,726; \quad r_{3*(6)} = 1,16;$$

$$x_{4*(6)} = x_{уд} l \frac{S_6}{U_{6II}^2} = 0,4 \cdot 8 \cdot \frac{100}{105^2} = 2,9; \quad r_{4*(6)} = 6,68;$$

для трансформаторов Т1 и Т2

$$x_{5*(6)} = x_{6*(6)} = \frac{u_k \%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{II}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{6,3} = 1,67;$$

для системы С1

$$x_{7*(6)} = \frac{S_6}{S_c} = \frac{100}{800} = 0,125;$$

для системы С2

$$x_{8*(6)} = \frac{I_{6I}}{I_{к}^{11(3)}} = \frac{0,5}{3,5} = 0,142.$$

3. Рассчитываем токи к. з. в точке K_1 (индекс * (б) не указываем).

Результатирующие сопротивления схемы до точки K_1 :

$$Z_1 = \sqrt{r_1^2 + (x_1 + x_7)^2} = \sqrt{0,13^2 + 0,275^2} = 0,305;$$

$$Z_2 = \sqrt{r_2^2 + (x_2 + x_8)^2} = \sqrt{0,1^2 + 0,232^2} = 0,254;$$

$$Z_{11} = \frac{Z_1 Z_2}{Z_1 + Z_2} = \frac{0,305 \cdot 0,254}{0,305 + 0,254} = 0,139.$$

Ток короткого замыкания в точке K_1 :

$$I_{к}^{(3)} = \frac{I_{6I}}{Z_{11}} = \frac{0,5}{0,139} = 3,6 \text{ кА}.$$

Ударный коэффициент найдем, как и ранее, по отношению x_{Σ}/r_{Σ} :

$$r_{\Sigma 1} = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} = \frac{0,13 \cdot 0,1}{0,13 + 0,1} = 0,058;$$

$$x_{\Sigma 1} = \frac{(x_1 + x_7)(x_2 + x_8)}{x_1 + x_7 + x_2 + x_8} = 0,126,$$

что соответствует $k_{yI} = 1,22$.

Тогда ударный ток в месте к. з.:

$$i_y = \sqrt{2} k_{yI} I_k^{(3)} = 1,41 \cdot 1,22 \cdot 3,6 = 6,2 \text{ кА.}$$

Как и следовало ожидать, результаты расчетов в именованных и относительных базисных единицах полностью совпали.

Токи к. з. в точках K_2 и K_3 рассчитывают аналогично. Ток короткого замыкания в точке K_2 :

$$I_k^{(3)} = \frac{I_{6II}}{Z_{\Sigma 2}} = \frac{I_{6II}}{Z_{\Sigma 1} + x_{3/2}} = \frac{5,5}{0,139 + 0,835} = 5,65 \text{ кА;}$$

в точке K_3 :

$$I_k^{(3)} = \frac{I_{6II}}{Z_{\Sigma 3}} = \frac{I_{6II}}{Z_{\Sigma 2} + Z_{\Sigma 3}} = \frac{5,5}{0,974 + 8,64} = 0,57 \text{ кА.}$$

Ток двухфазного к. з. в точке K_1 :

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_k^{(3)} = 0,865 \cdot 3,6 = 3,1 \text{ кА;}$$

в точке K_2 :

$$I_k^{(2)} = 0,865 \cdot 5,65 = 4,9 \text{ кА;}$$

в точке K_3 :

$$I_k^{(2)} = 0,865 \cdot 0,57 = 0,49 \text{ кА.}$$

Мощности короткого замыкания определяют по следующим выражениям:

для точки K_1

$$S_k^{(3)} = \sqrt{3} U_{6I} I_k^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 3,6 = 717 \text{ мВ} \cdot \text{А;}$$

для точки K_2

$$S_k^{(3)} = \sqrt{3} U_{6II} I_k^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 5,65 = 103 \text{ мВ} \cdot \text{А;}$$

для точки K_3

$$S_k^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,57 = 10,4 \text{ мВ} \cdot \text{А.}$$

Пример 3.2. Определение начального и ударного токов к. з. с учетом влияния нагрузки. В схеме электроснабжения (рис. 3.3) в точке K произошло трехфазное к. з. Вычислить начальный сверхпереходный и ударный токи в месте короткого замыкания.

Исходные данные элементов расчетной схемы следующие.

Система S неограниченной мощности, неизменное напряжение которой приложено за эквивалентным индуктивным сопротивлением 13 Ом; трансформатор T ($S_n = 6,3 \text{ мВ} \cdot \text{А; } 110/6,3 \text{ кВ; } u_k = 10,5\%$); воздушная линия L длиной 50 км, $x_{уд} = 0,4 \text{ Ом/км;}$ обобщенная

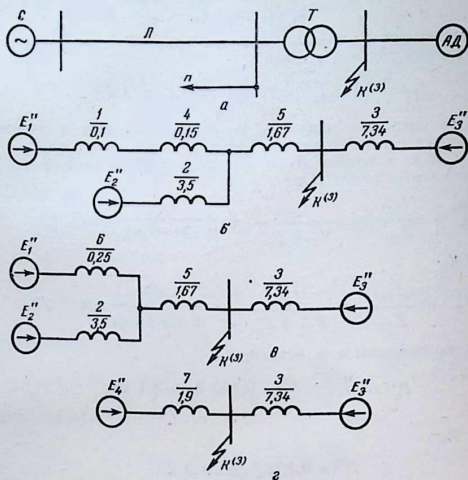


Рис. 3.3 К примеру 3.2:

а — расчетная схема; б — схема замещения; в, г — варианты преобразования схемы.

нагрузка H (комплексная) ($S_H = 10$ МВ·А, $x_H^* = 0,35$, $E_{H*}^* = 0,85$).

Асинхронный двигатель АД в предшествующем режиме работает с загрузкой 90 %, $P_H = 2000$ кВт; $U_H = 6$ кВ; $\cos \varphi = 0,83$; $\eta = 92$ %; $I_{пуск} = 5,2$.

Эквивалентная схема замещения с учетом нагрузки показана на рисунке 3.3, б.

1. Найдем сопротивления элементов схемы в относительных базисных единицах при $S_6 = 100$ кВ·А и $U_{61} = 115$ кВ, $I_{61} = 0,5$ кА и $U_{611} = 10,5$ кВ, $I_{611} = 5,5$ кА:

для системы

$$x_{1*(6)} = x_0 \frac{S_6}{U_{61}^2} = 13 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,1 ;$$

для нагрузки

$$x_{2*(6)} = x_{H*}'' \frac{S_6}{S_H} = 0,35 \cdot \frac{100}{10} = 3,5 ;$$

для асинхронного двигателя

$$x_{3*}(6) = \frac{1}{I_{пуск*}} \frac{S_6 \eta \cos \varphi}{P_H} = \frac{1}{5,2} \cdot \frac{100 \cdot 0,92 \cdot 0,83}{2} = 7,3 ;$$

для линии

$$x_{4*}(6) = x_{уд} l \frac{S_6}{U_{6I}^2} = 0,4 \cdot 50 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,15 ;$$

для трансформатора

$$x_{5*}(6) = \frac{u_k \%}{100} \frac{S_6}{S_H} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{6,3} = 1,67.$$

2. Сверхпереходные э. д. с.:

для системы принимаем, что

$$E_{1*}''(6) = E_{1*}''(H) = 1;$$

для обобщенной нагрузки (задано)

$$E_{2*}''(6) = 0,85 ;$$

для асинхронного двигателя определяем по выражению (3.40) в относительных единицах:

$$E_{3*}''(H) = U_{0*} - I_{0*} x_{дв*}'' \sin \varphi_0 = 1 - 0,9 \cdot \frac{1}{5,2} \cdot 0,558 = 0,9;$$

$$E_{3*}''(6) = E_{3*}''(H) = 0,9.$$

Преобразуем схему к простейшему виду (рис. 3.3, з). После преобразования получим:

$$x_{6*}(6) = x_{1*}(6) + x_{4*}(6) = 0,1 + 0,15 = 0,25;$$

$$x_{7*}(6) = \frac{x_{6*}(6) x_{2*}(6)}{x_{6*}(6) + x_{2*}(6)} + x_{5*}(6) = \frac{0,25 \cdot 3,5}{0,25 + 3,5} + 1,67 = 1,9 ;$$

$$E_{4*}''(6) = \frac{E_{1*}'' x_2 + E_{2*}'' x_6}{x_2 + x_6} = \frac{1 \cdot 3,5 + 0,85 \cdot 0,25}{3,5 + 0,25} = 0,99.$$

3. Ток в месте к. з. от ветви система — нагрузка:

$$I_{к*}''(3) = \frac{E_{4*}''(6)}{x_{7*}(6)} = \frac{0,99}{1,9} = 0,52.$$

Ток к. з. от асинхронного двигателя:

$$I_{к*}''(3) = \frac{E_{3*}(6)}{x_{3*}(6)} = \frac{0,9}{7,3} = 0,123.$$

Полный ток к. з. в именованных единицах:

$$I_{\text{к}}^{(3)} = (I_{\text{к с}}^{(3)} + I_{\text{к дв}}^{(3)}) I_{\text{б II}} = (0,52 + 0,123) \cdot 9,16 = 4,76 + 1,13 = 5,89 \text{ кА.}$$

Ударный ток в месте к. з. находится по выражению

$$i_y = i_{y \text{ с}} + i_{y \text{ дв}} = \sqrt{2} k_{y \text{ с}} I_{\text{к с}}^{(3)} + \sqrt{2} k_{y \text{ дв}} I_{\text{к дв}}^{(3)}.$$

Для асинхронного двигателя ударный коэффициент определим по кривой $k_{y \text{ дв}} = f(P_{\text{н}})$, приведенной в приложении 20. Ударный коэффициент от системы найдем по эквивалентной постоянной времени, как это показано в примере 3.1. Примем $k_{y \text{ с}} = 1,8$ и по кривой найдем $k_{y \text{ дв}} = 1,75$, тогда

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 4,76 + \sqrt{2} \cdot 1,75 \cdot 1,13 = 12,1 + 2,8 = 14,9 \text{ кА.}$$

Пример 3.3. Расчет токов трехфазного короткого замыкания с использованием расчетных кривых.

Определить для моментов времени $t=0; 0,5 \text{ с}; \infty$ токи при трехфазном к. з. в точках K_1 и K_2 схемы электроснабжения, показанной на рисунке 3,4,а, при работе гидростанции малой мощности изолированно и параллельно с мощной системой.

Данные расчетной схемы следующие:

генераторы Г1 и Г2 ($U_{\text{н}}=6,3 \text{ кВ}; P_{\text{н}}=1000 \text{ кВт}; \cos \varphi_{\text{н}}=0,8; x_d''=0,25$);

трансформаторы Т1 и Т2 ($S_{\text{н}}=1600 \text{ кВ} \cdot \text{А}; 6,3/10,5 \text{ кВ}; u_{\text{к}}=5,5 \%$);

трансформатор Т3 ($S_{\text{н}}=6,3 \text{ кв} \cdot \text{А}; 110/10,5 \text{ кВ}; u_{\text{к}}=10,5 \%$);
линии Л1 и Л2 (воздушные, длиной соответственно 8 и 50 км;
 $x_{\text{уд}}=0,4 \text{ Ом/км}$);

система неограниченной мощности, $x_0 \approx 0$.

Расчет проведем в относительных базисных единицах при $S_{\text{б}}=10 \text{ мВ} \cdot \text{А}$ и $U_{\text{б I}}=6,3 \text{ кВ}; U_{\text{б II}}=10,5 \text{ кВ}; U_{\text{б III}}=115 \text{ кВ}$.

1. Определяем сопротивления отдельных элементов схемы: для генераторов Г1 и Г2

$$x_{1 \cdot (6)} = x_{2 \cdot (6)} = x_d'' \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{н г}}} = 0,25 \cdot \frac{10}{1,25} = 2,$$

где

$$S_{\text{н г}} = \frac{P_{\text{н}}}{\cos \varphi_{\text{н}}} = \frac{1}{0,8} = 1,25 \text{ мВ} \cdot \text{А};$$

для трансформаторов Т1 и Т2

$$x_{3 \cdot (6)} = x_{4 \cdot (6)} = \frac{u_{\text{к}} \% S_{\text{б}}}{100 S_{\text{н}}} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{10}{1,6} = 0,344;$$

для линии Л1

$$x_{5 \cdot (6)} = x_{\text{уд}} l \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{б I}}^2} = 0,4 \cdot 8 \cdot \frac{10}{10,5^2} = 0,29;$$

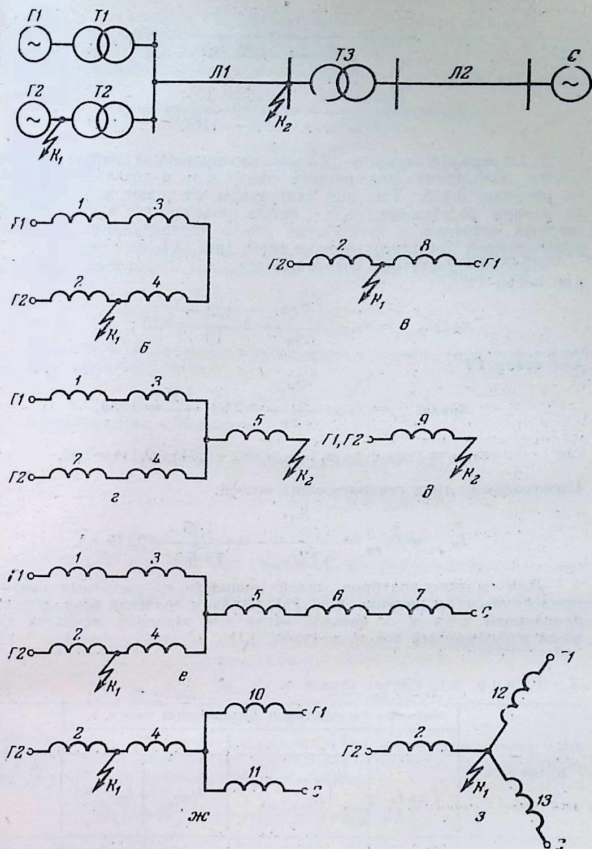


Рис. 3.4 К примеру 3.3:

δ — расчетная схема; θ , ϵ — схемы замещения к расчету тока в точке K_1 при изолированной работе станции; θ , δ — то же, для точки K_2 ; ϵ , θ , δ — схемы замещения к расчету тока к. з. в точке K_1 при параллельной работе станции и системы.

для трансформатора ТЗ

$$x_{6*(6)} = \frac{u_k \% S_6}{100 S_{II}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{10}{6,3} = 0,167;$$

для линии Л2

$$x_{7*(6)} = x_{уд} l \frac{S_6}{U_{6III}^2} = 0,4 \cdot 50 \cdot \frac{10}{115^2} = 0,015.$$

2. Определим токи к. з. при изолированной работе станции. Схема замещения для расчета тока к. з. в точке K_1 показана на рисунке 3.4, б. Так как генераторы от точки к. з. находятся на разном расстоянии, то их нельзя объединять в один эквивалентный источник, а необходимо учесть индивидуально. Таким образом, имеем две генерирующие ветви (рис. 3.4, в).

Находим расчетные сопротивления:

для ветви Г2

$$x_{расч. Г2} = x_{2*(6)} \frac{S_{II Г2}}{S_6} = 2 \cdot \frac{1,25}{10} = 0,25 ;$$

для ветви Г1

$$x_{расч. Г1} = x_{8*(6)} \frac{S_{II Г1}}{S_6} = 2,69 \cdot \frac{1,25}{10} = 0,336,$$

где $x_{8*(6)} = x_{1*(6)} + x_{3*(6)} + x_{4*(6)} = 2 + 0,344 + 0,344 = 2,69.$

Номинальные токи генерирующих ветвей:

$$I_{II Г1}^0 = I_{II Г2}^0 = \frac{S_{II Г}}{\sqrt{3} U_{ср.к}} = \frac{1,25}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 0,115 \text{ кА}.$$

Для гидрогенераторов малой мощности по расчетным кривым, приведенным на рисунке X.16 [1], находим значения периодической составляющей тока к. з. каждой ветви для заданных моментов времени и суммарный ток к. з. (табл. 3.1).

Таблица 3.1. Расчет тока к. з.

Время t , с	Значения периодических составляющих тока к. з.				Суммарный ток к. з. $J_{к'}$, кА
	Г1		Г2		
	$I_{пк t_*}$	$I_{пк t} = I_{пк t_*} \times \frac{I_{II Г1}}{I_{II Г1}^0}$, кА	$I_{пк t_*}$	$I_{пк t}$, кА	
0	3,4	0,34	4,45	0,51	0,9
0,5	2,0	0,23	2,27	0,26	0,49
∞	2,25	2,26	2,55	0,29	0,15

При к. з. в точке K_2 расчет можно вести по общему изменению токов, преобразовав схему (рис. 3.4, *в*) к одной генерирующей ветви с суммарной номинальной мощностью генераторов (рис. 3.4, *д*). Расчетное сопротивление для этого случая:

$$x_{\text{расч.}} = x_{9*(6)} \frac{S_{\text{н}\Sigma}}{S_6} = 1,462 \cdot \frac{2 \cdot 1,25}{10} = 0,395,$$

где

$$x_{9*(6)} = \frac{x_{1*(6)} + x_{3*(6)}}{2} + x_{5*(6)} = \frac{2 + 0,344}{2} + 0,29 = 1,462.$$

Суммарный номинальный ток генераторов, приведенный к среднему напряжению ступени, где находится точка к. з.:

$$I_{\text{н}\Sigma} = \frac{S_{\text{н}\Sigma}}{\sqrt{3} U_{\text{ср.н}}} = \frac{2 \cdot 1,25}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,137 \text{ кА}.$$

По расчетным кривым находим относительные значения периодической слагающей тока к. з.:

$$I''_{\text{н}*} = 2,68; \quad I_{\text{н}*0,5} = 1,85; \quad I_{\text{н}*\infty} = 2,1.$$

В именованных единицах:

$$I''_{\text{к}} = I''_{\text{н}*} I_{\text{н}\Sigma} = 2,68 \cdot 0,137 = 0,37 \text{ кА};$$

$$I_{\text{к}0,5} = I_{\text{н}*0,5} I_{\text{н}\Sigma} = 1,85 \cdot 0,137 = 0,25 \text{ кА};$$

$$I_{\text{к}\infty} = I_{\text{н}*\infty} I_{\text{н}\Sigma} = 2,1 \cdot 0,137 = 0,29 \text{ кА}.$$

3. Находим ток к. з. при параллельной работе станции с системой.

При к. з. в точке K_2 определяем периодическую слагающую тока от системы:

$$I''_{\text{с}} = I_{\text{с}0,5} = I_{\text{с}\infty} = \frac{I_{611}}{x_{6*(6)} + x_{7*(6)}} = \frac{0,55}{0,167 + 0,015} = 3 \text{ кА},$$

где

$$I_{611} = \frac{S_6}{\sqrt{3} U_{611}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,55 \text{ кА}.$$

— базисный ток на ступени напряжения, где находится точка к. з. Токи от станции известны из предыдущего расчета. В суммарном токе в месте к. з. преобладает ток системы:

$$I''_{\text{к}} = I''_{\text{к}_\Gamma} + I''_{\text{к}_\text{с}} = 0,37 + 3 = 3,37 \text{ кА};$$

$$I_{\text{к}0,5} = 3,25 \text{ кА}; \quad I_{\text{к}\infty} = 3,29 \text{ кА}.$$

При к. з. в точке K_1 расчет необходимо вести по индивидуальному изменению, выделив три генерирующие ветви: систему, Г1 и Г2. Схема замещения и ее преобразования для этого случая показаны на рисунке 3.4, *е, ж, з*.

Определим взаимные сопротивления генератора Г1 и системы С относительно точки к. з.:

для генератора Г1

$$x_{12*(6)} = \frac{x_{\Sigma*(6)}}{C_{Г1}} = 4,3;$$

для системы

$$x_{13*(6)} = \frac{x_{\Sigma*(6)}}{C_{сист}} = 0,88,$$

где $C_{Г1}$ и $C_{сист}$ — коэффициенты распределения генерирующих ветвей Г1 и С.

$$C_{Г1} = \frac{x_{экв}}{x_{10}} = \frac{0,39}{2,344} = 0,17 ;$$

$$C_{сист} = \frac{x_{экв}}{x_{11}} = \frac{0,39}{0,472} = 0,83 ;$$

$$x_{экв} = \frac{x_{10}x_{11}}{x_{10} + x_{11}} = \frac{2,344 \cdot 0,472}{2,344 + 0,472} = 0,39;$$

$$x_{10} = x_1 + x_3 = 2 + 0,344 = 2,344 ;$$

$$x_{11} = x_5 + x_6 + x_7 = 0,29 + 0,167 + 0,015 = 0,472 ;$$

$$x_{\Sigma*(6)} = x_{экв} + x_4 = 0,39 + 0,344 = 0,73.$$

Расчетные сопротивления генерирующих ветвей:
для ветви Г1

$$x_{расч*Г1} = x_{12*(6)} \frac{S_{Г1}}{S_6} = 4,3 \cdot \frac{1,25}{10} = 0,54;$$

для ветви Г2

$$x_{расч*Г2} = x_{2*(6)} \frac{S_{Г2}}{S_6} = 2 \cdot \frac{1,25}{10} = 0,25.$$

Токи от генераторов определяем по расчетным кривым. Ток от системы находим из условия постоянства напряжения на шинах системы:

$$I_c^* = I_{c0,5} = I_{c\infty} = \frac{I_{6I}}{x_{13*(6)}} = \frac{0,92}{0,88} = 1,05 \text{ кА},$$

$$\text{где } I_{6I} = \frac{S_6}{\sqrt{3} U_{6I}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 0,92 \text{ кА}$$

— базисный ток на ступени напряжения, где находится точка к.з.
Результаты расчетов сводим в таблицу 3.2.

Таблица 3.2. Расчет тока к. з.

Время t , с	Значение периодических составляющих тока к. з.					Суммарный ток к. з. I_k , кА
	I_1		I_2		C	
	$I_{пкI*}$	$I_{пкI}$, кА	$I_{пкI*}$	$I_{пкI}$, кА	$I_{пкI}$, кА	
0	1,9	0,22	4,45	0,51	1,05	1,78
0,5	1,52	0,17	2,27	0,23	1,05	1,48
∞	1,75	0,12	2,55	0,29	1,05	1,54

3.2. Расчет токов короткого замыкания в сетях напряжением 380/220 В

Расчет токов к. з. в сельских сетях 380/220 В, питаемых от распределительных сетей системы через понижающие трансформаторы, проводят при условии, что на шинах высшего напряжения понизительного трансформатора напряжение неизменно и равно номинальному значению. Таким образом, при определении результирующего сопротивления Z_{Σ} до точки к. з. можно учитывать активные и индуктивные сопротивления лишь трансформатора и проводов линии 0,38 кВ.

Расчеты сводятся, как правило, к определению максимального тока трехфазного к. з. на шинах 0,4 кВ трансформатора и тока однофазного к. з. в наиболее электрически удаленной точке линии. Значение тока трехфазного к. з. необходимо для проверки устойчивости аппаратуры и согласования действия защит трансформатора и линий 0,38 кВ, а по току однофазного к. з. проверяют эффективность системы зануления.

Если ток трехфазного к. з. в точке K_1 (рис. 3.5) определяют в именованных единицах, то используют выражение

$$I_{K_1}^{(3)} = \frac{U_6}{\sqrt{3} Z_{\Sigma}} = \frac{U_6}{\sqrt{3} \sqrt{(r_T + r_L)^2 + (x_T + x_L)^2}}, \quad (3.56)$$

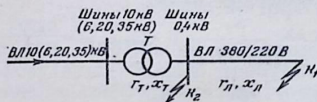


Рис. 3.5 К расчету токов к.з. в сетях 380/220 В.

где U_6 — базисное напряжение, В; r_T , x_T , r_L , x_L — сопротивления соответственно трансформатора и линии, приведенные к базисному напряжению, Ом.

Активные и индуктивные сопротивления трансформатора и линии находят как

$$r_T = r_{T*(H)} \frac{U_6^2}{S_H} = \frac{\Delta P_{к.з}}{S_H} \frac{U_6^2}{S_H}; \quad (3.57)$$

$$x_T = x_{T*(H)} \frac{U_6^2}{S_H} = \sqrt{\left(\frac{u_k\%}{100}\right)^2 - r_{T*(H)}^2}; \quad (3.58)$$

$$r_L = r_{уд} l \left(\frac{U_6}{U_{ср.л}}\right)^2; \quad x_L = x_{уд} l \left(\frac{U_6}{U_{ср.л}}\right)^2. \quad (3.59)$$

Если ток к. з. находят в относительных единицах, то используют формулу

$$I_{к_1}^{(3)} = \frac{I_6}{Z_{T*(6)}} = \frac{I_6}{\sqrt{(r_{T*(6)} + r_{L*(6)})^2 + (x_{T*(6)} + x_{L*(6)})^2}}, \quad (3.60)$$

где I_6 — базисный ток, А.

Сопротивления трансформатора и линии в относительных единицах определяют по формулам:

$$r_{T*(6)} = r_{T*(H)} \frac{S_6}{S_H}; \quad x_{T*(6)} = x_{T*(H)} \frac{S_6}{S_H}; \quad (3.61)$$

$$r_{L*(6)} = r_{уд} l \frac{S_6}{U_6^2}; \quad x_{L*(6)} = x_{уд} l \frac{S_6}{U_6^2}. \quad (3.62)$$

Максимальный ток трехфазного к. з. на шинах 0,4 кВ трансформатора (тока K_2) находят по выражениям:

$$I_{к_2}^{(3)} = \frac{U_6}{\sqrt{3} Z_T} = \frac{U_6}{\sqrt{3} \sqrt{r_T^2 + x_T^2}}; \quad (3.63)$$

$$I_{к_2}^{(3)} = \frac{I_6}{Z_{T*(6)}}. \quad (3.64)$$

Подставив в формулу (3.64)

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} U_6} \text{ и } Z_{T*(6)} = \frac{u_k\%}{100} \frac{S_6}{S_H},$$

получим

$$I_{к_2}^{(3)} = \frac{100}{u_k\%} \frac{S_H}{\sqrt{3} U_6}. \quad (3.65)$$

В выражении (3.65) величина $\frac{100}{u_k \%}$ представляет собой относительное значение максимального тока трехфазного к. з. при номинальных условиях, то есть по отношению к номинальному току трансформатора.

Токи однофазного к. з. в сетях 380/220 В определяют по приближенной формуле

$$I_k^{(1)} = \frac{U_\phi}{\frac{Z_T}{3} + Z_\Pi} \quad (3.66)$$

где U_ϕ — фазное напряжение сети; Z_T — полное сопротивление трансформатора току замыкания на корпус (см. табл. X.4 [1]); Z_Π — полное сопротивление петли фазный — нулевой провода линии, которое находят по выражению

$$Z_\Pi = l \sqrt{(r_{\text{уд.ф}} + r_{\text{уд.н}})^2 + (x_{\text{уд.ф.внутр}} + x_{\text{уд.н.внутр}} + x_{\text{уд.п.внешн}})^2} \quad (3.67)$$

Если линия выполнена проводами разных марок и сечений, то сначала определяют сопротивление петли для каждого участка, а затем суммированием находят полное сопротивление Z_Π .

Для проводов из любого материала принимают, что внешнее индуктивное сопротивление петли $x_{\text{уд.п.внешн}} = 0,6$ Ом/км. Если фазный и нулевой провода линии выполнены из цветных металлов, то их внутренним индуктивным сопротивлением пренебрегают ($x_{\text{уд.ф.внутр}} = x_{\text{уд.н.внутр}} = 0$). При наличии стальных проводов их активное и внутреннее индуктивное сопротивления в расчетах принимают для токов, при которых обеспечивается автоматическое отключение линии при замыканиях между фазным и нулевым проводом. При защите линии плавкими предохранителями или автоматическими выключателями с тепловыми расцепителями этот ток должен не менее чем в три раза превышать номинальный ток плавкой вставки или теплового расцепителя.

Зависимости сопротивления стальных многопроводных проводов от протекающего по ним тока показаны на рисунке IV.23 [1].

Если при таком приближенном расчете ток однофазного к. з. получается больше требуемого, то уточнять его значение не следует, так как требуемая кратность тока к. з. обеспечивается. Если же ток однофаз-

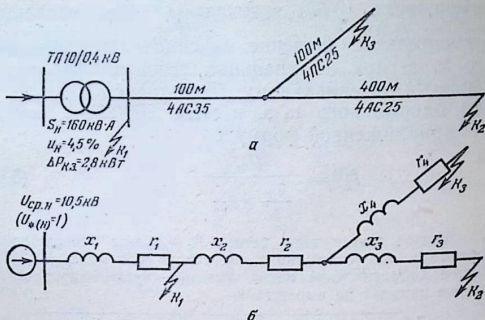


Рис. 3.6 К примеру 3.4:
а — расчетная схема; б — схема замещения.

ного к. з. получается меньше, то необходимо предусмотреть мероприятия по увеличению тока (замена трансформатора, увеличение сечения проводов, секционирование линии и т. д.).

Пример 3.4. Определить значения токов к. з. при трехфазных к. з. в точках K_2 и K_1 и минимальный ток при однофазном к. з. в линии 0,38 кВ, защищенной предохранителем с плавкой вставкой, $I_n = 35$ А. Исходные данные для расчета указаны на рисунке 3.6, а.

Расчет проведем в именованных единицах. Примем за основную (базисную) ступень с напряжением $U_6 = 10,5$ кВ. Определим сопротивления элементов схемы, приведенные к базисному напряжению. Полное сопротивление трансформатора:

$$Z_T = Z_1 = \frac{u_k \%}{100} \cdot \frac{U_6^2}{S_n} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{10,5^2}{0,16} = 31 \text{ Ом};$$

активное сопротивление трансформатора:

$$r_1 = \frac{\Delta P_{k.3}}{S_n} \cdot \frac{U_6^2}{S_n} = \frac{2,8}{160} \cdot \frac{10,5^2}{0,16} = 12,06 \text{ Ом};$$

индуктивное сопротивление трансформатора:

$$x_1 = \sqrt{Z_1^2 - r_1^2} = \sqrt{31^2 - 12,06^2} = 28,6 \text{ Ом}.$$

Сопротивления участков линии:

$$r_2 = r_{yl} l \left(\frac{U_6}{U_{ср.н}} \right)^2 = 0,85 \cdot 0,1 \cdot \left(\frac{10,5}{0,4} \right)^2 = 58,6 \text{ Ом};$$

$$x_2 = x_{уд} \left(\frac{U_6}{U_{ср.н}} \right)^2 = 0,4 \cdot 0,1 \cdot \left(\frac{10,5}{0,4} \right)^2 = 27,6 \text{ Ом};$$

$$r_3 = 1,38 \cdot 0,4 \cdot \left(\frac{10,5}{0,4} \right)^2 = 380,4 \text{ Ом};$$

$$x_3 = 0,4 \cdot 0,4 \cdot \left(\frac{10,5}{0,4} \right)^2 = 110,25 \text{ Ом}.$$

Результирующее сопротивление до точки K_2 :

$$\begin{aligned} Z_{\Sigma} &= \sqrt{(r_1 + r_2 + r_3)^2 + (x_1 + x_2 + x_3)^2} = \\ &= \sqrt{(12,06 + 58,6 + 380,4)^2 + (28,6 + 27,6 + 110,25)^2} = \\ &= 480,8 \text{ Ом}. \end{aligned}$$

Ток при трехфазном к. з. в точке K_2 , приведенный к базисному напряжению:

$$I_{K_2}^{(3)} = \frac{U_6}{\sqrt{3} Z_{\Sigma}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 480,8} = 12,6 \text{ А}.$$

Ток в месте к. з., то есть в линии:

$$I_{K_2}^{(3)} = I_{K_2}^{(3)} \frac{U_6}{U_{ср.н}} = 12,6 \cdot \frac{10,5}{0,4} = 331 \text{ А}.$$

Максимальный ток трехфазного к. з. на шинах 0,4 кВ трансформатора при к. з. в точке K_1 можно найти по формуле

$$I_{K_1}^{(3)} = \frac{U_6}{\sqrt{3} Z_T} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 31} = 195,5 \text{ А}$$

или по выражению (3.65)

$$I_{K_1}^{(3)} = \frac{100}{u_k} \frac{S_n}{\sqrt{3} U_6} = \frac{100}{4,5} \cdot \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 195,5 \text{ А}.$$

Пользуясь последним выражением, определим ток в точке к. з.:

$$I_{K_1}^{(3)} = \frac{100}{4,5} \cdot \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 5132 \text{ А}.$$

Чтобы найти минимальный ток при однофазном к. з., наметим на линии две расчетные точки: K_2 и K_3 .

Определим полное сопротивление петли фазный — нулевой провода: для участка, выполненного проводом АС35,

$$\begin{aligned} Z_{п1} &= l \sqrt{(r_{уд.ф} + r_{уд.н})^2 + x_{уд.п.внешн}^2} = \\ &= 0,1 \sqrt{(0,85 + 0,85)^2 + 0,6^2} = 0,18 \text{ Ом}; \end{aligned}$$

для участка, выполненного с проводом АС25,

$$Z_{п_2} = l \sqrt{(r_{уд.ф} + r_{уд.н})^2 + x_{уд.п.внешн}^2} = \\ = 0,4 \sqrt{(1,38 + 1,38)^2 + 0,6^2} = 1,13 \text{ Ом.}$$

для участка с проводом ПС25

$$Z_{п_3} = l \sqrt{(r_{уд.ф} + z_{уд.н})^2 + (x_{уд.ф.внутр} + x_{уд.н.внутр} + \\ + x_{уд.п.внешн})^2} = 0,1 \sqrt{(6,2 + 6,2)^2 + (1,6 + 1,6 + 0,6)^2} = \\ = 1,24 \text{ Ом.}$$

Удельные активное и внутреннее индуктивное сопротивления провода ПС25 приняты для тока $I=3$ $I_n=3 \cdot 35=105$ А. Из таблицы Х.4 [1] находим, что полное сопротивление трансформатора току замыкания на корпус, приведенное к напряжению 0,4 кВ, $Z_T=0,7$ Ом.

Тогда ток однофазного к. з. в точке K_2 :

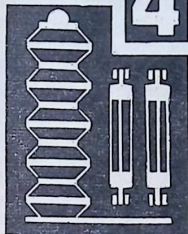
$$I_{K_2}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_T}{3} + Z_{п_1} + Z_{п_2}} = \frac{230}{\frac{0,7}{3} + 0,18 + 1,13} = 149 \text{ А.}$$

Ток в точке K_3 :

$$I_{K_3}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_T}{3} + Z_{п_1} + Z_{п_3}} = \frac{230}{\frac{0,7}{3} + 0,18 + 1,24} = 139 \text{ А.}$$

Таким образом, расчетный минимальный ток однофазного к. з. больше требуемого $I_{K_3}^{(1)} > 105$ А, и, следовательно, надежное срабатывание предохранителей при к. з. обеспечивается.

Глава 4



ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ АППАРАТУРА

Работа 5. Разъединители, отделители, короткозамыкатели, выключатели нагрузки

Содержание работы. 1. Изучить назначение и особенности конструкции разъединителей, отделителей, короткозамыкателей и выключателей нагрузки.

2. Изучить конструкцию разъединителей РВЗ-10, РЛНДА-10, РНДЗ-35.

3. Изучить конструкцию отделителя ОД-110 и короткозамыкателя КЗ-110.

4. Изучить конструкцию выключателя нагрузки ВНП-16.

Общие сведения. Разъединители являются простейшими коммутационными аппаратами. Они предназначены в основном для разъединения отключенных частей электроустановок с целью создания видимого разрыва для обеспечения безопасности при ремонтных работах. Разъединители можно использовать также для отключения и выключения некоторых электрических цепей с током. Из-за малой отключающей способности разъединители (у них нет дугогасительных устройств) могут отключать только небольшие токи. Разъединители могут снабжаться дополнительными заземляющими ножами. Главными и заземляющими ножами управляют обычно при помощи ручных (рычажных) приводов.

Для внутренних сельскохозяйственных электроустановок напряжением 10 кВ наиболее часто используют разъединители типа РВ-10.

Разъединитель РВЗ-10/400, конструкция которого показана на рисунке XII.29 [1], собран на металлической раме, общей для всех трех полюсов. На раме укреплен вал с приводным рычагом на одном конце. Ножи разъединителя связаны фарфоровыми тягами с рычагами на валу.

Неподвижные контакты представляют собой Г-образные стойки, скрепленные винтами с контактными пластинами. Нож каждой фазы разъединителя состоит из двух пластин, охватывающих контактную стойку.

На пластинах имеются штампованные цилиндрические выпуклости со стороны разъёмной части ножа и кольцевые в осевой части, благодаря чему нож с неподвижными контактами соприкасается по линиям. Давление в контактах создается пластинчатыми фигурными пружинами, и его можно регулировать.

Чтобы увеличить динамические силы нажатия в контактах, на конце ножа укреплены стальные пластины, которые увеличивают напряженность магнитного поля вблизи размыкающих контактов. Такое устройство называют магнитным замком.

Разъединители для наружной установки должны иметь изоляцию, рассчитанную для работы в неблагоприятных условиях окружающей среды (загрязнение, влага, снег), а также обладать повышенной механической

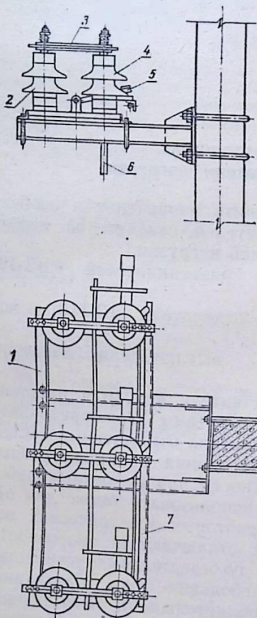


Рис. 4.1 Разъединитель РЛНДА-1-10:

1 — рама; 2 — неподвижные изоляторы; 3 — главные ножи; 4 — подвижные изоляторы; 5 — заземляющие ножи; 6 — вал привода; 7 — тяга.

кой прочностью в связи с возможностью образования гололеда на контактах.

Разъединители РЛНДА-10 с горизонтальным расположением ножей применяют для подключения мачтовых и комплектных потребительских подстанций к линии напряжением 10 кВ, а также для секционирования ВЛ 10 кВ.

Разъединитель (рис. 4.1) собран на общей для всех полюсов металлической раме 1, на которой установлены три неподвижных опорных изолятора 2. К колпачкам изоляторов прикреплены короткие ножи с контактными ламелями. Три других подвижных изолятора 4 установлены на осях, которые посредством тяги 7 связаны между собой. Ось одного из изоляторов 4 соединена с валом 6 рычажного привода. На колпачках изоляторов 4 укреплены главные ножи 3, которые при повороте вала привода заходят в контакт между ламелями коротких неподвижных ножей. Для заземления главных ножей в отключенном положении служат заземляющие ножи 5.

Разъединители типа РЛНД и РНД на напряжение 35 кВ и выше изготавливают обычно в виде отдельных полюсов, соединяемых на месте монтажа в трехполюсный аппарат (рис. XII.30 [1]).

Подвижные контакты разъединителя состоят из двух плоских ножей, укрепленных на изоляторах. При повороте изоляторов ножи перемещаются в горизонтальной плоскости. На одном из ножей имеются контактные ламели, снабженные стальными пружинами, между которыми при включении разъединителя врубается другой нож. Слой гололеда, возникающий на контактах, при включениях и отключениях легко ломается, при этом изоляторы не испытывают значительных механических нагрузок.

Заземляющие ножи у таких разъединителей могут быть установлены с одной или двух сторон и служат для заземления главных ножей в отключенном положении. Привод разъединителей типа ПРН-110М имеет основной вал, соединенный с осями подвижных изоляторов, и один или два дополнительных, связанных с заземляющими ножами. Привод выпускают с механической блокировкой, препятствующей включению заземляющих ножей, когда основные ножи замкнуты.

Приводы всех разъединителей должны иметь также блокировки, обеспечивающие определенную последовательность операций с разъединителем и выключателем, чтобы не допустить отключение разъединителем тока нагрузки. Такие блокировки могут быть механическими, электромагнитными или с использованием замков системы Гинодмана.

Отделители и короткозамыкатели в первом приближении представляют собой разъединители с автоматическим управлением. Их применяют на упрощенных подстанциях без выключателей со стороны высшего напряжения (рис. XII.31 [1]).

Конструктивно (рис. XII.32 [1]) отделители типа ОД аналогичны разъединителям типа РНД. Основное отличие отделителя обусловлено его назначением: автоматически отключать поврежденный трансформатор во время бестоковой паузы. Чтобы обеспечить необходимую скорость отключения, каждый полюс отделителя снабжен отключающими пружинами, которые при включенном отделителе заведены и удерживаются в таком положении защелкой привода.

Короткозамыкатели типа КЗ по конструкции представляют собой разъединитель с вертикальным ножом, который под действием включающей пружины, встроенной в раму короткозамыкателя, автоматически создает искусственное короткое замыкание.

Для управления отделителями и короткозамыкателями применяют приводы типа ШПО (ПГ-10-0) и ШПК (ПГ-10-К) соответственно.

Выключатели нагрузки являются простейшими выключателями, способными отключать небольшие токи нагрузки.

Выключатели типа ВН-16 изготовляют на основе разъединителей типа РВ-10/400, но в отличие от последних выключатели снабжены дугогасительными контактами, дугогасительными камерами, отключающими пружинами и буферами.

На рисунке XII.28 [1] показана конструкция выключателя ВНП-16, скомплектованного с предохранителями типа ПК-10. В дугогасительной камере с вкладышами из органического стекла перемещается дугогасительный нож. При отключении сначала размыкаются главные контакты, а затем дугогасительные. Электрическая дуга горит в узкой щели между газогенерирую-

щими вкладышами. Давление в камере возрастает, и в конце хода дугогасительного ножа происходит выхлоп ионизированных газов в атмосферу. Дуга гаснет.

Отключающая способность выключателей нагрузки ВВП-16 определяется предохранителями и составляет 200 мВ·А. Однако при перегорании одного из предохранителей потребители будут получать неполнофазное питание. Этот недостаток устранен в выключателе нагрузки ВВП-17, который снабжен специальным устройством для автоматического отключения после перегорания любого предохранителя.

Указания к выполнению работы. 1. При изучении конструкции разъединителей, отделителей и короткозамыкателей обратите внимание на общее в их конструкции, найдите отличительные элементы, характеризующие данный тип аппарата, а также обратите внимание на особенности конструкции аппаратов, предназначенных для наружной установки. 2. При изучении конструкции выключателя нагрузки найдите, чем он отличается от конструкции разъединителя, обратите внимание на элементы, которые характеризуют этот аппарат как выключатель, а также на процесс дугогашения.

Контрольные вопросы. 1. Каково назначение разъединителей, отделителей и короткозамыкателей? 2. Какие требования предъявляются к конструкции разъединителей? 3. В чем состоит назначение и принцип действия магнитного замка? 4. Объясните конструкцию разъединителей типа РВ-10/400, РЛНД-1-10, РЛНД-35. 5. Каково назначение заземляющих ножей разъединителей? 6. В чем состоит основное отличие отделителя обычного исполнения от разъединителя? 7. При помощи каких приводов можно управлять разъединителями, отделителями и короткозамыкателями? 8. Каковы основные отличия выключателей нагрузки от разъединителей, от выключателей? 9. Расскажите об устройстве выключателя нагрузки ВВП-16. 10. Объясните назначение отключающих пружин и буферов. 11. Объясните процесс гашения дуги.

Работа 6. Плавкие предохранители

Содержание работы. 1. Изучить конструкцию плавких предохранителей.

2. Изучить процессы гашения дуги в предохранителях разных типов.

3. Изучить работу предохранителей при отключении больших и малых токов.

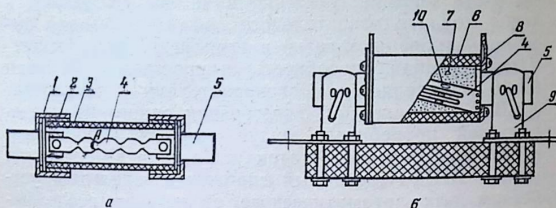


Рис. 4.2 Патрон предохранителя с закрытой фибровой трубкой типа ПР (а) и предохранитель наполненный типа ПН-2 (б):

1 — колпачок; 2 — обойма; 3 — фибровый патрон; 4 — плавкая вставка; 5 — контактный нож; 6 — фарфоровый корпус; 7 — наполнитель (кварцевый песок); 8 — крышка; 9 — контактные стойки; 10 — оловянные шарики.

Общие сведения. Плавкие предохранители являются простейшими защитно-коммутационными аппаратами.

Предохранители закрытые, фибровые, типа ПР (П — предохранитель, Р — разборный) изготовляют на номинальные напряжения до 500 В и номинальные токи до 1000 А. Предохранитель (рис. 42, а) состоит из фибрового патрона 3 с напрессованными на концах латунными обоймами 2, на которые навинчены латунные колпачки 1, плавкой вставки 4, присоединенной к контактным ножам 5. Колпачки 1 поддерживают контактные ножи и плотно закрывают торцы патрона. Плавкая вставка из цинка имеет два или несколько сужений. При соответствующем токе вставка плавится в месте сужения, зажигается дуга, под действием высокой температуры которой из стенок фибрового патрона выделяются газы (водород, углекислый газ). Давление внутри патрона достигает нескольких мегапаскалей, и дуга быстро гаснет. Эти предохранители являются токоограничивающими и инерционными.

Инерционность предохранителей типа ПР объясняется тепловыми процессами в фигурной плавкой вставке при нагревании ее током. Если ток относительно невелик, наиболее нагретой частью вставки является место перехода от самой узкой части к широкой (зона А). В этой зоне вставка и расплавляется. При резком увеличении тока тепло, выделяемое в самых узких частях вставки, за счет тепловой инерции не успевает отводиться к более широким частям и вставка перегорает в самых узких частях.

Наполненные предохранители типа ПН-2 изготавливают на напряжение до 500 В и номинальные токи до 1000 А (рис. 4.2, б).

Предохранитель состоит из квадратного фарфорового патрона, двух металлических крышек, прикрепленных винтами к торцам фарфорового патрона, двух контактных ножей и плавких вставок, укрепленных на ножах. Внутренняя полость патрона, имеющая цилиндрическую форму, наполнена сухим кварцевым песком.

Плавкие вставки штампуются из тонкой медной ленты. На ее средней части напаян оловянный шарик.

Дуга, возникающая после перегорания плавкой вставки, оказывается стесненной в узком канале между песчинками. За счет интенсивной поверхностной рекомбинации сопротивление дуги увеличивается и ток короткого замыкания, не достигнув максимального (ударного) значения, быстро снижается до нуля. Таким образом, кварцевые предохранители являются токоограничивающими.

Контактные ножи предохранителя врубаются в штампованные медные контактные стойки, укрепленные на изоляционной плите. Давление в контактах создают стальные пружинные кольца.

На рисунке XII.14 [1] показана конструкция кварцевых предохранителей типа ПК, которые выпускают на напряжения от 3 до 35 кВ и номинальные токи до 200 А.

Фарфоровый или стеклянный патрон предохранителя, заполненный кварцевым песком, армирован по концам латунными колпачками, являющимися одновременно контактами, которые вставляются в пружинные держатели, укрепленные на опорных изоляторах. К колпачкам припаяны плавкие вставки. Патрон предохранителя герметически запаян.

Плавкие вставки на номинальные токи до 7,5 А наматывают на керамический ребристый сердечник. Предохранители на токи свыше 7,5 А выполняют без сердечников.

Для снижения перенапряжений, возникающих при гашении дуги, плавкие вставки по длине выполняют из проводников различного сечения. В местах их соединения напаявают шарики из олова. При незначительном увеличении аварийного тока (перегрузка) плавкая вставка сравнительно медленно и равномерно по всей

длине нагревается до температуры плавления олова (505°K). При этом твердая медь вставки растворяется в жидком олове (металлургический эффект). Дальнейшее нагревание приводит к испарению раствора меди в олове, и в месте пайки загорается дуга короткой длины. Перенапряжения, возникающие при зажигании этой дуги, не опасны для изоляции электроустановки.

При быстром нарастании аварийного тока (короткое замыкание) плавкая вставка за счет тепловой инерции разогревается неравномерно. Наибольшее выделение тепла происходит в проводнике меньшего сечения. Эта часть вставки практически мгновенно ($2 \dots 4$ мкс) разогревается до температуры плавления меди, расплавляется и испаряется. На месте испарившегося проводника зажигается дуга, обусловленная коммутационным перенапряжением, пропорциональным длине дуги. Если после этого аварийный ток продолжает увеличиваться, то происходит последующее расплавление проводника большого сечения и его испарение, также сопровождающееся перенапряжением. Таким образом, при срабатывании таких предохранителей наблюдается двукратное перенапряжение, но ограниченное значением $2,5 U_n$.

Предохранители типа ПК снабжены указателем срабатывания.

Кварцевые предохранители типа ПКТ (Т — токоограничивающий) с одной плавкой вставкой из высокоомного материала (константана) служат для защиты трансформаторов напряжения и отличаются от предохранителей типа ПК меньшими размерами и отсутствием указателя срабатывания.

В открытых электроустановках 10—110 кВ сельскохозяйственного назначения применяют также стреляющие предохранители типа ПСН, конструкция которых показана на рисунке XII.16 [1].

Указания к выполнению работы. 1. Ознакомиться с техническими данными предохранителей и записать их в протокол.

2. При изучении конструкции предохранителей обратить внимание на форму плавкой вставки предохранителя типа ПР, на наличие оловянных шариков на вставках предохранителей с кварцевым наполнителем, на различное сечение плавкой вставки по длине, на наличие нескольких параллельных вставок.

3. Изучить работу предохранителей и процесс гашения дуги в них. Особое внимание обратить на инерционность предохранителя типа ПР, на использование металлургического эффекта, на способность предохранителей ограничивать ударное значение тока короткого замыкания, на процесс гашения дуги.

Контрольные вопросы. 1. Каково назначение плавких предохранителей и в сочетании с какими другими аппаратами их применяют? 2. Какие качества предохранителя типа ПР зависят от формы его плавкой вставки? 3. Объясните конструкцию предохранителя типа ПР и процесс гашения дуги в нем. 4. Объясните конструкцию кварцевых низковольтных предохранителей и процесс гашения дуги в них. 5. Объясните конструкцию кварцевых предохранителей типа ПК и процесс гашения дуги в них. 6. Как устроен указатель срабатывания предохранителя типа ПК? 7. Чем объясняется свойство токоограничения в кварцевых предохранителях? 8. Объясните конструкцию стреляющих предохранителей и процесс гашения дуги в них.

Работа 7. Автоматические воздушные выключатели

Содержание работы. 1. Изучить назначение и основные конструктивные узлы автоматических воздушных выключателей.

2. Изучить конструкцию выключателей типа АЗ100, АЕ2000, АЗ700.

3. Снять защитные ампер-секундные характеристики выключателей.

Общие сведения. Автоматический воздушный выключатель (автомат) — это защитно-коммутационный аппарат, предназначенный для нечастых включений и отключений электрической цепи напряжением до 1000 В, а также для автоматического отключения цепи при возникновении ненормальных режимов.

Автоматы можно применять в распределительных устройствах вместо неавтоматических выключателей (рубильников) и предохранителей. При использовании автоматов вместо плавких предохранителей устраняется возможность неполнофазной работы трехфазных двигателей после однофазных коротких замыканий, так как в этом случае отключаются сразу три фазы. Однако в сетях с исключительно однофазной нагрузкой при использовании трехполюсных автоматов снижается надежность электроснабжения при однофазных к. з.

Автоматы выпускают в одно-, двух- или трехполюсном исполнении. На рисунках XII.11. и XII.12 [1] показана конструкция автоматов типа АЗ100 и АЕ2000.

Автоматические воздушные выключатели имеют следующие основные части.

1. Корпус, изготовленный из изоляционной пластмассы, в котором компактно собраны контакты с дугогасительными камерами, привод и защитные элементы.

2. Главные контакты с дугогасительными камерами, гашение дуги в которых происходит за счет разъединения ее на ряд последовательных дуг.

3. Привод главных контактов обычно рычажный, с рукояткой управления, снабженный механизмом свободного расцепления, на который воздействуют расцепители.

4. Расцепители — это защитные элементы (реле), реагирующие на изменение контролируемой величины и отключающие автомат после срабатывания. Наиболее часто в автоматах применяют расцепители максимального тока: мгновенные, электромагнитного действия, которые практически срабатывают мгновенно (за 0,02 с), если ток больше тока срабатывания расцепителя, и тепловые на базе биметаллических пластин, время срабатывания которых зависит от силы тока. Если в автомате установлены оба расцепителя, то они составляют так называемый комбинированный расцепитель, который практически мгновенно срабатывает при больших токах (короткое замыкание) и с выдержкой времени, соответствующей тепловому расцепителю, при токах перегрузки. Чтобы обеспечить селективность защиты при коротких замыканиях, выпускают также автоматы с электромагнитными селективными расцепителями, время срабатывания которых 0,25...0,6 с. В автоматах могут быть установлены также расцепители минимального напряжения (нулевые расцепители), срабатывающие при снижении напряжения до 40 % номинального, и независимые расцепители, являющиеся фактически катушками дистанционного отключения.

Кроме того, некоторые автоматы снабжают вспомогательными контактами и электромагнитным приводом для дистанционного управления.

Указания к выполнению работы. 1. Изучить назначение и особенности конструкции автоматов.

2. Изучить конструкцию автоматов типа АЗ100, АЗ700, АЕ2000, обратив внимание на устройство контактов и дугогасительных камер, на работу расцепителей при разных значениях тока и на работу механизма свободного расцепления. Записать в отчет паспортные данные изучаемых автоматов.

3. Экспериментально получить защитные характеристики автоматов.

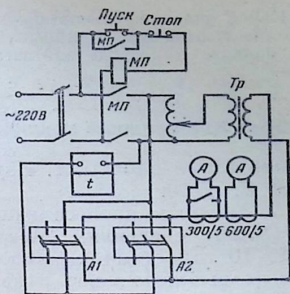


Рис. 4.3 Схема для снятия амперсекундных характеристик автоматов.

Для снятия характеристик нужно использовать установку, показанную на рисунке 4.3 и содержащую силовой понижающий трансформатор Tr , который через автотрансформатор с плавным регулированием ЛАТР подключают к сети переменного тока при помощи магнитного пускателя $МП$. Ко вторичной обмотке трансформатора Tr через трансформаторы тока 300/5 и 600/5 подсоединены исследуемые автоматы. Обмотка электрического секундомера подключена через другие контакты автоматов.

Опыты проводят в следующем порядке. Включают исследуемый автомат (при этом остальные отключены) и нажатием кнопки «Пуск» подают питание на схему.

Не обращая внимания на вращение стрелки секундомера, устанавливают требуемое значение тока. Отключают магнитный пускатель. Устанавливают стрелку секундомера на нуль. Включают пускатель и после отключения автомата определяют время его срабатывания. Необходимо помнить, что время срабатывания тепловых расцепителей зависит от начальной температуры, поэтому время между опытами должно быть достаточно для охлаждения расцепителя.

Контрольные вопросы. 1. Каково назначение автоматических воздушных выключателей? 2. Назовите основные узлы автомата. 3. Какие расцепители применяют в автоматах? 4. Каково назначение расцепителя минимального напряжения? 5. Какие преимущества имеют автоматы перед плавкими предохранителями?

6. Какой вид имеют защитные характеристики автоматов? 7. Какие методы гашения дуги используются в автоматах? 8. Обязательно ли наличие в приводе автомата механизма свободного расцепления?

Работа 8. Масляный выключатель типа ВМГ-10

Содержание работы. 1. Изучить конструкцию выключателя ВМГ-10.

2. Изучить процесс гашения дуги в выключателе.

Общие сведения. Масляный выключатель типа ВМГ-10 относится к малообъемным (горшковым) масляным выключателям и является коммутационным аппаратом, способным отключать любые токи нагрузки и короткого замыкания вплоть до предельного тока отключения, равного 20 кА. Выключатель широко применяют в РУ-6-10 кВ сельскохозяйственных подстанций 110—35 кВ.

Принцип работы выключателя основан на гашении электрической дуги, возникающей при размыкании контактов, потоком газо-масляной смеси, которая образуется в результате интенсивного разложения трансформаторного масла под действием высокой температуры горения дуги. Этот поток получает определенное направление в специальной дугогасительной камере, размещенной в зоне горения дуги.

Выключатели типа ВМГ-10 могут управляться электромагнитным приводом постоянного тока ПЭ-11 или пружинным приводом ПП-67.

Три полюса выключателя смонтированы на общей сварной раме (рис. 4.4). На лицевой стороне рамы установлено шесть фарфоровых опорных изоляторов 10 с внутренним эластичным механическим креплением. На каждой паре изоляторов подвешен полюс выключателя 1.

Приводной механизм выключателя состоит из вала 3 с приваренными к нему двумя рычагами 4, 13 и тремя парами рычагов 2. К малым плечам рычагов 2, расположенных у боковых полюсов, прикреплены отключающие пружины. К малым плечам этих рычагов, расположенных у среднего полюса, прикреплена буферная пружина. Большие плечи рычагов 2, выполненные из изоляционного материала, соединены с токоведущими контактными стержнями 5 при помощи серег 11.

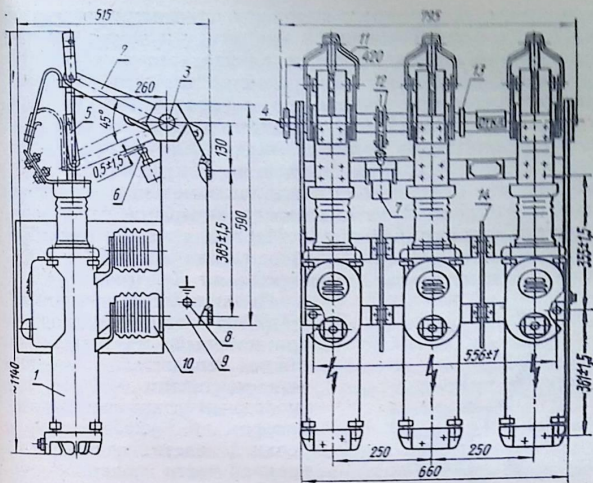


Рис. 4.4 Общий вид выключателя ВМГ-10:

1 — полюс выключателя; 2 — изоляционный рычаг; 3 — вал; 4, 13 — приводные рычаги; 5 — контактный стержень; 6 — болт-упор; 7 — масляный буфер; 8 — болт заземления; 9 — рама; 10 — изолятор; 11 — серьга; 12 — рычаг с роликами; 14 — изоляционная перегородка.

Они служат для передачи движения от вала выключателя к контактному стержню.

Двухплечий рычаг 12 (с роликами на концах), приваренный к валу выключателя между боковыми и средним полюсами, ограничивает включенное и отключенное положение выключателя. При включении один из роликов подходит к болт-упору 6, при отключении другой ролик перемещает шток масляного буфера 7. Для присоединения выключателя к приводу на вал установлен специальный рычаг 4 или 13. В зависимости от этого возможно боковое или среднее присоединение привода, определяемое кинематикой ячейки.

Основной частью полюса выключателя является цилиндр 1 (рис. 4.5). Для выключателей на номинальный ток 1000 А цилиндры выполнены из латуни, на номинальный ток 630 А — из стали с продольным немагнит-

ным швом. К каждому цилиндру приварены по две скобы 7 для крепления его к изолятору и кожух 2 с маслоналивной пробкой 5 и маслоуказателем 3. Кожух служит дополнительным расширительным объемом, внутри которого расположен маслоотделитель 13 центробежного типа. Газы, образующиеся при отключении токов, выходят из полюса выключателя через специальные жалюзи 4, расположенные на кожухе.

Внутри основного цилиндра помещены изоляционные цилиндры 8 и 11, между которыми установлена дугогасительная камера 9. Изоляция между цилиндрами выключателя при необходимости может быть усилена специальными перегородками 14 (рис. 4.4).

Подвижный контактный стержень изолирован от цилиндра, который электрически связан с неподвижным розеточным контактом 10 (рис. 4.5) проходным фарфоровым изолятором 6, укрепленным в верхней части цилиндра. В верхней части изолятора помещено уплотнение контактного стержня, предотвращающее выброс газов и масла из цилиндра при отключении. На колпачке изолятора крепится токоведущая скоба, которая служит верхним выводом выключателя.

Дугогасительная камера поперечного масляного дутья состоит из пакета изоляционных пластин, скрепленных гремя изоляционными шпильками. В нижней части камеры расположены один над другим попереч-

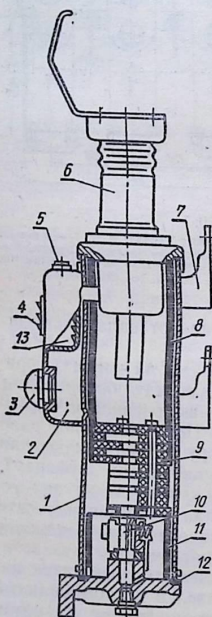


Рис. 4.5 Полюс выключателя ВМГ-10:
1 — сварной цилиндр; 2 — кожух; 3 — маслоуказатель; 4 — жалюзи; 5 — маслоналивная пробка; 6 — изолятор; 7 — скоба; 8, 11 — изоляционные цилиндры; 9 — дугогасительная камера; 10 — розеточный контакт; 12 — уплотнение; 13 — маслоотделитель.

ные дутьевые каналы, а в верхней — масляные «карманы». В поперечных дутьевых каналах сделаны выводы, направленные вверх. Большие и средние токи гасятся дутьем в поперечных каналах, а малые токи, если они не будут погашены в каналах, гасятся при помощи дутья в масляных «карманах».

Расстояние между нижней поверхностью дугогасительной камеры и розеточным контактом (3...5 мм) имеет большое значение для нормальной газогенерации и гашения дуги. В процессе отключения с момента возникновения дуги до момента открытия контактным стержнем нижнего канала поперечного дутья вследствие разложения масла, находящегося под дугогасительной камерой, происходит увеличение давления в нижней части цилиндра (до 10 МПа). Если зазор между неподвижным контактом и камерой увеличен, то цилиндр может разорваться, а если уменьшен, то происходит недостаточное газообразование, что приводит к затягиванию гашения дуги.

В нижней части цилиндр закрыт съемной крышкой, на которой расположен неподвижный розеточный контакт 10. Между крышкой и цилиндром установлено резиновое управление 12. В верхней части подвижного контактного стержня укреплен контактная колодка, к торцу которой крепятся гибкие токопроводы. Для уменьшения подгорания подвижного контакта при гашении дуги к нижней части стержня прикреплен металло-керамический наконечник.

Полный ход контактного стержня должен быть равен 210 ± 5 мм, ход в контактах — 45 ± 5 мм, а разновременность касания контактов по ходу не более 5 мм.

При включенном выключателе расстояние между нижней плоскостью колодки контактного стержня и головкой болта на верхнем колпачке проходного изолятора должно быть равным 25...30 мм, а зазор между роликом и упорным болтом 6 (рис. 4.4) — 0,5...1,5 мм.

Помещение, предназначенное для установки выключателя, должно быть закрытым, взрыво- и пожаробезопасным, не содержать пыли и химически активной среды и быть защищенным от непосредственного проникновения атмосферных осадков.

Указания к выполнению работы. 1. Ознакомиться с техническими данными выключателя ВМГ-10-630-20 и записать основные из них в протокол.

2. При изучении конструкции выключателя обратить внимание на крепление изоляторов к раме и на подвеску полюсов, на конструкцию и принцип работы пружинного и масляного буферов. При изучении конструкции полюса выключателя на учебном разрезе обратить внимание на устройство маслоотделителя, порядок установки дугогасительной камеры и изоляционных цилиндров, приспособления для их фиксации.

3. Для изучения дугогасительной камеры и принципов гашения дуги отвернуть стягивающие шпильки, разобрать камеру. Найти каналы поперечного дутья и «карманы». Определить пути газового дутья при гашении больших и малых токов. Собрать камеру.

Контрольные вопросы. 1. Назовите основные технические данные изучаемого выключателя. 2. Из каких основных частей состоит масляный выключатель ВМГ-10? 3. Из каких основных частей состоит полюс масляного выключателя ВМГ-10? 4. Объясните конструкцию дугогасительной камеры и процесс гашения дуги в ней. 5. Как осуществляется отвод газов из выключателя? 6. Каково назначение и действие буферных устройств? 7. Почему зазор между неподвижным контактом и дугогасительной камерой должен быть равен 3...5 мм? 8. При помощи каких приводов можно управлять выключателем ВМГ-10?

Работа 9. Измерительные трансформаторы тока и напряжения

Содержание работы. 1. Изучить назначение и конструкцию трансформаторов тока и напряжения.

2. Изучить схемы включения трансформаторов напряжения.

3. Изучить работу схемы контроля изоляции в системах с изолированной нейтралью при помощи трансформаторов напряжения.

Общие сведения. Измерительные трансформаторы тока и напряжения позволяют обеспечить безопасность измерений, стандартизировать приборы и реле, рассчитывая их обмотки на ток 5 А и напряжение 100 В, защитить приборы и реле от токов короткого замыкания.

Трансформаторы тока и напряжения состоят из магнитопровода, первичной w_1 и вторичной w_2 обмоток, изоляции между обмотками. Вторичные обмотки трансформатора, так же как и металлические нетоковедущие части конструкции, заземляют, чтобы устранить опасность появления высокого напряжения на приборах

и реле при пробое изоляции между первичной и вторичной обмотками. Приборы, питающиеся от измерительных трансформаторов, градуируют по первичному значению, при этом на шкале показывают коэффициент трансформации.

Трансформаторы тока выпускаются только в однофазном исполнении для раздельного включения на каждую фазу. В зависимости от назначения измерений и трехфазной сети применяют один, два или три трансформатора тока.

Трансформаторы тока характеризуются номинальным коэффициентом трансформации, который равен отношению первичного и вторичного номинальных токов и приближенно равен обратному отношению чисел витков обмоток:

$$k_I = \frac{I_{H_1}}{I_{H_2}} \cong \frac{w_2}{w_1}.$$

Трансформаторы тока вносят в измерения погрешность по току $\Delta I\%$ и угловую погрешность δ :

$$\Delta I\% = \frac{k_I I_2 - I_1}{I_1} \cdot 100.$$

Угловая погрешность δ характеризует угол сдвига фаз между первичным током и повернутым на 180° током вторичной обмотки. Погрешность по току следует учитывать для всех приборов и реле, а угловую — для приборов ваттметрового типа. Обе погрешности зависят от магнитного сопротивления сердечника, значения первичного тока, нагрузки вторичной обмотки и соотношения ее активной и индуктивной составляющих.

Класс точности трансформаторов тока зависит от токовой погрешности при номинальном первичном токе и от номинальной вторичной нагрузки. В СССР выпускаются трансформаторы тока с классами точности: 0,2 — для лабораторных измерений; 0,5 — для питания расчетных счетчиков; 1, 3, 10 или Р — для питания щитовых приборов и реле.

Трансформаторы тока выпускают с первичным током в соответствии со стандартной шкалой первичных номинальных токов. Вторичный номинальный ток почти всех трансформаторов тока принят равным 5 А.

Высоковольтные трансформаторы тока обозначаются следующим образом. Например, ТПЛУ-10-0,5/3-50 означает трансформатор тока (буква Т), проходной (П), с литой изоляцией (Л) из эпоксидных смол, с усиленной первичной обмоткой (У), номинальное напряжение 10 кВ (10), с двумя сердечниками классов точности 0,5 и 3 (0,5/3), первичный ток равен 50 А (50).

Высоковольтные трансформаторы тока различаются: по роду установки — внутренней и наружной (Н); по конструктивному исполнению — проходные (П), катушечные (К), встроенные (В) и т. д.;

по числу витков первичной обмотки — многовитковые, одновитковые (О), шинные (Ш);

по виду основной изоляции — с фарфоровой (Ф) изоляцией, с литой (Л) изоляцией из эпоксидных смол;

по числу сердечников — с одним, двумя или несколькими сердечниками.

Конструкция некоторых трансформаторов тока показана на рисунках XII.20 и XII.21 [1].

В электрических установках до 1000 В наиболее часто применяют катушечные трансформаторы тока типа ТКМ-05 и 0-49У.

Концы первичных и вторичных обмоток трансформаторов тока имеют заводскую маркировку. Концы первичной обмотки обозначаются буквами *Л1* и *Л2*, концы вторичной обмотки — буквами *И1* и *И2*.

Для подключения к трансформаторам тока приборов ваттметрового типа надо помнить следующее правило: если в первичной обмотке ток идет от *Л1* к *Л2*, то во вторичной цепи — от *И1* к *И2*.

Вторичные обмотки низковольтных трансформаторов тока в схемах учета электроэнергии соединяют с первичными (перемычка между выводами *Л1* и *И1*) для подведения к счетчику напряжения контролируемой трехфазной сети по тем же проводам, которые питают токовые катушки счетчика.

Схемы включения трансформаторов тока показаны на рисунке XII.22 [1].

Работа трансформатора тока с разомкнутой вторичной обмоткой недопустима, так как в этом случае размагничивающее действие вторичной обмотки исчезает, магнитопровод насыщается, что обуславливает наведение во вторичной обмотке несинусоидальной э.д.с., амплитуда которой может достигать единиц и десятков ки-

довольт. Такой режим опасен для изоляции вторичной цепи и для обслуживающего персонала, кроме того, насыщение сердечника может быть необратимым.

Трансформаторы напряжения выпускаются в однофазном и трехфазном (до 18 кВ) исполнении. В установках напряжением 0,38—6 кВ используют сухие трансформаторы напряжения, в установках напряжением 6—35 кВ — масляные в металлических баках и в установках напряжением 110 кВ и выше — трансформаторы каскадного типа в фарфоровом кожухе.

Масляные трансформаторы напряжения в стальных баках изготовляют однофазными типа НОМ или ЗНОМ (Н — трансформатор напряжения, О — однофазный, М — масляный, З — с заземленным выводом первичной обмотки) и трехфазными типа НТМК и НТМИ (Т — трехфазный, К — компенсированный, И — для контроля изоляции).

Для получения большей точности измерения нагрузка трансформаторов напряжения должна быть в несколько раз меньше максимальной мощности, определяемой допустимым нагревом трансформатора при длительной работе. Трансформаторы напряжения могут работать в классах точности 0,2; 0,5; 1 и 3, причем каждому классу соответствует определенное предельное значение мощности, при которой гарантируется класс точности. Один и тот же трансформатор в зависимости от нагрузки может работать в разных классах точности.

Схемы включения трансформаторов напряжения показаны на рисунках XII.17 и XII.18 [1].

В сельских электроустановках наиболее часто применяют трехобмоточный трансформатор НТМИ-10, который можно использовать для питания точных приборов, а также для контроля изоляции сети 10 кВ. Основные обмотки трансформатора соединены по схеме звезда — звезда с заземленными нейтралями. Дополнительная обмотка соединена в разомкнутый треугольник и служит для присоединения реле контроля изоляции (см. рис. XII.18 [1]). Трансформаторы НТМИ-10, выпускаемые в настоящее время, состоят из трех однофазных трансформаторов, расположенных в одном баке.

Заземление нейтрали первичной обмотки (рабочее) необходимо для обеспечения контура тока нулевой последовательности, а заземление вторичной обмотки — в целях безопасности (защитное).

ния замыкания. Однофазное замыкание в сети с изолированной нейтралью не является коротким замыканием. Через точку замыкания протекает небольшой емкостный ток, значение которого зависит от напряжения установки, частоты и емкости фаз в сети относительно земли. Замыкание на землю одной фазы в сетях с изолированной нейтралью обнаруживается при помощи устройства для контроля изоляции (рис. 4.6,б).

Контролирующее устройство выполняют при помощи трех вольтметров, присоединенных через трансформатор напряжения на фазные напряжения. При металлических однофазных замыканиях на землю в сети показание вольтметра поврежденной фазы становится равным нулю, а показания двух других вольтметров увеличиваются в $\sqrt{3}$ раз.

Сигнализация однофазного замыкания на землю осуществляется при помощи реле максимального напряжения, подключенного к дополнительной обмотке, соединенной в разомкнутый треугольник. В нормальных условиях сумма э. д. с., индуктированных в трех фазах обмотки, примерно равна нулю. Поэтому и напряжение, подводимое к реле, равно нулю. При однофазном замыкании напряжение на реле может увеличиться до 100 В, реле сработает и замкнет цепь центральной сигнализации.

Указания к выполнению работы. 1. Изучить назначение и основные технические характеристики измерительных трансформаторов тока и напряжения. Записать в протокол паспортные данные трансформаторов, представленных в лаборатории.

2. Изучить особенности конструкции измерительных трансформаторов тока и напряжения различных типов, обратив внимание на маркировку зажимов и исполнение изоляции.

3. Изучить схемы включения трансформаторов напряжения, в том числе схему контроля изоляции, обратив внимание на заземление нейтрали первичной обмотки.

4. Проверить работу схемы контроля изоляции. Собрать схему контроля изоляции в соответствии с рисунком 4.7. Измерить в нормальном режиме напряжения на первичной обмотке НТМИ, то есть напряжение в контролируемой сети, вольтметром V_1 , на вторичной обмотке вольтметром V_2 при помощи переключателя

II и на дополнительной обмотке вольтметром V_3 . По результатам измерений построить векторные диаграммы. Отключив выключатель: B_2 , соединить с землей одну из фаз. Включить выключатель B_2 . Измерить напряжение на первичной и вторичных обмотках трансформатора напряжения в режиме металлического замыкания на землю (при максимальном значении тока замыкания) и в режиме замыкания через переходное сопротивление. По результатам измерения построить векторные диаграммы. Сделать вывод о возможности определения поврежденной фазы по показаниям вольтметров, подключенных к вторичной обмотке трансформатора напряжения. Проверить работу схемы контроля изоляции при снятии заземления с нейтрали первичной обмотки. Проверить работу схемы при отключенном выключателе B_1 , а также выключателе B_2 . Сделать вывод о возможности определения линии с замыканием на землю путем поочередного отключения линий.

Контрольные вопросы. 1. В чем заключаются особенности режима работы и конструкции трансформаторов тока и напряжения? 2. Назовите основные типы трансформаторов тока и напряжения. 3. Какие погрешности вносят в измерения трансформаторы тока и напряжения, от чего они зависят? 4. Что такое класс точности? Какие классы точности установлены для измерительных трансформаторов? 5. Для какой цели необходимо заземлять вторичные обмотки? 6. Чем опасен разрыв вторичной обмотки трансформатора тока? 7. Объясните работу схемы контроля изоляции. 8. Почему необходимо заземлять нейтраль первичной обмотки трансформатора напряжения в схеме контроля изоляции? 9. Что будут показывать вольтметры контроля изоляции при соединении фазы B через небольшое переходное сопротивление с землей? 10. Каковы будут показания вольтметров контроля изоляции при металлическом замыкании фазы A на землю, если нулевая точка первичной обмотки трансформатора напряжения оказалась ошибочно незаземленной? 11. Почему в схеме учета электроэнергии в низковольтных сетях вторичные обмотки трансформаторов тока соединены с первичными?

Работа 10. Трубочатые и вентильные разрядники

Содержание работы. 1. Изучить принцип действия разрядников как средства защиты от перенапряжений.

2. Изучить конструкцию и правила выбора трубчатых и вентильных разрядников.

3. Изучить схемы защиты сельских подстанций от перенапряжений.

4. Изучить конструкцию вентиляльных разрядников.

Общие сведения. Разрядник является аппаратом, который включают между проводами и землей для ограничения атмосферных перенапряжений, воздействующих на изоляцию электроустановок. Основным элементом разрядника является искровой промежуток. Электрическая прочность искрового промежутка разрядника должна быть ниже электрической прочности защищаемой изоляции. Набегающая волна перенапряжения вызывает пробой той части электроустановки, которая имеет наименьшую электрическую прочность, то есть пробой искрового промежутка разрядника. Тогда к изоляции защищаемого оборудования электроустановки оказывается приложенным только часть набежавшей волны перенапряжения — остаточное напряжение, значение которого зависит от импульсной электрической прочности искрового промежутка разрядника и сопротивления заземлителя.

В этом заключаются защитные свойства разрядников.

В функцию разрядника входит не только ограничение амплитуды перенапряжения, но и гашение дуги сопровождающего тока промышленной частоты, проходящего через искровой промежуток вслед за импульсным пробоем. Сопровождающий ток должен быть отключен разрядниками до того, как сработает соответствующая токовая защита, то есть за $0,01 \dots 0,02$ с.

Разрядники с гашением дуги сопровождающего тока подразделяются на трубчатые и вентильные.

Трубчатый разрядник (рис. XI.10 [1]) представляет собой трубку из газогенерирующего изоляционного материала, внутри которой имеются стержневой и кольцевой электроды, образующие внутренний искровой промежуток. Внешний искровой промежуток отделяет трубку от рабочего напряжения, предотвращая разрушение ее токами утечки. Внешний искровой промежуток (15 мм при $U_n = 10$ кВ) выбирают из условия предотвращения его пробоев при коммутационных перенапряжениях (до $3,5 U_\phi$). Внутренний промежуток определяет дугогасительные свойства разрядника.

При пробое искровых промежутков импульсный ток отводится в землю, а электрическая дуга сопровождающего тока под действием высокой температуры вызывает интенсивное газогенерирование. Под действием

давления ($10^6 \dots 10^7$ Па) газы, устремляясь к открытому концу трубки, создают продольное дутье. Гашение электрической дуги обеспечивается за 1...2 полупериода промышленной частоты. Газы, вырываясь из трубки, выбрасывают указатель срабатывания. Зону выхлопа газов (до нескольких метров) учитывают при установке разрядников для предотвращения перекрытия между фазами.

Количество генерированных газов прямо пропорционально силе тока короткого замыкания и обратно пропорционально внутреннему диаметру трубки. При больших токах короткого замыкания возникает опасность механического повреждения трубчатых разрядников. При малых токах короткого замыкания газогенерирование оказывается недостаточным для быстрого гашения дуги сопровождающего тока, что может вызвать срабатывание токовых защит.

Поэтому трубчатые разрядники характеризуются верхним $I_{\text{отк. макс}}$ и нижним $I_{\text{отк. мин}}$ пределами отключаемых токов. При выборе трубчатых разрядников необходимо соблюдать два условия: максимальное действующее значение тока короткого замыкания в месте установки разрядника должно быть не больше верхнего предела отключаемого тока $I_y'' \leq I_{\text{отк. макс}}$; минимальное значение тока короткого замыкания должно быть не меньше нижнего предела отключаемого тока $I_{\text{к. мин}} \geq I_{\text{отк. мин}}$.

В СССР выпускают фибробакелитовые трубчатые разрядники типа РТ, РТФ, в которых фибровая газогенерирующая трубка для защиты от атмосферных воздействий покрыта слоем бакелитизированной бумаги, и винипластовые типа РТВ. Для защиты сельских электроустановок наиболее часто применяют следующие трубчатые разрядники:

$$\text{РТ} \frac{110}{1-5}; \quad \text{РТФ} \frac{10}{0,2-1}, \quad \text{РТВ} \frac{6}{0,5-2,5}$$

(в числителе указано номинальное напряжение в киловольтах, а в знаменателе — пределы отключаемых токов в килоамперах).

Вентильные разрядники содержат, кроме искровых промежутков, последовательно включенное нелинейное сопротивление, значение которого уменьшается при возрастании подведенного напряжения.

При подходе волны перенапряжения с большой амплитудой и пробое искровых промежутков значение нелинейного сопротивления резко падает и ток молнии отводится в землю. Последующее снижение напряжения до $U_{\text{раб}}$ промышленной частоты вызывает резкое увеличение сопротивления, при этом сопровождающий ток уменьшается до 70...80 А, что облегчает гашение дуги.

Кроме того, благодаря нелинейности сопротивления $R_{\text{разр}}$ при возрастании импульсного тока $I_{\text{разр}}$, отводимого в землю, остаточное напряжение на разряднике, равное $U_{\text{ост}} = I_{\text{разр}} \times R_{\text{разр}}$ (оно же на изоляции), возрастает не прямо пропорционально $I_{\text{разр}}$.

Нелинейная зависимость напряжения на разряднике в функции тока $I_{\text{разр}}$ имеет вид:

$$U_{\text{ост}} = C I_{\text{разр}}^{\alpha},$$

где C — постоянная, зависящая от размеров и свойств используемого материала; α — коэффициент нелинейности, равный 0,18...0,22 для вилита и 0,3...0,35 для тирита.

В вентильных разрядниках нелинейное сопротивление (вилит или тирит) состоит из зерен карборунда, скрепленных специальной керамической связкой при соответствующей термической обработке. Конструктивно сопротивление выполняется в виде дисков и вместе с искровыми промежутками размещается в фарфоровом герметически закрытом корпусе. Конструкция вентильных разрядников показана на рисунке XI.11 [1].

У вентильных разрядников лучшие защитные свойства, чем у трубчатых. Благодаря специальной конструкции искровых промежутков, которые представляют собой фасонные латунные шайбы с прокладками из миканита или электрокартона, электрическое поле в искровых промежутках вентильных разрядников более однородно, чем в трубчатых разрядниках. Этим обеспечивается пологая вольт-секундная характеристика разрядника, благоприятная для защиты изоляции трансформаторов и машин.

Вентильные разрядники являются основным средством защиты от перенапряжений. Промышленность их выпускает на напряжения от 0,5 до 500 кВ нескольких типов: подвесные РВП, стационарные РВС, с магнитным дутьем РВМ и другие. В сельских электроустановках напряжением 6—36 кВ наиболее часто

применяют облегченные вентильные разрядники РВО. В низковольтных электроустановках применяют разрядники типа РВН-0,5 отечественного производства и типа ГЗа 0,66/1,5 производства ПНР.

Схемы защиты сельских подстанций от набегающих волн перенапряжений показаны на рис. XI.12 и XI.13 [1]. Основное средство защиты — вентильные разрядники подключают как можно ближе к трансформаторам. Трубчатые разрядники устанавливают на подходе к подстанции. Они являются вспомогательным средством защиты и служат для ограничения импульсного тока, проходящего через вентильные разрядники. Кроме того, подходы воздушных линий 35 и 110 кВ защищают от прямых ударов молнии тросами.

Указания к выполнению работы. 1. Изучить назначение и основные технические данные трубчатых и вентильных разрядников. Записать в протокол паспортные данные разрядников, представленных в лаборатории.

2. Изучить конструкцию трубчатых разрядников, обратив внимание на внутренний искровой промежуток, форму электродов, длину трубки, указатель срабатывания.

3. Изучить конструкцию вентильных разрядников, разобрать поэлементно и собрать разрядник РВО-10, обратив внимание на конструкцию искровых промежутков, исполнение нелинейного сопротивления, на обеспечение контактов и герметичности.

4. Изучить схемы защиты сельских электроустановок от набегающих волн перенапряжений.

Контрольные вопросы. 1. Каково назначение разрядников? 2. Чем определяются защитные свойства разрядников? 3. Как устроен и работает трубчатый разрядник? 4. От чего зависит дугогасительная способность трубчатого разрядника? 5. Как выбрать трубчатый разрядник? 6. Назовите марки разрядников, применяемых в сельских электроустановках. 7. Как устроен и работает вентильный разрядник? 8. Каково назначение нелинейного сопротивления? 9. Почему вентильные разрядники являются основным средством защиты от перенапряжений? 10. Объясните схемы защиты сельских подстанций от перенапряжений.

Работа 11. Сельские трансформаторные подстанции и выбор аппаратуры

Содержание работы. 1. Изучить схемы соединения подстанций 110—35/10 кВ сельскохозяйственного назначения.

2. Ознакомиться с конструктивным выполнением комплектной трансформаторной подстанции типа СКТП-35/10.

3. Изучить конструкцию и комплектацию шкафов ввода, отходящей линии, трансформатора напряжения, трансформатора собственных нужд.

4. Изучить схемы соединения потребительских трансформаторных подстанций 35-6/0,38 кВ.

5. Ознакомиться с конструкцией и оборудованием комплектной ТП 10/0,38 кВ.

Общие сведения. В настоящее время сельскохозяйственные потребители питаются в основном от крупных энергосистем обычно через две ступени трансформации напряжения:

с 35 или 110 кВ на 20, 10 или 6 кВ;

с 20, 10 или 6 кВ на 380/220 В.

Сельские подстанции 110/10 и 35/10 кВ, как правило, выполняют двухтрансформаторными по упрощенным схемам, то есть без выключателей со стороны высшего напряжения. По схеме подключения силового трансформатора к линии высшего напряжения различают подстанции с предохранителями и подстанции с отделителями и короткозамыкателями (рис. 4.8). Схемы подстанций 110 кВ отличаются от схем подстанций 35 кВ тем, что нейтраль силового трансформатора 110 кВ соединяется с «землей» через заземлитель нейтрали типа ЗОН-110, параллельно которому включены два разрядника типа РВС-20, а также тем, что короткозамыкатель КЗ-110 — однополюсный аппарат, включенный между фазой и «землей».

Распределительное устройство 10 кВ сельских трансформаторных подстанций обычно конструктивно выполняется в виде металлических шкафов, в которых на заводе монтируют необходимое оборудование по определенным электрическим схемам. Заводами выпускаются шкафы: ввод, отходящая линия, трансформатор собственных нужд, трансформатор напряжения и др. При строительстве такого КРУН укомплектованные шкафы ставят вплотную на подготовленный фундамент и через съемные боковые стенки шкафов монтируют сборные шины.

Схемы электрических соединений отдельных шкафов комплектного распределительного устройства типа КРН-III-10 показаны на рисунке 4.9. Шкафы ввода и

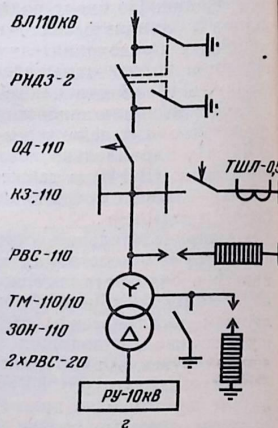
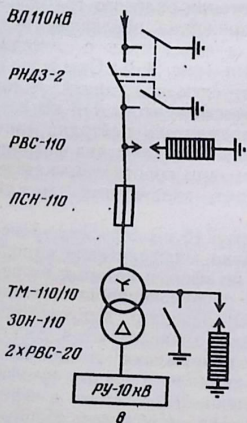
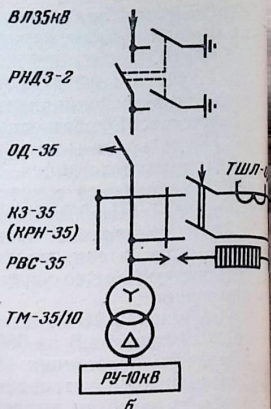
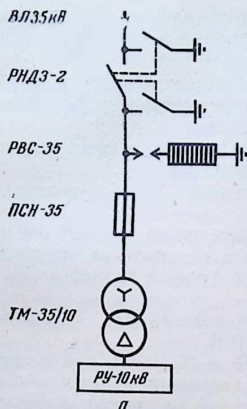


Рис. 4.8 Схемы электрических соединений упрощенных подстанций сельскохозяйственного назначения 35/10 кВ (а, б) и 110/10 кВ (в, г) с предохранителями со стороны высшего напряжения (а, в) и с отделителями и короткозамыкателями (б, г).

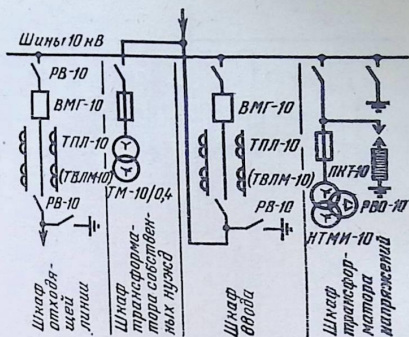


Рис. 4.9 Схема электрических соединений комплектного распределительного устройства типа КРН-III-10.

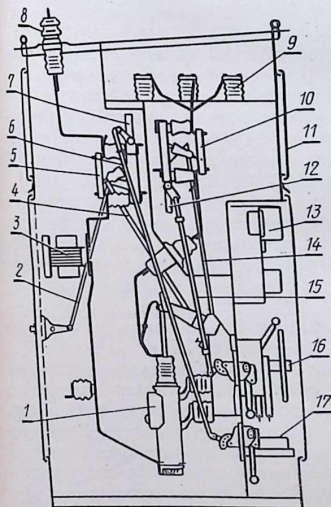


Рис. 4.10 Общий вид шкафа отходящей линии КРУН типа КРН-III-10: 1 — выключатель ВМГ-10; 2 — тяга механической блокировки сетчатого ограждения отсека выключателя; 3 — трансформатор тока ТПЛ (ТВЛМ); 4 — тяга привода линейного разъединителя; 5 — линейный разъединитель РВЗ-10/400; 6 — тяга привода заземляющих ножей линейного разъединителя; 7 — заземляющие ножи линейного разъединителя; 8 — проходные изоляторы ПН-10/400-750; 9 — опорные изоляторы ОФ-10-750; 10 — разъединитель шинный РВЗ-10/400; 11 — дверь шинного отсека; 12 — заземляющие ножи шинного разъединителя; 13 — панель приборов и реле; 14 — тяга привода шинного разъединителя; 15 — тяга привода заземляющих ножей шинного разъединителя; 16 — привод выключателя ПП-67; 17 — электрообогрев.

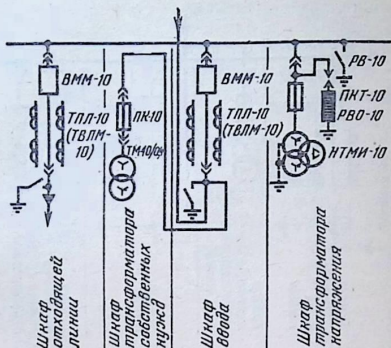


Рис. 4.11 Схема электрических соединений комплектного распределительного устройства типа К-37.

отходящих линий выполняют по единой схеме и укомплектовывают следующим оборудованием: выключателем типа ВМГ-10, трансформаторами тока типа ТПЛ-10 или ТВЛМ-10, разъединителями шинным и линейным типа РВЗ-10. Комплектное распределительное устройство КРН-III-10 имеет также шкафы трансформатора собственных нужд, трансформатора напряжения с разрядниками РВО-10 и заземляющим разъединителем РВ-10, шкафы секционирования. Разрез шкафа отходящей линии показан на рисунке 4.10.

В комплектных трансформаторных подстанциях 110/10 кВ применяют выкатные тележки.

Схема КРУН-10 серии К-37 показана на рисунке 4.11, а разрез шкафа — на рисунке XIII.7 [1].

Использование выкатных тележек существенно облегчает эксплуатацию оборудования ячеек отходящих линий, так как ремонт оборудования можно проводить в удобном, специально оборудованном месте. Кроме того, запасные шкафы позволяют значительно сократить перерывы в электроснабжении, связанные с профилактическим ремонтом и ревизией высоковольтного оборудования и релейной защиты.

Распределительные устройства высшего напряжения 35 или 110 кВ открытого типа представляют собой металлические или железобетонные порталы (или стойки), на которых смонтировано оборудование в соответствии со схемой электрических соединений.

Территория подстанции обнесена сетчатым ограждением высотой 2,5 м, кроме того, зона выхлопа стреляющих предохранителей типа ПСН защищена внутренним ограждением. На территории подстанции установлены инвентарные шкафы и щит с противопожарным оборудованием.

Защита от прямых ударов молнии осуществляется стержневыми молниеотводами, обычно устанавливаемыми на концевой опоре линии высшего напряжения. Если подстанция занимает большую территорию, устанавливают дополнительные молниеотводы.

План и разрез подстанции 110/35/10 кВ и компоновочные планы СКТП-35 показаны на рисунках XIII.2 и XIII.4 [1].

Переключения в распределительных устройствах высокого напряжения выполняют в соответствии с установленными правилами в определенной последовательности. Для исключения неправильных действий с коммутационными аппаратами применяют различного рода блокировки. Например, выключатели отходящих линий КРУН-10 имеют механическую блокировку с приводом шинного разъединителя, позволяющую коммутировать разъединитель только при отключенном выключателе.

Привод разъединителя на стороне высшего напряжения имеет блокировку (обычно механическую при помощи замка системы Гинодмана) с приводом разъединителя шкафа ввода 10 кВ, благодаря чему невозможно отключить силовой трансформатор под нагрузкой.

В распределительных устройствах имеются также блокировки безопасности, запрещающие доступ к частям оборудования электроустановок, находящимся под напряжением. К таким блокировкам относятся блокировки в шкафах КРУН-10 между приводом разъединителя и сетчатым ограждением высоковольтного отсека, между приводом разъединителя высшего напряжения и калиткой в зону доступа к стреляющим предохранителям и т. п.

Конструкция трансформаторных пунктов для питания сельскохозяйственных потребителей зависит от мощ-

ности понизительного трансформатора 10/0,38 кВ. При небольшой мощности трансформатора предпочтительно строить мачтовые подстанции. Если мощность подстанций более 100 кВ·А, то обычно выбирают комплектную трансформаторную подстанцию типа КТП. В сельских электрических сетях строят также и закрытые подстанции. Их целесообразно применять при значительных мощностях трансформаторов, например для питания производственных комплексов, а также в качестве проходной с использованием высоковольтного отсека для монтажа секционирующих аппаратов распределительных сетей, для подключения резервной линии и т. п. Такие подстанции монтируют обычно в специальных зданиях из кирпича или железобетона. Первый этаж имеет два отсека: отсек силовых трансформаторов и отсек распределительного устройства низшего напряжения. На втором этаже размещено распределительное устройство высшего напряжения.

Подстанции типа КТП (рис. XIII.8 и XIII.9 [1]) представляют собой единую конструкцию, содержащую вводное высоковольтное устройство (шкаф РУ-10 кВ), распределительное устройство низшего напряжения (шкаф РУ-0,38 кВ), кожух для защиты от случайного прикосновения к выводам трансформатора. КТП и трансформатор устанавливают на фундаменте из кирпича или бетона высотой 1,8 м.

РУ-10 и РУ-0,38 закрывают одностворчатыми дверями с уплотнителями, обеспечивающими брызгозащитность шкафов.

Принципиальная схема подстанции типа КТП показана на рисунке 4.12. Разъединитель РЛНДА-10/200 установлен на концевой опоре. Разрядники 11 типа РВО-10 для защиты трансформатора от волн перенапряжений, набегающих со стороны ВЛ-10, прикреплены к шкафу РУ-10 кВ. Предохранители типа ПК-10 установлены в шкафу РУ-10.

Шины 0,38 кВ подключены к трансформатору через рубильник 13 и трансформаторы тока 15, которые служат для питания счетчика 8 и теплового реле 17. Для защиты трансформаторов от волн перенапряжения, набегающих со стороны ВЛ 0,38, установлен комплект разрядников 14 типа РВН-0,5. На вводе 0,38 кВ подстанцией типа КТП25 и КТП40 мощностью 25 и 40 кВ·А дополнительно установлен автомат типа АЗ150.

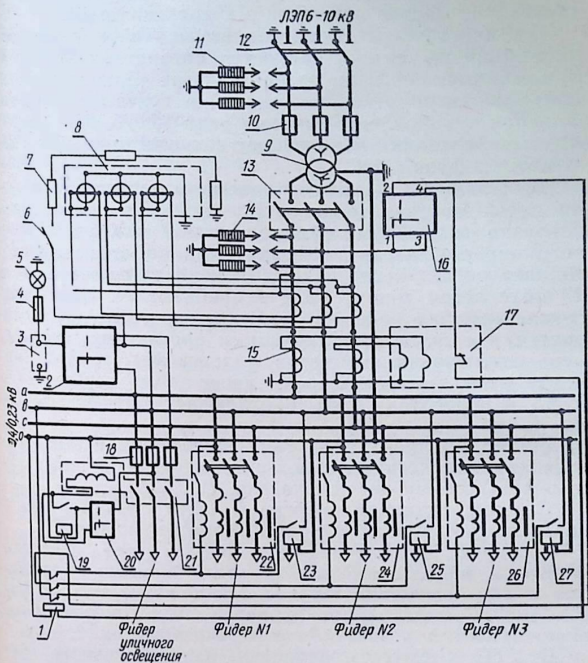


Рис. 4.12 Принципиальная схема КТП-10/0,38 кВ:

1 — реле промежуточное; 2 — переключатель; 3 — штепсельная розетка; 4 — предохранитель; 5 — контрольная лампа; 6 — выключатель; 7 — резисторы ПЭ50 (3 шт.); 8 — счетчик активной энергии; 9 — силовой трансформатор; 10 — предохранители ПК-10; 11 — разрядники РВО-10; 12 — разъединитель РЛНДА-1-10; 13 — рубильник; 14 — разрядники РВН-0,5; 15 — трансформаторы тока ТК-20; 16 — блокировочный переключатель; 17 — тепловое реле; 18 — предохранители; 19 — фотореле; 20 — переключатель; 21 — магнитный пускатель; 22 — автомат типа А3124 фидера № 1; 23 — реле токовое РЭ-57 нулевого провода фидера № 1; 24 — автомат типа А3134 фидера № 2; 25 — реле токовое РЭ-57 нулевого провода фидера № 2; 26 — автомат типа А3124 фидера № 3; 27 — реле токовое РЭ-57 нулевого провода фидера № 3.

От шин 0,38 кВ отходят три силовых фидера (через автоматы типа АЗ100) и фидер уличного освещения (через магнитный пускатель и предохранители).

От многофазных коротких замыканий и перегрузок отходящие фидеры защищаются автоматами 22, 24, 26 с комбинированными расцепителями. Для защиты от однофазных коротких замыканий в нулевых проводах фидеров установлены токовые реле 23, 25, 27, которые при срабатывании подключают катушки отключения автоматов к фазам АВ.

Для защиты силового трансформатора от перегрузки предусмотрено тепловое реле 17. При нормальной нагрузке трансформатора контакты 3 и 4 блокировочного переключателя 16 замкнуты и обмотка промежуточного реле 1 через закрытый контакт теплового реле 17 обтекается током. Реле 1 срабатывает. При перегрузке контакт реле 17 размыкается, реле 1 обесточивается и своими размыкающими контактами замыкает цепь отключения автоматов фидеров № 1 и № 3. Тепловое реле выдерживает не менее 2 ч перегрузку в 5 %, а перегрузку в 45 % отключает в течение не более 1,3 ч.

Фидер уличного освещения включается и выключается автоматически при помощи фотореле 19 или вручную при помощи переключателя 20.

Счетчик активной энергии 8 через выключатель 6 обогревается в зимнее время сопротивлениями 7.

Лампу 5, подключенную к шинам через переключатель 2, используют для контроля наличия напряжения и для освещения РУ-0,38. Напряжение во всех фазах можно контролировать переносным вольтметром, включаемым в розетку 3 за переключателем 2.

В КТП имеются блокировки, не допускающие открытие двери РУ-10 без отключения разъединителя (при помощи замка системы Гинодмана), отключение или включение рубильника ввода под нагрузкой (при помощи блокировочного переключателя 16). Рубильник закрыт дверкой, которую можно открыть только после поворота рукоятки. При этом размыкаются контакты 3—4 и замыкаются контакты 1—2, что приводит к обесточиванию реле 1 и отключению фидерных автоматов.

Схемы соединения закрытых подстанций (в части высшего напряжения) могут быть значительно слож-

нее и зависят от конструктивного назначения распределительного устройства. Питающая и отходящие линии высшего напряжения, а также силовые трансформаторы могут подключаться к шинам РУ 10 кВ такой подстанции через выключатели, например, типа ВМГ-10, выключатели нагрузки типа ВН или ВНП, через предохранители типа ПК-10. Подстанции, питающие ответственные потребители, обычно обеспечиваются АВР со стороны высшего и со стороны низшего напряжения, если на подстанции установлены два трансформатора.

Указания к выполнению работы. 1. Изучить схемы соединений подстанций 110/10 и 35/10 кВ, обратив внимание на режим нейтрали силового трансформатора, на работу отделителя и короткозамыкателя при повреждениях в трансформаторе и на место подключения разрядников.

2. Изучить конструкцию подстанции СКТП-35/10, обратив внимание на компоновку устройства ОРУ-35, на установку и ошиновку силового трансформатора, на конструкцию РУ-10 и на мероприятия по обеспечению безопасности обслуживания.

3. Изучить конструкцию КРУН-10, обратив внимание на компоновку высоковольтного и шинного отсеков, на наличие блокировок и на принципы монтажа вторичных приборов и реле.

4. Изучить конструкцию КТП-10/0,38 кВ, обратив внимание на компоновку оборудования в шкафах РУ, наличие блокировки, а также на правила монтажа КТП.

Контрольные вопросы. 1. Объясните схему электрических соединений сельских подстанций 110/10 и 35/10 кВ. 2. Какой тип распределительных устройств применяют на стороне 35 и 110 кВ сельских подстанций? 3. Какие преимущества имеют комплектные распределительные устройства? 4. Из каких шкафов комплектуется КРУН-10? 5. Какое преимущество имеют шкафы КРУН-10 с выкатными тележками? 6. Какие блокировки применяют на подстанциях? 7. Объясните схему РУ-10 кВ серий КРН-III-10 и К-37. 8. Назовите конструктивные типы потребительских подстанций. 9. В каких случаях целесообразно строить закрытые потребительские подстанции? 10. Объясните конструкцию и правила монтажа подстанции типа КТП-10. 11. Объясните схему КТП-10. 12. Объясните работу электрической схемы КТП-10 при перегрузках силового трансформатора, а также при однофазных и трехфазных коротких замыканиях в отходящих линиях 0,38 кВ. 13. Как управляется фидер уличного освещения?

Чтобы обеспечить надежную работу электрической аппаратуры, необходимо правильно выбрать ее по условиям максимального рабочего режима и проверить по режиму максимальных токов короткого замыкания.

В соответствии с Правилами устройства электроустановок электрическую аппаратуру выбирают по следующим параметрам:

по напряжению

$$U_{\text{ап.н}} \geq U_{\text{уст.н}}. \quad (4.1)$$

Для некоторых аппаратов (трансформаторов напряжения, разрядников, предохранителей с кварцевым наполнением) условие выбора по напряжению определяется формулой

$$U_{\text{апп.}} = U_{\text{уст.}}; \quad (4.2)$$

по конструкции и роду установки;
по номинальному току

$$I_{\text{ап.н}} \geq I_{\text{р.мах}}; \quad (4.3)$$

по отключающей способности отключающих аппаратов (выключателей, предохранителей и пр.), причем отключающую способность аппарата (ток или мощность отключения) выбирают по каталогам для реального напряжения установки:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{ап.отк}} &\geq I_{\text{к.мах}}; \\ S_{\text{ап.отк}} &\geq S_{\text{к.мах}}. \end{aligned} \right\} \quad (4.4)$$

По режиму короткого замыкания аппаратуру проверяют на динамическую и термическую стойкость.

Электродинамически стойким считают аппарат, у которого максимально допустимый ток в амплитудных $i_{\text{мах}}$ или действующих $I_{\text{мах}}$ значениях не меньше соответствующего значения тока к. з.:

$$\left. \begin{aligned} i_{\text{мах}} &\geq i_y^{(3)}; \\ I_{\text{мах}} &\geq I_y^* \end{aligned} \right\} \quad (4.5)$$

Для проверки термической стойкости аппарата используют условие

$$I_{\tau}^2 t \geq I_{\text{уст}}^2 t_{\text{пр}}, \quad (4.6)$$

где I_T — ток термической стойкости аппарата, указанный в каталоге для времени t ; $t_{пр}$ — приведенное (фиктивное) время короткого замыкания.

В сельских электроустановках, питающихся от систем большой мощности, электрические аппараты на термическую стойкость проверяют по току трехфазного к. з., принимая приведенное время к. з. равным действительному.

Электродинамическая и электротермическая стойкость трансформаторов тока задается коэффициентами динамической $k_{дин}$ и термической k_T односекундной стойкости. В соответствии с этим формулы (4.5) и (4.6) принимают следующий вид:

$$i_{max} = k_{дин} \sqrt{2} I_{н1} \geq i_y^{(3)}; \quad (4.7)$$

$$I_T^2 t = (k_T I_{н1})^2 \geq I_{уст}^2 t_{пр}. \quad (4.8)$$

Следует отметить, что аппараты, защищаемые токоограничивающими предохранителями типа ПН, ПР, ПК, не нужно проверять на динамическую и термическую стойкость.

Измерительные трансформаторы дополнительно проверяют по классу точности с учетом фактической нагрузки вторичных цепей, при этом действительная нагрузка вторичных цепей S_2 не должна превышать номинальную нагрузку $S_{2н}$ измерительного трансформатора для заданного класса точности:

$$S_{2н} \geq S_2, \quad (4.9)$$

Проверяют тот трансформатор тока, у которого вторичная обмотка наиболее нагружена, причем во вторичную нагрузку, кроме сопротивления приборов и реле $\Sigma S_{пр}$, необходимо включить сопротивление вторичных контрольных проводов $R_{к-п}$ и сопротивление контактов $R_{конт}$, обычно принимаемое равным 0,1 Ом:

$$S_{2н} \geq S_2 = \Sigma S_{пр} + I_{н2}^2 (R_{к-п} + R_{конт}). \quad (4.10)$$

При проверке трансформаторов напряжения потерями мощности в контрольной проводке и контактах можно пренебречь.

Пример 4.1. Выбрать аппаратуру (выключатели, разъединители, трансформаторы тока и предохранители) и проверить ее по режиму короткого замыкания для закрытой ТП, имеющей одну питающую и одну отходящую линии 10 кВ. На ТП установлены

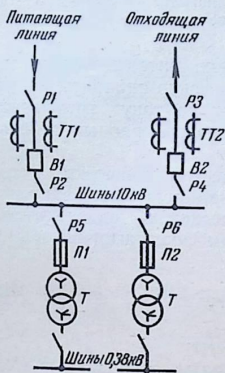


Рис. 4.13 К примеру 4.1.

два трансформатора $ТМ=250/10$. Максимальные рабочие токи питающей и отходящей линий равны соответственно 43 и 15 А. Максимальные значения токов к. з. на шинах 10 кВ подстанции: $I_{уст}^{(3)} = 2$ кА, $i_y^{(3)} = 3$ кА. Отходящая линия оборудована максимальной токовой защитой с выдержкой времени 0,6 с, питающая линия — с выдержкой времени 1,2 с. На питающей и отходящей линиях установлены следующие измерительные приборы: амперметры Э30 и расчетные счетчики активной энергии САЗУ-И674. Схема электрических соединений подстанции показана на рисунке 4.13.

По конструктивным соображениям предварительно выбираем следующую аппаратуру: разъединители РВ-10; выключатели ВМГ-10 или выключатели нагрузки ВН-11 с автоматическим при-

водом, трансформаторы тока ТПЛ-10 и предохранители ПК-10.

1. *Выбор разъединителей.* Для выбора разъединителей Р1 сравним в таблице 4.1 каталожные параметры разъединителя РВ-10/400 с данными, полученными в результате расчета.

Таблица 4.1. Выбор разъединителя

Расчетные данные (Р1)	Параметры разъединителя РВ-10/400
$U_n = 10$ кВ $I_{р.макс} = 43$ А $i_y^{(3)} = 3$ кА $[I_{уст}^{(3)}]^2 t_{пр} = 2^2 \cdot 1,4 = 5,6$ кА ² ·с	$U_n = 10$ кВ $I_n = 400$ А $i_{макс} = 50$ кА $I^2_T t = 10^2 \cdot 10 = 1000$ кА ² ·с

При проверке разъединителя на электротермическую стойкость приведенное время короткого замыкания определено как

$$t_{пр} = t_3 + t_b = 1,2 + 0,2 = 1,4 \text{ с},$$

где $t_3 = 1,2$ с — выдержка времени максимальной токовой защиты; $t_b = 0,2$ с — время отключения выключателя.

Из таблицы 4.1 видно, что разъединитель РВ-10/400 полностью удовлетворяет расчетным условиям и может быть принят также в качестве разъединителей Р2...Р6.

2. *Выбор выключателей.* Сравним в таблице 4.2 расчетные данные с параметрами выключателей.

Таблица 4.2. Выбор выключателя

Расчетные данные (В1)	Параметры выключателей	
	ВН-11	ВМГ-10
$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{р.макс}} = 43 \text{ А}$ $I_{\text{уст}}^{(3)} = 2 \text{ кА}$ $i_y^{(3)} = 3 \text{ кА}$ $[I_{\text{уст}}^{(3)}] t_{\text{пр}} =$ $= 2^2 \cdot 1,4 = 5,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{н}} = 200 \text{ А}$ $I_{\text{отк}} = 0,4 \text{ кА}$ $i_{\text{мах}} = 70 \text{ кА}$ $I_{\text{т}}^2 t = 30^2 \cdot 1 = 900 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{н}} = 630 \text{ А}$ $I_{\text{отк}} = 20 \text{ кА}$ $i_{\text{мах}} = 30 \text{ кА}$ $I_{\text{т}}^2 t = 30^2 \cdot 1 = 900 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Из таблицы видно, что для данных условий (В1) можно при-
 менить лишь масляный выключатель ВМГ-10-630-20, так как вы-
 ключатель нагрузки ВН-11 не подходит по отключающей способ-
 ности:

$$I_{\text{отк}} = 0,4 \text{ кА} < I_{\text{уст}}^{(3)} = 2 \text{ кА}.$$

Очевидно, что выбранный выключатель полностью удовлетво-
 ряет расчетным условиям при установке его на отходящей ли-
 нии (В2).

3. Выбор трансформаторов тока. Сравним параметры транс-
 форматоров тока типа ТПЛ-10 на питающей (ТТ1) и на отходя-
 щей (ТТ2) линиях (табл. 4.3 и 4.4) с данными, полученными в
 результате расчета.

Таблица 4.3. Выбор трансформатора тока по питающей линии

Расчетные данные (ТТ1)	Параметры трансформатора тока ТПЛ-10-05/Р-50/5
$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{р.макс}} = 43 \text{ А}$ $i_y^{(3)} = 3 \text{ кА}$ $[I_{\text{уст}}^{(3)}]^2 t_{\text{пр}} = 2^2 \cdot 1,4 =$ $= 5,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{н1}} = 50 \text{ А}$ $k_{\text{дин}} \sqrt{2} I_{\text{н1}} = 250 \cdot \sqrt{2} \cdot 50 \cdot 10^{-3} = 17,7 \text{ кА}$ $(k_{\text{т}} I_{\text{н1}})^2 t = (90 \cdot 50 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 1 = 20,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.4. Выбор трансформатора тока на отходящей линии

Расчетные данные (ТТ2)	Параметры трансформаторов тока типа ТПЛ-10	
$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{р.макс}} = 15 \text{ А}$ $i_y^{(3)} = 3 \text{ кА}$ $[I_{\text{уст}}^{(3)}]^2 t_{\text{пр}} = 2^2 \cdot 0,8 =$ $= 3,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{н1}} = 15 \text{ А}$ $k_{\text{дин}} \sqrt{2} I_{\text{н1}} = 250 \cdot \sqrt{2} \cdot 15 \cdot$ $\cdot 10^{-3} = 5,3 \text{ кА}$ $(k_{\text{т}} I_{\text{н1}})^2 t = (90 \cdot 15 \cdot$ $\cdot 10^{-3})^2 \cdot 1 = 1,82 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{н1}} = 20 \text{ А}$ $k_{\text{дин}} \sqrt{2} I_{\text{н1}} = 250 \cdot \sqrt{2} \cdot$ $\cdot 20 \cdot 10^{-3} = 70,7 \text{ кА}$ $(k_{\text{т}} I_{\text{н1}})^2 t = (90 \cdot 20 \cdot$ $\cdot 10^{-3})^2 \cdot 1 = 3,24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Трансформаторы типа ТПЛ-10 с коэффициентом трансформации 15/5 не удовлетворяют условиям термической стойкости, поэтому на отходящей линии следует использовать ТПЛ-10 с $I_{1н} = 20$ А.

Таким образом, окончательно выбраны трансформаторы тока ТПЛ-10 с коэффициентами трансформации: на питающей линии (ТТ1)—50/5, на отходящей линии (ТТ2)—20/5. Эти трансформаторы тока имеют два сердечника: класс 0,5 для питания счетчиков и измерительных приборов, класс Р для питания реле.

Для проверки сердечника класса 0,5 по классу точности сравним его вторичную номинальную мощность ($S_{2н} = 10$ В·А) с действительной для одного из присоединений, так как число вторичных приборов на питающей и отходящей линиях одинаково. Ко вторичной обмотке трансформатора тока фазы А подключены амперметр типа Э30, потребляющий 2 В·А, и токовая обмотка счетчика САЗУ-И674, потребляющая 1,4 В·А. Приняв сопротивление контактов $R_{конт} = 0,1$ Ом, определим по уравнению (4.10) допустимое сопротивление:

$$R_{к.п} = \frac{S_{2н} - (\Sigma S_{пр} + I_{2н}^2 R_{конт})}{I_{2н}^2} =$$

$$= \frac{10 - (2 + 1,4 + 25 \cdot 0,1)}{25} = 0,164 \text{ Ом.}$$

Расчетное сечение медного провода вторичной проводки при длине соединительных проводов $l = 10$ м.

$$q = \frac{\sqrt{3}l}{\gamma R_{к.п}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10}{53 \cdot 0,164} = 2 \text{ мм}^2.$$

Примем ближайшее стандартное сечение проводов контрольной проводки $q = 2,5$ мм².

4. *Выбор высоковольтных предохранителей.* Предохранители типа ПК-10 являются токоограничивающими, поэтому их не проверяют на электродинамическую и термическую стойкость. В качестве максимального рабочего тока примем номинальный ток трансформатора ТМ-250/10, равный 14,4 А.

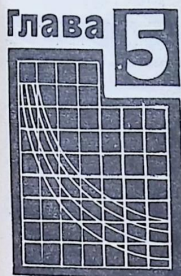
Характеристика выбранного предохранителя типа ПК-10 соответствует характеристике, полученной в результате расчета.

Расчетные данные (П1, П2)	Параметры предохранителя ПК-10/50
$U_n = 10$ кВ	$U_n = 10$ кВ
$I_{р.макс} = 14,4$ А	$I_n = 50$ А
$I_{уст}^{(3)} = 2$ кА	$I_{отк} = 12$ кА

Номинальный ток плавкой вставки предохранителей ПК-10 для защиты трансформаторов 10/0,4 кВ выбирают по следующему условию:

$$I_{зст.н} = 2I_{н.тр}. \quad (4.11)$$

Подставив в формулу (4.11) значение $I_{н.тр.} = 14,4$ А, получим $I_{зст.н.} = 28,8$ А. Округляем до ближайшего стандартного значения: $I_{зст.н.} = 30$ А.



РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА СЕЛЬСКИХ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК*

Работа 12. Электромагнитные реле переменного тока и напряжения

Содержание работы. 1. Изучить принцип действия и конструкцию электромагнитных реле тока типа РТ-40 и реле напряжения типа РН-50. Выяснить принципиальные отличия реле тока и напряжения, способы регулирования уставок.

2. Ознакомиться со схемами внутренних соединений и основными техническими данными реле.

3. Измерить токи и напряжения срабатывания и возврата реле на разных уставках на шкале. Оценить погрешность срабатывания. Определить коэффициенты возврата.

Общие сведения. Реле — автоматически действующий аппарат. Он предназначен при заданном значении воздействующей величины, характеризующей определенное внешнее явление, производить скачкообразные изменения в управляемых системах (как правило, в электрических цепях управления и сигнализации).

Реле защиты, то есть реле, применяемые в схемах защиты элементов электроустановок, за исключением нескольких типов, реагируют на электрические воздействующие величины и называются электрическими. В качестве электрических воздействующих величин могут быть ток, напряжение, их симметричные составляющие, угол сдвига фаз между током и напряжением, мощность, сопротивление, частота.

* В главе 5 использован материал первого издания «Практикума», написанный М. И. Пронниковой.

Реле, срабатывающие с определенной точностью при заранее установленном значении воздействующей величины в пределах непрерывного диапазона ее изменения, называются измерительными реле. В соответствии с перечисленными видами воздействующих величин измерительные реле подразделяются на реле тока, реле напряжения, реле мощности и т. п.

Измерительные реле, срабатывающие при значениях воздействующей величины, больших заданного, называются максимальными, а реле, срабатывающие при значениях воздействующей величины, меньших заданного, — минимальными.

Кроме измерительных реле, в схемах защиты широко применяют логические реле, предназначенные для расширения функций измерительных реле, для размножения контактов, создания выдержек времени, воздействия на выключатели и сигнальные устройства и т. д.

По способу включения реле защиты делятся на первичные, включаемые непосредственно в цепь защищаемого элемента (на ток или напряжение), и вторичные, которые включаются через измерительные трансформаторы тока и напряжения.

По способу воздействия на выключатель защищаемого элемента электроустановки реле защиты подразделяются на реле прямого действия, действующие непосредственно на привод выключателя, после чего последний отключается, и реле косвенного действия, которые подключают электромагнит отключения выключателя к источнику оперативного тока.

Все реле характеризуются следующими основными параметрами.

Параметр срабатывания — пороговое (граничное) значение воздействующей величины, при котором реле срабатывает (замыкает свои разомкнутые контакты, действует непосредственно на привод).

Например, для максимального реле тока за ток срабатывания принимается наименьшее значение тока, при котором реле срабатывает, а для минимального реле — наибольшее значение.

Заданное пороговое значение воздействующей величины, при котором реле должно сработать, называется уставкой, а положение указателя на шкале реле, соответствующее этому значению, называется уставкой по шкале.

Параметр возврата — граничное значение воздействующей величины, при котором происходит возврат реле в начальное состояние. Для максимальных реле параметр возврата соответствует максимальному значению воздействующей величины, при котором реле возвращается в начальное состояние, а для минимальных реле — минимальному значению воздействующей величины.

Коэффициент возврата k_v — отношение параметра возврата к параметру срабатывания. Для максимальных реле $k_v < 1$, для минимальных $k_v > 1$.

Погрешность срабатывания — отклонение параметра срабатывания реле от уставки, выраженное в процентах, например,

$$\Delta I \% \frac{I_{с.р} - I_y}{I_y} \cdot 100 ,$$

где $I_{с.р}$ — ток срабатывания реле при данной уставке; I_y — уставка тока срабатывания.

По принципу действия реле защиты подразделяются на электромагнитные, индукционные, магнитоэлектрические, поляризованные, полупроводниковые.

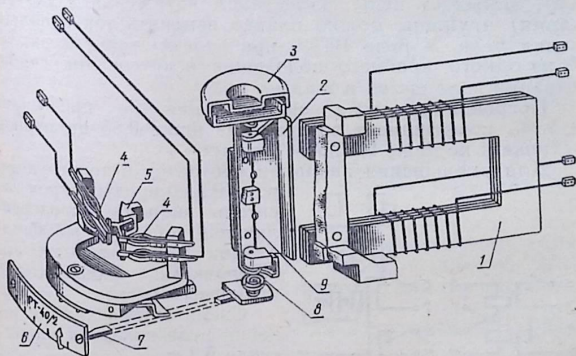


Рис. 5.1 Электромагнитное токовое реле РТ-40:

1 — электромагнит; 2 — вращающийся якорь; 3 — гаситель колебаний; 4 — неподвижный контакт; 5 — подвижный контактный мостик; 6 — шкала уставок тока срабатывания; 7 — поводок для регулирования тока срабатывания; 8 — противодействующая пружина; 9 — ось якоря.

Принцип действия электромагнитных реле основан на взаимодействии магнитного поля обмотки, обтекаемой током, с ферромагнитным якорем.

Схема реле типа РТ-40 показана на рисунке 5.1. Магнитная система реле состоит из П-образного шихтованного сердечника 1 и Г-образного якоря 2. Якорь реле удерживается в начальном положении при помощи противодействующей спиральной пружины 8, один конец которой связан с якорем, а другой — с указателем уставки 7. На сердечнике 1 расположены две катушки, концы которых выведены на зажимы цоколя реле. Перестановкой перемычек на этих зажимах можно осуществлять параллельное и последовательное соединение катушек реле и соответственно изменять значение уставок в 2 раза. Цифры, нанесенные на шкале реле, соответствуют последовательному соединению обмоток.

При прохождении тока по обмотке реле магнитный поток, создаваемый этим током, намагничивает подвижный якорь и он притягивается к сердечнику. При перемещении якорь поворачивает подвижную часть контактов 5 (контактный мостик), которая, соприкасаясь с неподвижной частью контактов 4 (контактные пружины), замыкает цепь. Изменением натяжения (закручивания) пружины можно плавно изменять ток срабатывания реле. У реле РТ-40 при перемещении указателя 7 из одного крайнего положения в другое ток срабатывания изменяется в 2 раза.

Погрешность тока срабатывания не превышает $\pm 5\%$, коэффициент возврата не ниже 0,85 на первой уставке и не ниже 0,8 на остальных.

Для уменьшения вибрации контактов в конструкции реле РТ-40 предусмотрен гаситель вибрации, представляющий собой полый барабанчик с радиальными перегородками, заполненный кварцевым песком.

Схема внутренних соединений реле показана на рисунке 5.2, а.

Реле РТ-40 является максимальным реле. Его применяют в схемах релейной защиты и в схемах проти-

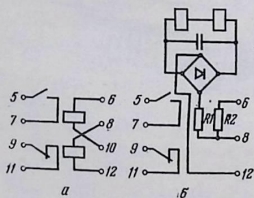


Рис. 5.2 Схема внутренних соединений реле РТ-40/10 (а) и реле РН-54/320 (б).

воаварийной автоматики в качестве органа, реагирующего на повышение тока в контролируемой цепи. Реле выпускают девяти исполнений с различными диапазонами уставок, от 0,05 до 200 А. Потребляемая мощность от 0,2 до 8 В·А.

Конструкция реле напряжения РН-50 аналогична конструкции реле тока РТ-40. У реле напряжения гасителя вибрации нет. Для снижения потребляемой мощности и вибрации подвижной системы обмотка реле напряжения, состоящая из двух последовательно соединенных катушек с большим числом витков, подключается к контролируемой цепи через выпрямительный мост и добавочные резисторы $R1$ и $R2$ (рис. 5.2, б). У реле два диапазона уставок. В диапазоне меньших уставок обмотка реле к контролируемой цепи подключается через резистор $R1$, в диапазоне больших уставок — через последовательно соединенные резисторы $R1$ и $R2$. У реле на номинальное напряжение 400 В обмотка реле шунтируется конденсатором для устранения опасности пробоя диодов.

В схемах релейной защиты и автоматики широко применяют как максимальные реле напряжения (РН-53, РН-58), так и минимальные реле напряжения (РН-54). *Напряжением срабатывания минимального реле* называется напряжение, при котором происходит отпускание реле и замыкание размыкающих контактов; *напряжением возврата* — напряжение, при котором якорь реле притягивается к сердечнику и замыкающие контакты замыкаются.

Коэффициент возврата минимального реле не более 1,25. Потребляемая мощность не превышает 5 В·А для первого диапазона и 10 В·А для второго диапазона уставок.

Указания к выполнению работы. 1. Изучить устройство электромагнитных реле переменного тока типа РТ-40 и реле напряжения типа РН-50. Записать паспортные данные реле и зарисовать схемы их внутренних соединений.

2. Собрать схему для испытаний реле тока РТ-40/10 (рис. 5.3, а).

3. Измерить токи срабатывания и токи возврата реле при разных уставках на шкале.

Для этого плавно увеличить ток в обмотке реле до загорания сигнальной лампы (ток срабатывания реле),

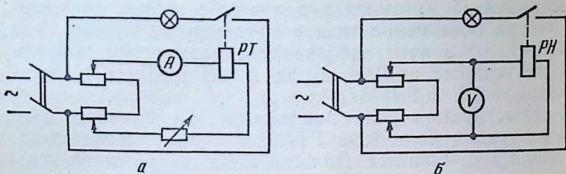


Рис. 5.3 Схема испытаний реле тока (а) и напряжения (б).

а затем снизить ток до погасания лампы (ток возврата реле). Срабатывание и возврат реле контролировать также по замыканию и размыканию контактов. Записать результаты трехкратных измерений в таблицу для максимальной, минимальной и промежуточной уставок. Определить средние значения тока срабатывания и возврата, по ним найти коэффициенты возврата и оценить погрешность срабатывания реле.

4. Собрать схему для испытаний минимального реле напряжения РН-54/320 (рис. 5.3, б).

5. Измерить напряжения срабатывания и возврата реле при разных уставках на шкале. Плавнo увеличивая напряжение до погасания сигнальной лампы (напряжение возврата реле), а затем снижая до загорания лампы (напряжение срабатывания реле), записать результаты измерений для трех уставок реле в таблицу. Определить погрешности срабатывания и коэффициенты возврата реле.

Контрольные вопросы. 1. Что такое реле? Их назначение в схемах релейной защиты и автоматики. 2. Что называется током срабатывания, током возврата и коэффициентом возврата реле максимального тока? 3. Что такое напряжение срабатывания и напряжение возврата реле минимального напряжения? 4. Причины, вызывающие вибрацию контактов электромагнитных реле переменного тока. Какие способы применяют для уменьшения вибрации в реле типа РТ-40 и типа РН-50? 5. Что такое максимальное реле и минимальное реле? Имеются ли конструктивные отличия между ними? Можно ли использовать максимальное реле тока типа РТ-40 в качестве минимального реле тока? 6. Почему у реле тока типа РТ-40 при параллельном соединении секций (катушек) обмотки ток срабатывания увеличивается в 2 раза? 7. Как регулируется напряжение срабатывания у реле РН-50 (ступенчато и плавно)? 8. Что такое уставка тока (напряжения)? Как регулируется уставка у реле типа РТ-40 и типа РН-50? 9. Можно ли применять реле типа РТ-40 и типа РН-50 для контроля цепей постоянного тока? Сохраняется ли при этом уставка реле, отрегулированная для цепи переменного тока?

Работа 13. Электромагнитные реле времени, промежуточные и указательные реле

Содержание работы. 1. Изучить принцип действия и конструкции электромагнитных реле времени, промежуточных и указательных реле.

2. Провести испытания реле, определить напряжение (ток) срабатывания и время срабатывания.

Общие сведения. Электромагнитные реле времени по выполнению воспринимающей системы подразделяются на реле постоянного тока (реле серии ЭВ-100) и на реле переменного тока (ЭВ-200).

Основными элементами реле являются электромагнит и специальный часовой механизм, при помощи которого создается требуемая выдержка времени. Электромагнит реле серии ЭВ-100 (рис. 5.4) состоит из катушки 1, расположенной на магнитопроводе 2, и втягивающего цилиндрического якоря 3. Если тока в обмотке нет, то якорь под действием возвратной пружины 4 поднимает заводной рычаг 9 часового механизма вверх до упора. При этом зубчатый сектор 10 поворачивает шестерню 11 и устанавливает подвижный контакт 12 в

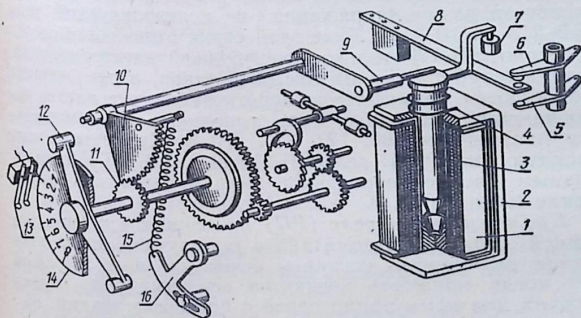


Рис. 5.4 Устройство реле времени ЭВ-100 и ЭВ-200:

1 — катушка; 2 — магнитопровод; 3 — якорь; 4 — возвратная пружина; 5, 6 — неподвижные мгновенные контакты; 7 — поводок; 8 — подвижный мгновенный контакт; 9 — заводной рычаг; 10 — зубчатый сектор; 11 — шестерня; 12 — подвижный контакт; 13 — неподвижный контакт; 14 — шкала; 15 — рабочая пружина; 16 — скоба для изменения натяжения пружины.

начальное положение. Одновременно растягивается рабочая пружина 15 часового механизма.

При появлении тока в обмотке якорь втягивается, освобождает рычаг 9, и под действием рабочей пружины выходной вал часового механизма вместе с подвижным контактом начинает поворачиваться. Усилие пружины передается также на анкерное устройство, которым регулируется скорость перемещения подвижного контакта. Вал вращается до тех пор, пока подвижный контакт не замкнет конечный неподвижный контакт 13. Последний можно закреплять на шкале на разном расстоянии от подвижного контакта, чем и достигается изменение уставки выдержки времени. На шкале реле можно устанавливать также проскальзывающий контакт, замыкающийся с подвижным на короткий промежуток времени. Реле имеют также контакты, замыкающиеся мгновенно (5, 6).

Реле серии ЭВ-100 выпускают 12 различных исполнений с диапазоном уставок 0,1...1,3; 0,25...3,5; 0,5...9; 1...20 с на напряжение 24, 48, 110, 220 В.

Реле серии ЭВ-200 применяют в схемах релейной защиты и автоматики на переменном оперативном токе для создания выдержки времени при срабатывании (ЭВ-217, ЭВ-227, ЭВ-237, ЭВ-247) или при возврате из-за исчезновения напряжения в контролируемой цепи (ЭВ-215...ЭВ-245). Реле этой серии отличаются от реле серии ЭВ-100 только конструкцией электромагнита, который набирается из листовой стали, и тем, что на его полюсах размещаются короткозамкнутые витки, исключающие вибрацию. Реле выполняют на номинальное напряжение 100, 127, 220, 380 В. Кроме того, выпускают комплекты реле ЭВ-215 К...ЭВ-245 К с трехфазным двухполупериодным выпрямителем на напряжение 100 и 220 В.

Промежуточные реле (РП) применяют в схемах релейной защиты и автоматики в тех случаях, когда требуется размножить контакты основных реле защиты или когда мощность контактов основных реле недостаточна для коммутации цепей с большими токами, например цепей управления выключателями.

Реле РП выполняют на магнитной системе клапанного типа, включающей в себя сердечник с полюсным наконечником, расположенный внутри катушки, и якорь. При втягивании якорь перемещает траверсу с подвиж-

ными контактами. Реле выпускают на номинальное напряжение 24, 48, 110, 220 В постоянного тока и 100, 127, 220 В переменного. Промежуточное реле может иметь одну или несколько удерживающих обмоток, подключаемых через собственные замыкающие контакты к источникам напряжения или тока (рис. 5.5), для надежного срабатывания при кратковременном срабатывании пускового реле защиты.

Реле РП бывают быстродействующие (0,011...0,6 с) и с замедлением при срабатывании (до 0,25 с) или при возврате (до 1,4 с). Последнее достигается установкой на сердечнике медных демпфирующих шайб (реле РП-252), демпфирующих обмоток (РП-253, 254), а также при помощи контура RC , подключаемого параллельно обмотке реле.

Указательные реле РУ-21 применяют для фиксации (указания) срабатывания реле защиты, что облегчает обслуживающему персоналу анализировать действия защит и определять характер повреждения.

При втягивании якоря реле освобождает барабан с указательным диском, который, поворачиваясь, переключает контакты реле, а в смотровом окне проявляются светлые секторы диска. В исходное положение диск возвращается вручную при помощи возвратного устройства. Реле РУ-21 выпускают серийными с номинальными токами от 0,01 до 4 А и шунтовыми на напряжения 12, 24, 48, 110, 220 В постоянного тока. Кроме того, выпускается блок указательных реле БРУ-4, состоящий из четырех реле РУ-21, действующих независимо один от другого.

Указания к выполнению работы. 1. После ознакомления с устройством реле ЭВ, РП, РУ зарисовать схемы внутренних соединений реле и записать их основные технические данные.

2. Определить напряжения срабатывания и проверить шкалу уставок выдержек времени реле ЭВ (схема испытаний, рис. 5.6, а).

Увеличивая постепенно напряжение, определить его значение, при котором якорь реле четко до упора втягивается в катушку. Сравнить результаты измерений с паспортными данными ($U_{ср} \leq 0,75 U_{ном}$). Фактическую выдержку времени на каждой уставке определяют как среднеарифметическое значение по результатам трех

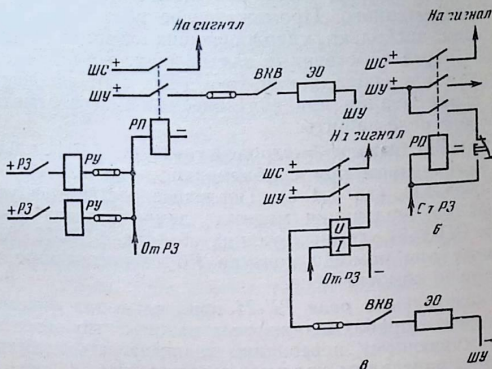


Рис. 5.5 Схемы включения промежуточных реле:

а — без самоудерживания; *б* — с самоудерживанием и ручным возвратом; *в* — с самоудерживанием сериесной катушкой и автоматическим возвратом; ШУ, ШС — шинки управления и сигнализации оперативных цепей; ЗО — электромагнит отключения выключателя; ВКВ — вспомогательный контакт выключателя (замкнут при положении «Включено»); РЗ — контакт реле защиты.

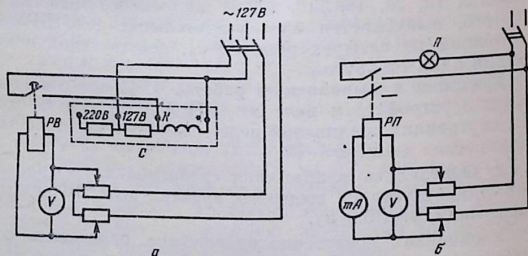


Рис. 5.6 Схемы испытаний реле времени (*а*) и промежуточных (*б*).

измерений. Измерения следует проводить при подаче номинального напряжения на реле.

3. Определить напряжение и ток срабатывания промежуточных реле постоянного и переменного тока (схема испытаний, рис. 5.6, б). Определить мощности срабатывания и сопротивления реле.

4. Замерить ток и напряжение срабатывания указательных реле.

Контрольные вопросы. 1. Поясните принцип действия электромагнитных реле времени серии ЭВ-100. 2. Каково конструктивное отличие реле серии ЭВ-100 и ЭВ-200? Как регулируется уставка выдержки времени электромагнитных реле? 3. Назовите и изобразите различные варианты исполнения контактов реле времени. 4. Поясните назначение РП, требования, предъявляемые к ним, и принципы выполнения промежуточных реле. 5. Назовите типы РП, имеющие замедление на срабатывание (возврат). Чем это достигается? 6. Каково назначение указательных реле? Назовите различные типы реле и принцип их действия.

Работа 14. Комбинированные токовые реле серии РТ-80, РТ-90

Содержание работы. 1. Изучить принцип действия и устройство реле РТ-80.

2. Ознакомиться со схемой внутренних соединений и техническими данными реле РТ-80 (РТ-81, РТ-85, РТ-90).

3. Проверить шкалу токов срабатывания индукционного элемента реле РТ-81.

4. Проверить шкалу кратностей отсечки реле.

5. Снять временные характеристики реле (время срабатывания реле в функции от тока в обмотке реле при заданной уставке выдержки времени и неизменной уставке тока).

6. Расчетным путем подобрать характеристику реле для заданных условий и настроить реле на заданную характеристику.

Общие сведения. Токовые реле серии РТ-80 (РТ-90) являются комбинированными и состоят из двух элементов: индукционного с вращающимся диском и электромагнитного с притягиваемым якорем, имеющих общий магнитопровод (рис. 5.7, а).

При протекании тока по обмотке реле в зазоре между полюсами создаются магнитные потоки, сдвинутые в пространстве и по фазе (за счет наличия на части

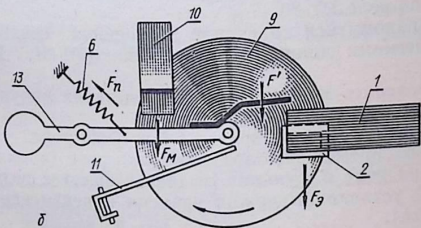
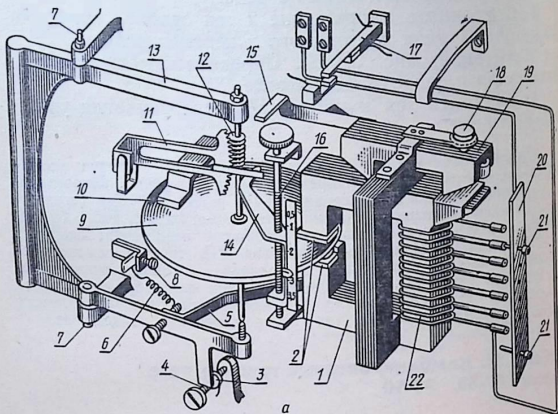


Рис. 5.7 Комбинированное токовое реле РТ-80:

a — конструкция реле; 6 — силы, действующие на диск; 1 — электромагнит; 2 — короткозамкнутые витки; 3 — гайка упорного винта для регулировки поворота рамки; 4 — фасонный упорный винт; 5 — стальная скоба; 6 — пружина; 7 — ось рамки; 8 — регулировочный винт пружины; 9 — вращающийся диск; 10 — постоянный магнит; 11 — сегмент с контактным рычагом; 12 — червяк на оси диска; 13 — подвижная рамка; 14 — движок шкалы уставок времени; 15 — коромысло якоря; 16 — винт регулировки уставки выдержки времени; 17 — контакты; 18 — регулировочный винт отсечки; 19 — якорь; 20 — контактная колодка; 21 — контактные винты; 22 — обмотка реле; $F_Э$ — электромагнитная сила; F' — притягивающая сила стальной скобы; F_M — сила постоянного магнита; $F_Д$ — противодействующая сила пружины.

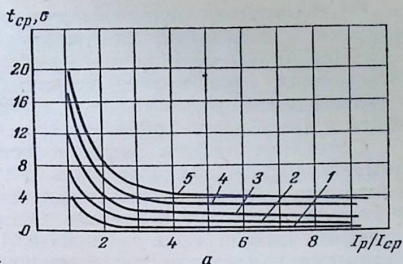
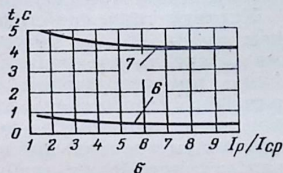


Рис. 5.8 Характеристики выдержек времени реле РТ-81, РТ-85 (а) и РТ-90 (б):

1 — при уставке 0,5 с; 2 — при уставке 1 с; 3 — при уставке 2 с; 4 — при уставке 3 с; 5 — при уставке 4 с; 6 — при уставке 0,5 с; 7 — при уставке 4 с.



полюса короткозамкнутого витка), которые пронизывают находящийся в зазоре диск, создавая вращающий момент (рис. 5.7. б).

При токе, равном 20... 80 % тока срабатывания, диск начинает вращаться и вращать укрепленный на одной с ним оси червяк. Однако рамка оттянута пружиной в крайнее положение, и поэтому червяк не входит в зацепление с зубчатым сектором.

При определенной силе тока в обмотке реле рамка с диском поворачивается, червяк входит в зацепление с зубчатым сектором, и последний начинает подниматься. По истечении некоторого времени сектор упирается своим рычагом в коромысло якоря, поворачивая его. Правый конец якоря притягивается к магнитопроводу, а своим левым концом замыкает (или размыкает) контакты реле.

Скорость вращения диска зависит от протекающего по обмотке тока, поэтому реле имеет зависимую часть характеристики. Независимая часть наступает при насыщении магнитопровода токами, 6... 8-кратными току срабатывания (рис. 5.8, а).

Если к реле подвести сразу большой ток, достаточный для притягивания электромагнитного элемента к магнитопроводу, то реле будет срабатывать без выдержки времени (отсечка).

Особенностью реле является описанное сцепление червяка с сегментом, благодаря чему реле имеет небольшое время инерционного выбега, так как после исчезновения тока в реле червяк быстро расцепляется с сегментом и вращение диска по инерции не может привести к замыканию контактов реле.

Сочетание работы индукционного элемента с электромагнитным клапанного типа в момент замыкания контактов обуславливает большой избыточный момент и хорошее нажатие контактов за счет уменьшения воздушного зазора. Реле типа РТ-85, РТ-86 выполняют с мощными контактами, позволяющими размыкать токи до 150 А.

Реле имеет три регулируемые уставки.

Уставку тока срабатывания I_y регулируют изменением числа витков катушки электромагнита, переставляя штепсель на специальной штепсельной колодке. В целях предотвращения размыкания вторичной цепи трансформатора тока, к которому подключается обмотка реле, переключение на новую уставку производится в следующем порядке: при помощи дополнительного штепселя устанавливают требуемую новую уставку и лишь затем перемещают штепсель с прежней уставки на запасное холостое гнездо колодки.

При изменении I_y изменяется также ток срабатывания электромагнитного элемента — отсечки.

Уставку кратности отсечки, нанесенную на регулировочном винте, изменяющем зазор между якорем и электромагнитом, регулируют в пределах от 2 до 8:

$$k_{отс} = \frac{I_{с.отс}}{I_y}.$$

Уставку выдержки времени t_y , отсчитываемую по независимой части характеристики реле, наносят на шкале времени и регулируют винтом, изменяющим величину перемещения сегмента с рычагом, вызывающим замыкание (или размыкание) контактов реле.

Потребление реле при срабатывании индукционного элемента и минимальной уставке тока составляет 10...15 В·А. Коэффициент возврата реле (для элемента с выдержкой времени) не менее 0,8.

Варианты исполнения. Реле серии РТ-80 выпускают в нескольких исполнениях на различные пределы уставок тока (2...5 А через 0,5 А, 4...10 А через 1 А),

уставок выдержки времени (0,5...4; 1...4; 2...16; 4...16 с) с различным выполнением контактов. Реле типа РТ-81 и РТ-82 имеют один замыкающий или один размыкающий контакт.

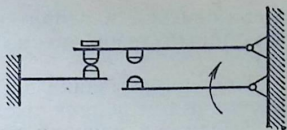


Рис. 5.9 Кинематическая схема переключающего контакта усиленного исполнения.

У реле РТ-83, РТ-84 индукционный и электромагнитный элементы имеют отдельные контакты. Реле типа РТ-85, РТ-86 имеют размыкающие и замыкающие контакты с общей точкой (рис. 5.9), так называемый переключающий контакт без размыкания цепи. При срабатывании реле вначале замыкается один контакт и лишь затем размыкается другой, чем обеспечивается подключение отключающего электромагнита без разрыва цепи в схемах на оперативном переменном токе.

Эти контакты способны шунтировать и дешунтировать цепь с сопротивлением до 4,5 Ом при токе до 150 А. У реле РТ-83, РТ-84 и РТ-86 имеются, кроме основных, также сигнальные контакты.

Реле серии РТ-90 в отличие от РТ-80 имеют мало зависимую от тока выдержку времени (рис. 5.8, б) и в три раза большую потребляемую мощность.

Благодаря универсальности реле серии РТ-80, включающего в себя мгновенное токовое реле, реле с выдержкой времени, указательный флажок и не требующего промежуточных реле для усиления контактов, оно очень широко используется в схемах защит систем сельского электроснабжения.

Испытания реле. При испытании реле РТ-80 проверяют указанные выше уставки, а также определяют коэффициент возврата реле и время возврата реле в исходное положение.

Ток срабатывания индукционного элемента измеряют при плавном увеличении тока в реле в момент зацепления сектора с червяком, а ток возврата — при плавном снижении тока в момент расцепления этих элементов.

После срабатывания реле и притягивания якоря к сердечнику электромагнита сила тока в обмотке несколько изменится из-за увеличения ее сопротивления. Поэтому в процессе регулирования тока якорь должен

удерживаться в непритянutom состоянии (для этого в воздушный зазор можно вставить бумажную прокладку).

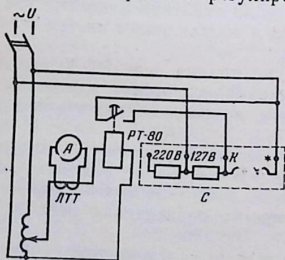
Ток срабатывания электромагнитного элемента проверяют путем подачи тока в реле броском.

Выдержка времени реле зависит от трех факторов: от уставки выдержки времени, уставки тока и силы тока, действительно протекающего в реле.

На табличке реле нанесены две крайние характеристики, соответствующие минимальной и максимальной уставкам выдержки времени.

Схема испытаний. На стенде установлены реле РТ-80 и аппаратура в соответствии со схемой испытаний (рис. 5.10). Токи в реле можно регулировать в широких пределах при помощи автотрансформатора. Измеряют ток многопредельным лабораторным трансформатором тока ЛТТ и амперметром. Электрический секундомер С, получая питание одновременно с реле, останавливается при шунтировании обмотки мотора замыкающими контактами реле при его срабатывании.

Указания к выполнению работы. 1. Изучить принцип действия и устройство реле (см. рис. 5.7), обратив внимание на магнитную систему, короткозамкнутые витки, диск, подвижную рамку, оттягивающую пружину, постоянный магнит, червяк на оси диска, зубчатый сегмент, рычаг якоря, якорь электромагнита мгновенного действия, контакты реле, винт регулировки времени действия, устройство регулировки тока срабатывания, винт регулировки отсечки, ограничитель возврата рамки.



Начертить схему внутренних соединений реле и записать основные технические данные реле: пределы тока, уставки выдержки времени, типы контактов и их нагрузочную способность, потребляемую мощность.

2. Для элемента с выдержкой времени собрать схему (рис. 5.10),

Рис. 5.10 Схема испытаний реле типа РТ-80.

не подключая секундомера. Поставить уставку тока I_y на реле и при плавном увеличении тока от нуля определить ток, при котором срабатывает реле, когда червяк входит в зацепление с зубчатым сегментом.

На каждой уставке сделать три измерения, подсчитать среднее значение и разброс точек относительно уставки. Оценить погрешность реле. Опыт провести для трех уставок тока: минимальной, максимальной и промежуточной.

Влияние отсечки исключить ($k_{отс}=8$). Уставку выдержки времени принять максимальной.

3. Проверить шкалу кратностей отсечки. Измерить ток срабатывания отсечки для кратностей 2, 4, 6 и 8 при начальной уставке тока срабатывания $I_{y.мин}$.

Для того чтобы четко определить срабатывание отсечки, уставку выдержки времени индукционного элемента принять максимальной.

Опыт проводить в следующем порядке.

Поставить исходные уставки $I_{y.мин}$, $t_{y.макс}$ и проверяемую уставку $k_{отс}$.

Вставить бумажную прокладку в воздушный зазор между притягиваемым якорем и электромагнитом и после этого включить рубильник. Отрегулировать силу тока в реле на несколько меньшее значение, чем требуется для срабатывания отсечки по расчетным данным: $I_{с.отс} = K_{отс} I_y$. Затем отключить рубильник, вынуть прокладку из воздушного зазора и, броском подавая ток в реле, проверить действие отсечки. Если отсечка не срабатывает, повторить опыт, несколько увеличивая ток.

Найденное таким образом наименьшее значение тока, при котором срабатывает электромагнитный элемент без выдержки времени, является током срабатывания отсечки, а отношение его к уставке индукционного элемента I_y — кратностью отсечки:

$$\frac{I_{с.отс}}{I_y} = k_{отс}.$$

4. Снять временные характеристики реле — зависимость времени срабатывания от тока в обмотке при заданной уставке выдержки времени.

Рекомендуется снять три характеристики при следующих уставках на реле: $t_{y.мин}$, $I_{y.мин}$, $k_{отс}=8$; $t_{y.2}$, $I_{y.2}$, $k_{отс}=4$ (по расчетной точке см. п. 5); $t_{y.макс}$, $I_{y.макс}$, $k_{отс}=6$.

Порядок проведения опыта следующий. Включить рубильник и, не обращая внимания на вращение электрического секундомера, установить требуемый ток (при наличии прокладки в воздушном зазоре между якорем и электромагнитом). Затем отключить рубильник, вернуть стрелки секундомера на нуль и удалить прокладку из воздушного зазора. После того как подвижная система реле вернется в исходное положение, снова подать питание. По прошествии времени $t_{с.р}$ реле сработает и остановит секундомер.

Необходимо помнить, что уставка выдержки времени, указанная на шкале, соответствует времени срабатывания в независимой части характеристики. Поэтому время срабатывания реле может быть больше уставки вплоть до токов, 6...8-кратных от тока срабатывания. Токи в реле рекомендуется изменять в пределах от (1,2...1,5) I_y до значения, превышающего ток срабатывания отсечки. Для каждого значения тока выдержку времени измерить три раза, подсчитать погрешность выдержки времени в независимой части характеристик. По экспериментальным данным построить все три временные характеристики в одинаковом масштабе и в общих координатах двух видов:

в функции от тока в реле $t_{с.р} = f(I_p)$;

в функции от кратности тока в реле к току уставки

$$t_{с.т} = f\left(\frac{I_p}{I_y}\right).$$

Последние сравнить с данными на табличке реле.

Проанализировать результаты опыта, объяснить совпадение отдельных кривых или только начала и независимых частей характеристик; сделать выводы о влиянии регулирования отдельных уставок на другие параметры реле (I_y на $I_{с.р}$, на $t_{с.р}$, на $I_{с.отс}$ и т. п.).

5. Подобрать уставку t_y и отрегулировать реле на заданную характеристику по одной контрольной точке. Порядок подбора показан в приведенном далее примере. Исходные данные индивидуальные для каждой бригады.

Пример 5.1. Подобрать характеристики и уставки выдержки времени реле РТ-81.

Дано: $I_y = 4$ А.

Подобрать уставку выдержки времени на реле РТ-81/1 таким образом, чтобы при токе в реле $I_p = 8$ А время срабатывания защиты составило:

$$t_{c.з} = 2,0 \text{ с.}$$

1. Определяем кратность тока в реле к току уставки:

$$\frac{I_p}{I_y} = \frac{8}{4} = 2.$$

2. Отложив $t_{c.p} = 2$ с и $\frac{I_p}{I_y} = 2$ в координатах временных

характеристик, находим контрольную точку, через которую должна пройти искомая характеристика.

3. Определяем уставку выдержки времени t_y . Если контрольная точка попадает в независимую часть характеристик, то t_y сразу устанавливаем по шкале уставок выдержек времени $t_y = t_{c.p.}$

Если же контрольная точка попадает в зависимую часть, то поступаем следующим образом: путем интерполяции по заданным на реле характеристикам проводим характеристику через эту точку и по независимой части при $I_p = (6 \dots 8) I_y$ отсчитываем время, соответствующее выдержке времени по шкале $t_y = n(\text{с})$ [в данном случае $n = 1$ с].

4. Далее устанавливаем $t_y = n$ (с) по шкале, подаем ток, равный 8 А, в реле и замеряем фактическое время срабатывания реле. Регулируя положение указателя, добиваемся точного совпадения времени срабатывания реле со временем заданной контрольной точки.

Затем снимаем 4...5 точек характеристики при принятой уставке t_y .

Контрольные вопросы. 1. Объяснить принцип действия реле РТ-80: чем обеспечиваются вращающий и тормозные моменты реле? Почему реле РТ-80 имеет ограниченно зависимую временную характеристику? Что такое инерционный выбег реле? За счет чего обеспечивается малое время инерционного выбега реле РТ-80? Какие преимущества дало сочетание электромагнитного и индукционного принципа? 2. Какие шкалы уставок имеют реле РТ и как они регулируются? Объяснить очередность переключения уставки тока I_y для предотвращения разрыва цепи трансформатора тока. Как регулируется ток срабатывания отсечки? По какой части временной характеристики ведется отсчет уставки выдержки времени? Как регулируется уставка? Какие значения коэффициента возврата допускаются для индукционного элемента? 3. Почему в схемах защиты с реле РТ-80 не требуется промежуточных и сигнальных реле? 4. Объясните устройство контактной системы реле РТ-81 и РТ-85, объясните работу переключающего контакта. Какие токи может размыкать усиленный контакт реле РТ-85? 5. Как настроить реле РТ-81/1, чтобы при $I_y = 6$ А оно срабатывало без выдержки времени при токе в обмотке реле $I_p = 24$ А? Как нужно установить винт отсечки, если последняя не используется? 6. Каким образом подбирается требуемая временная характеристика на реле по контрольной точке? 7. Каким образом регулировка отдельных уставок влияет на другие показатели реле? Как изменяется ток срабатывания отсечки, если при неизменном $k_{отс}$ ток уставки реле I_y уве-

личить с 4 до 6 А? Как изменится время срабатывания реле при этом? 8. Сравните реле РТ-80 с электромагнитными реле тока по основным показателям: потреблению, точности работы, значениям коэффициента возврата, пределам и способам регулирования уставок тока, мощности контактов реле. 9. Перечислите особенности реле серии РТ-90.

Работа 15. Вторичные реле прямого действия

Содержание работы. 1. Изучить устройство реле тока РТМ и РТВ с механическим реле времени.

2. Проверить шкалу токов срабатывания реле РТВ.

3. Снять временные характеристики реле РТВ при различных уставках выдержек времени.

Отрегулировать реле на заданную характеристику.

Общие сведения. Реле прямого действия, непосредственно воздействующие на приводы выключателя, встраивают от двух до четырех штук и более в приводы многих типов и выполняют с выдержкой времени или без нее.

Реле максимального тока с механической выдержкой времени РТВ, выполненное на электромагнитной системе соленоидного типа (рис. 5.11), обладает ограниченно зависимой временной характеристикой.

При появлении в катушке реле достаточной силы якорь притягивается к неподвижному полюсу. Усилие через пружину как жесткую связь передается на ударник и толкает его вверх. Движению ударника препятствует часовой механизм, с которым он связан при помощи тяги. Скорость движения определяется силой тока в реле, что обуславливает зависимую часть характеристики (рис. 5.12).

По истечении выдержки времени ударник освобождается и, ударяя по рычагу отключающего валика, освобождает механизм выключателя.

Начиная с токов, примерно 3-кратных току срабатывания, развивается усилие, достаточное для сжатия пружины, благодаря чему сердечник втягивается мгновенно. В этом случае скорость движения ударника определяется свойствами пружины и тормозным действием механизма и не зависит от силы тока в реле, что обеспечивает независимую часть характеристики.

Уставку тока срабатывания I_y регулируют изменением числа витков обмотки реле при помощи штепсель-

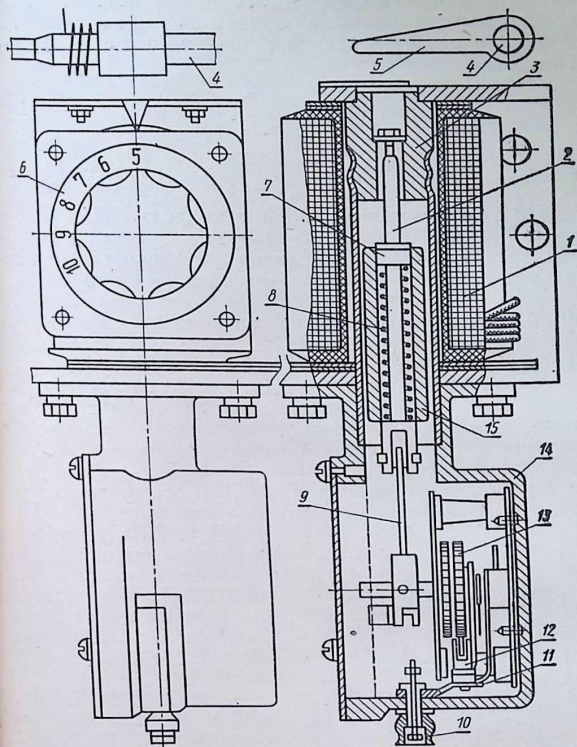


Рис. 5.11 Встроенное реле типа РТВ:

1 — обмотка; 2 — ударник; 3 — неподвижный полюс (стоп); 4 — отключающий валик; 5 — рычаг отключающего валика; 6 — поворотный переключатель отпаяк; 7 — стопорное кольцо; 8 — спиральная пружина; 9 — тяга связи часового механизма и сердечника; 10 — установочный винт для изменения выдержки времени; 11 — пластина; 12 — рычаг; 13 — часовой механизм; 14 — корпус часового механизма; 15 — сердечник.

ного или поворотного переключателя (для исследуемых реле в пределах 5...10 А или 5...15 А). При необходимости большие уставки получают путем подбора нужных ответвлений с числом витков $w_{уст} = w_{расч}$. При этом

$$W_{расч} = \frac{F_{м.с.р}}{I_{с.р.расч}}, \quad (5.1)$$

где $F_{м.с.р}$ — магнитодвижущая сила срабатывания реле.

По техническим данным для реле РТВ $F_{м.с.р} = 1500$ А, для РТМ $F_{м.с.р} = 1350$ А.

Уставку выдержки времени регулируют при помощи установочного винта на часовом механизме.

Реле РТВ имеют большое потребление (20...50 В·А) и значительные погрешности по току ($\pm 10\%$) и выдержкам времени ($\pm 0,3 \dots 0,5$ с в независимой части).

Коэффициент возврата реле зависит от времени действия реле. В расчетах учитывается коэффициент возврата в конце сцепления с часовым механизмом: 0,5 при максимальной уставке выдержки времени, 0,7...0,8 при минимальной.

Варианты исполнения. Реле РТВ отличаются пределами уставок и временными характеристиками.

Реле РТВ, встраиваемые в приводы ППМ-10 и в приводы выключателей ВМП-10П, имеют пределы регулирования уставок тока 5...10 (через 1 А), 11...20 (через 2 А) и 20...35 А.

Реле привода ПП-61 и ПП-67 имеют три модификации: РТВ-I и РТВ-IV с уставками 5; 6; 7,5 и 10 А; реле РТВ-II и РТВ-V—10; 12,5; 15; 17,5 А; реле РТВ-III и РТВ-VI—20, 25, 30 и 35 А. При этом в отличие от описанных ранее временные характе

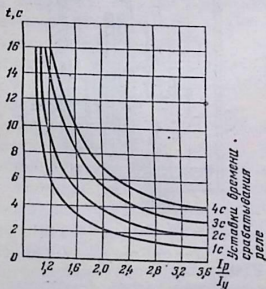


Рис. 5.12 Характеристики времени срабатывания реле типа РТВ при разных уставках по времени.

ристики реле РТВ-I, РТВ-II и РТВ-III имеют независимую часть при кратности тока в реле 1,6...1,8 и более.

Реле максимального тока мгновенного действия РТМ не имеет часового механизма и отличается от РТВ широкой шкалой уставок токов срабатывания (до 150 А). Есть конструкции реле мгновенного действия, у которых ток срабатывания регулируется плавно изменением начального расстояния от сердечника до неподвижного полюса.

Благодаря простоте схем защит с реле РТМ и РТВ прямого действия эти реле находят применение для защиты в системах сельского электроснабжения.

Электромагнитные соленоидные приводы ПС-10, ПС-30 не имеют встроенных катушек-реле. Для выполнения защиты с питанием оперативных цепей непосредственно от трансформаторов тока применяют специальную приставку к приводу.

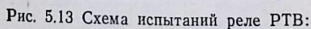
Кроме указанных ранее, используют реле минимального напряжения мгновенного действия РНМ и с выдержкой времени РНВ.

Испытания реле. При испытаниях реле типа РТВ проверяют шкалу токов срабатывания и снимают временные характеристики, которые могут значительно отличаться даже для реле одного типа.

Особенностью реле РТВ, которую необходимо учитывать при испытаниях, является сильная зависимость его сопротивления от положения сердечника внутри катушки и от протекающего тока. По этой причине питание реле РТВ в схеме испытаний (рис. 5.13) осуществляется от вторичной обмотки трансформатора тока, значение вторичного тока которого мало изменяется с изменением вторичной нагрузки. При этом значение первичного тока следует поддерживать постоянным. Вторичные обмотки трансформаторов тока включены параллельно для снижения коэффициента трансформации.

Ток срабатывания реле определяют при плавном увеличении тока в реле. Измеряют наибольшее значение, при котором сердечник освобождает защелку привода.

Ток возврата определяют при плавном снижении тока в реле в конце хода зацепления с часовым механизмом.



Р — рубильник питания стенда; К — контактор; ЛТТ — многопредельный лабораторный трансформатор тока; ТТ — высоковольтный трансформатор тока с двумя сердечниками; РТВ — токовое реле с механической выдержкой времени, встроенное в привод выключателя; 1ВК, 3ВК — замыкающие вспомогательные контакты привода выключателя (разомкнутые при положении «Отключено» и замыкающиеся при включении); 2ВК — размыкающие вспомогательные контакты привода выключателя (размыкающиеся при положении «Включено»); ЛЗ, ЛК — зеленая и красная лампы сигнализации положений «Отключено» и «Включено».

Время срабатывания защиты с реле РТВ измеряют с момента подачи тока в обмотку до момента размыкания контактов выключателя, к которым непосредственно и присоединяют цепь питания секундомера. В лабораторной схеме используют вспомогательные контакты привода, размыкающие в положении «Отключено» цепь катушки контактора, который выполняет роль выключателя. В зависимости от имеющейся аппаратуры вместо контактов K контактора могут быть использованы главные контакты выключателя, управляемого приводом с реле РТВ, что наиболее соответствует реальным условиям, или непосредственно вспомогательные контакты привода, размыкающиеся в положении

«Отключено» (например, 3 ВК и 4 ВК), что вносит незначительную ошибку.

Указания к выполнению работы. 1. Изучить устройство реле прямого действия типа РТВ, способы регулировки токов срабатывания и выдержек времени.

2. Проверить шкалу уставок тока срабатывания.

Поочередно изменяя уставки реле переключателем отпаяк, замерить ток срабатывания на первых нескольких уставках и определить разброс токов срабатывания по трем замерам. Для ускорения опыта уставку выдержки времени следует принять минимальной.

Сделать выводы о точности работы реле.

3. Снять временные характеристики реле РТВ — зависимости времени срабатывания от тока в реле.

Рекомендуется снять три характеристики для уставок выдержки времени минимальной, максимальной и расчетной (см. п. 4) при различных значениях уставки тока.

Ток в реле изменять в пределах от 1,5 до 4...5-кратного тока уставки.

Порядок проведения опыта следующий. Установить требуемое значение тока в реле при опущенном якоре (заклинить). Затем отключить рубильник и после возвращения подвижной системы в исходное положение снова подать питание. Необходимо помнить, что время срабатывания реле при малых кратностях тока в несколько раз превышает уставку выдержки времени и составляет 8...25 с.

По результатам опыта построить три характеристики в одинаковом масштабе и в двух видах координат:

$$t_{c.p}=f(I_p); \quad t_{c.p}=f\left(\frac{I_p}{I_y}\right).$$

Обратить внимание на кратности тока, с которых начинаются независимые части характеристик. Полученные характеристики сравнить с типовыми, показанными на рисунке 5.12.

4. Подобрать уставку выдержки времени и отрегулировать реле на заданную характеристику по одной контрольной точке.

Подобрать t_y и настроить реле таким образом, чтобы при заданном токе в реле I_p время срабатывания защиты составляло $t_{c.зад}$ в соответствии с индивидуальным заданием для каждой бригады.

Уставку тока принять $I_{y \text{ мин.}}$

Порядок подбора уставки аналогичен приведенному ранее для реле типа РТ-80 (пример 5.1).

Контрольные вопросы. 1. Перечислите типы реле прямого действия, встраиваемые непосредственно в приводы к выключателям. 2. В какие приводы встраиваются реле прямого действия? 3. Почему реле РТВ обладает ограниченно зависимой временной характеристикой? Поясните принцип действия и отличия в работе механической части реле при малых и больших кратностях тока. 4. Поясните, почему коэффициент возврата реле РТВ зависит от силы и длительности протекания тока по его катушке. Назовите значение k_v для практических расчетов при минимальной и максимальной уставках выдержек времени. 5. Чем и в каких пределах регулируются токи срабатывания реле РТМ и РТВ различных исполнений? 6. Определите необходимое исполнение катушек реле РТВ и РТМ для следующих токов срабатывания $I_{с.р.расч.}$: 17, 32, 50, 120 А. 7. Какой разброс в токах срабатывания имеют реле РТВ и РТМ и как это отражается на выборе тока срабатывания защиты? 8. Перечислите недостатки реле прямого действия. 9. Сравните между собой временные характеристики, пределы регулирования уставок, точность работы, потребление, коэффициенты возврата для реле РТВ и РТ-80.

Работа 16. Основные схемы соединения трансформаторов тока и реле

Содержание работы. Исследовать соединения трансформаторов тока и реле по схемам полной звезды, неполной звезды и включения реле на разность токов двух фаз.

Измерить токи в первичных цепях и в цепях защиты при различных видах коротких замыканий и замыканий на землю за силовым трансформатором с включением его обмоток по схемам $Y/\sqrt{3}$, Y/Δ , Y/Y .

Общие сведения. При осуществлении защиты применяются различные схемы соединения трансформаторов тока и обмоток реле в первую очередь схема полной звезды, схема неполной звезды и схема включения реле на разность токов двух фаз (рис. 5.14). В сельских электрических сетях в настоящее время наиболее часто используют схему неполной звезды. В дифференциальных защитах силовых трансформаторов и блоков генератор — трансформатор, а также в других защитах применяется схема включения трансформаторов тока треугольник, реле в звезду.

Выбор той или иной схемы соединения определяется целым рядом факторов: назначением защиты, видами

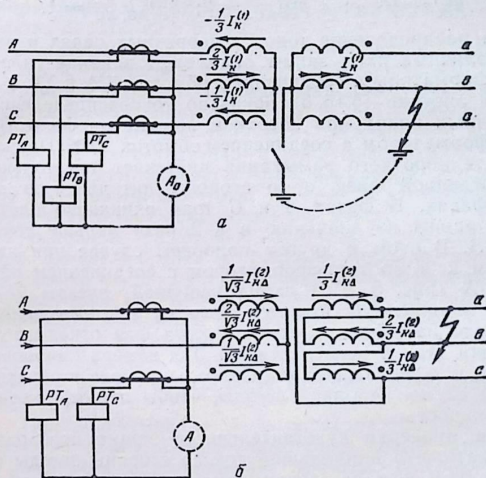
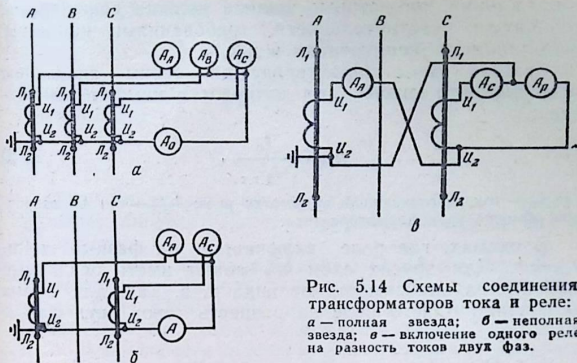


Рис. 5.15 Распределение токов в обмотках силового трансформатора при к.з. за ним:

а — схема защиты — полная звезда, силового трансформатора — Y/Y ; б — схема защиты — неполная звезда, силового трансформатора — Y/Δ .

повреждений, на которые защита должна реагировать, условиями чувствительности, требованиями простоты выполнения и эксплуатации и т. д.

Каждая схема характеризуется своим значением коэффициента схемы, под которым понимают отношение

$$k_{сх} = \frac{I_p}{I_{2\text{ т.т}}} , \quad (5.2)$$

где I_p — ток, протекающий в обмотке реле; $I_{2\text{ т.т}}$ — ток во вторичной обмотке трансформатора тока.

В схемах, где реле включается на фазные токи, $k_{сх} = 1$. Для других схем $k_{сх}$ может иметь различные значения в зависимости от вида к. з. Так, для схемы включения одного реле на разность токов двух фаз A и C

$$k_{сх}^{(3)} = \sqrt{3}; \quad k_{сх\ AC}^{(2)} = 2; \quad k_{сх\ AB, BC}^{(2)} = 1.$$

На распределение токов в первичных цепях и работу различных схем защит оказывают влияние силовые трансформаторы с соединением обмоток Y/Δ и Y/Y .

На рисунке (5.15, а) показано токораспределение в первичных цепях при коротком замыкании фазы B за трансформатором с соединением обмоток Y/Y . При этом в месте короткого замыкания протекает ток только в поврежденной фазе, а со стороны питания — во всех трех фазах. В фазах A и C токи одинаково направлены, равны по значению и в 2 раза меньше тока в фазе B . В этом и другом подобном случае при двухфазном к. з. за трансформатором с соединением обмоток Y/Δ (рис. 5.15, б) схема неполной звезды может иметь пониженную чувствительность, а схема включения реле на разность токов двух фаз отказывает в действии (ток в реле равен 0). Для замера наибольшего тока к. з. включают дополнительное реле в обратный провод схемы неполной звезды, чтобы повысить ее чувствительность.

При проверке чувствительности защит необходимо учитывать, что наибольший ток со стороны звезды при двухфазном к. з. на стороне треугольника в относительных единицах равен току трехфазного к. з. на стороне треугольника:

$$I_{к, \max Y}^{(2)} = I_{к\Delta}^{(3)} , \quad (5.3)$$

а минимальный ток равен его половине:

$$\dot{I}_{\kappa, \min Y}^{(2)} = \frac{1}{2} I_{\kappa \Delta}^{(3)} . \quad (5.4)$$

Для трансформатора с соединением обмоток Y/∇ (рис. 5.15, а)

$$\dot{I}_{\kappa, \min Y} = \frac{1}{3} I_{\kappa \nabla}^{(1)} . \quad (5.5)$$

Схема включения трансформаторов тока и реле определяет нагрузку на трансформатор тока и его погрешности.

В системах с заземленной нейтралью однофазное замыкание на землю является коротким замыканием и может быть обнаружено по возросшему току в фазе.

В сельских схемах электроснабжения однофазные к. з. наблюдаются в сетях с заземленной нейтралью напряжением 0,38 кВ, а простые замыкания на землю — в сетях 6...10, 20 и 35 кВ.

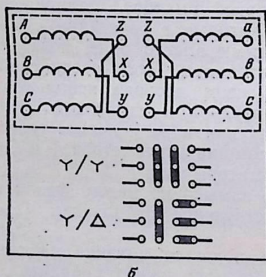
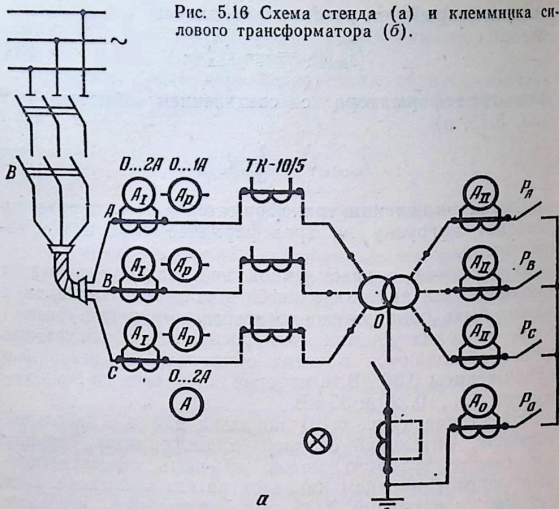
На стенде (рис. 5.16) показана линия с кабельной вставкой, питающей силовой трансформатор, группу соединения которого можно изменять непосредственным пересоединением накладок на его клеммнике. Для группы соединения Y/∇ при заземлении нейтрали включают разъединитель в цепи заземления. Со стороны питания силового трансформатора установлены три трансформатора тока, которые в сочетании с амперметрами A_p , используемыми вместо реле, позволяют выполнить различные варианты схем соединений. Для измерения тока в нулевом проводе используют амперметр A_0 с другими пределами измерений. Первичные токи на стороне питания и за силовым трансформатором измеряют при помощи амперметров A_I и A_{II} , включенных через трансформаторы тока.

Чтобы создать короткое замыкание между фазой и землей, включают соответствующие рубильники (P_A , P_B , P_C , P_O).

При срабатывании реле подается питание на сигнальную лампу. Оперативные цепи защит собраны.

Указания к выполнению работы. 1. Ознакомиться с аппаратурой на стенде и клеммником силового трансформатора. Включить силовой трансформатор и первичные обмотки трансформаторов тока в рассечки первичной цепи к предусмотренным на стенде зажимам.

Рис. 5.16 Схема стенда (а) и клеммника силового трансформатора (б).



2. Проверить схемы при коротких замыканиях. Для получения картины распределения токов в первичной и вторичной цепях нужно измерить первичные токи в месте к. з. I_{II} , со стороны питания силового трансформатора I_I и вторичные токи в реле I_P и нулевом проводе I_0 (рис. 5.16, а). Программа испытаний

при к. з. для каждой схемы составлена с учетом особенности ее работы.

Схему полной звезды проверяют при коротких замыканиях за трансформатором с соединением обмоток Y/Y :

трехфазном к. з. — ABC ;
двухфазном к. з. — AB (или BC, CA);
однофазном к. з. — AO, BO, CO ;
двухфазных к. з. на землю — ABO, BCO, CAO .

На основании полученных данных необходимо:
убедиться в том, что схема полной звезды реагирует на все виды к. з.;

выделить к. з., при которых схема соединения силового трансформатора изменяет распределение токов по фазам со стороны питания;

выделить вид к. з., при котором со стороны питания в фазах A и C протекают токи, совпадающие по значению и направлению, а в фазе B — ток, равный их сумме.

Для к. з. AB, ABO и BO построить векторные диаграммы токов в месте к. з., первичных токов со стороны питания силового трансформатора и токов в реле.

Схему неполной звезды проверяют при двухфазных к. з. за трансформатором с соединением обмоток Y/Δ .

По полученным данным сделать следующее:

выявить виды к. з., при которых схема неполной звезды имеет пониженную чувствительность по сравнению со схемой полной звезды, то есть когда токи в реле меньше тока средней фазы, где трансформатор тока и реле отсутствуют;

для этого вида к. з. показать распределение первичных и вторичных токов в схеме.

Кроме того, по данным предыдущих опытов к. з. за трансформатором Y/Y выявить вид к. з., при котором схема неполной звезды также имеет пониженную чувствительность.

Схему включения реле на разность токов двух фаз проверяют при междофазных к. з. ABC, AB, BC, CA за трансформатором с соединением обмоток Y/Y , не искажающим токораспределение с первичной и вторичной стороны.

Измерить токи и убедиться в неодинаковой чувствительности схемы к разным видам к. з. из-за разных коэффициентов схемы.

Используя данные измерений токораспределения в предыдущих схемах, объяснить отказ исследуемой схемы (рис. 5.14, *в*) при некоторых двухфазных к. з. за трансформатором Y/Δ и однофазных к. з. за трансформатором Y/Y и убедиться в этом опытным путем.

Контрольные вопросы. 1. Какое назначение имеет нулевой провод в схеме полной звезды и обратный провод в схеме неполной звезды? 2. Какие схемы применяются для защиты от коротких замыканий в системах с малыми токами замыкания на землю? 3. Почему в сетях 6...10, 20 и 35 кВ достаточно контролировать ток в двух фазах для защиты от всех междупазных к. з.? 4. Какую схему нельзя применить для токовой защиты силового трансформатора с соединением обмоток Y/Δ или Y/Y ? 5. В каких случаях и для каких целей схему неполной звезды дополняют еще одним реле, включаемым в нулевой провод? 6. Какие недостатки схемы включения реле на разность токов двух фаз не позволяют применять ее в условиях малых кратностей токов короткого замыкания? 7. Почему в сетях 0,38 кВ необходимы трехфазные схемы защиты от коротких замыканий?

Работа 17. Максимальные токовые защиты с независимой выдержкой времени.

Токовые отсечки

Содержание работы. Рассчитать параметры и наладить защиту элементов подстанции (рис. 5.17): МТЗходящей линии и силового трансформатора, токовую отсечку силового трансформатора.

1. Определить параметры защиты $I_{с.з.}$, $t_{с.з.}$ и подобрать уставки реле.

2. Определить коэффициенты чувствительности защиты и сравнить с допустимыми значениями для данного типа защиты.

3. Подобрать реле и выполнить схемы защиты.

4. Опробовать каждую защиту при коротких замыканиях в основной зоне и зоне резервирования.

5. Построить диаграмму выдержек времени и проверить селективность защиты подстанции в целом при к. з. в различных точках схемы электроснабжения.

Общие сведения. Токовые защиты широко применяют для защиты от к. з. линий, трансформаторов, генераторов и двигателей.

При осуществлении *максимальной токовой защиты* с выдержкой времени обычно используют токовые реле (пусковой орган) и реле времени (орган выдержки времени). В отдельных типах реле, как, например, РТ-80, РТ-90, РТВ, оба органа объединены в одно реле.

Основные параметры МТЗ:

ток срабатывания защиты $I_{с.з.}$ выбирают более максимального рабочего тока защищаемого элемента;

выдержка времени $t_{с.з.}$, выбираемая по ступенчатому принципу, согласно которому каждый последую-

щий комплект защиты по направлению к источнику питания имеет время срабатывания на ступень больше, чем наибольшая выдержка времени из всех предыдущих защит.

Токовая отсечка без выдержки времени имеет один орган — токовый пусковой. Для обеспечения селективности ее действия используется отстройка защит по току, то есть ток срабатывания отсечки отстраивается от максимально возможной силы тока, который может протекать через защиту при внешних к. з. или других ненормальных режимах работы, когда она не должна работать. Так, для силовых трансформаторов дополнительно отстраиваются от бросков токов намагничивания.

Максимальные токовые защиты обладают *относительной селективностью* и могут приходить в действие при внешних к. з., резервируя предыдущие защиты. Поэтому для каждой защиты выявляют *основную зону действия* и *зону резервирования*. Например, для МТЗ силового трансформатора (рис. 5.17) основная зона — от выводов со стороны питания (точка K_4) до предыдущей защиты линии (точка K_3' , выключатель $B2$). Короткие замыкания в точках K_3 , K_2 и других могут войти в зону ее резервирования. Для защиты отходящей линии основная зона — от места установки защиты (K_3) до предыдущей защиты (K_2); точка K_1 входит в зону резервирования.

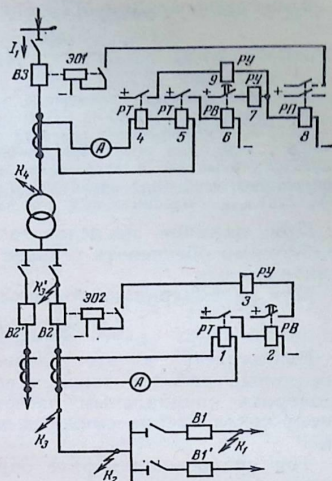


Рис. 5.17 Максимальные токовые защиты с независимой выдержкой времени и токовые отсечки: 1, 2, 3 — МТЗ линии; 4, 9 — токовые отсечки; 5, 6, 7 — МТЗ силового трансформатора; 8 — выходное промежуточное реле.

Ток срабатывания МТЗ определяют из условия

$$I_{с.з} = \frac{k_n k_{сзп}}{k_B} I_{раб.мах}, \quad (5.6)$$

где k_n — коэффициент надежности, учитывающий погрешности реле (для реле типа РТ-40 и РТ-80 $k_n=1,2$, для реле РТМ и РТВ $k_n=1,3$); k_B — коэффициент возврата реле (для реле РТ-40 и РТ-80 $k_B=0,8 \dots 0,85$, для реле РТВ $k_B=0,7$); $k_{сзп}$ — коэффициент самозапуска, учитывающий возрастание тока за счет пусковых токов электродвигателей (для линий 10 кВ сельских районов $k_{сзп}=1,2 \dots 1,3$); $I_{раб.мах}$ — максимальный ток защищаемого элемента.

При наличии последовательно включенных защит необходимо обеспечить условие их согласования по чувствительности.

Для рассматриваемой схемы сети:

$$I_{с.з_2} > I_{с.з_1} > I_{с.з_3}.$$

Выполняется ли это условие с учетом влияния максимальных рабочих токов и погрешности реле, можно проверить специальным расчетом, используя коэффициент согласования смежных защит по чувствительности.

Ток срабатывания реле определяют по выражению

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з} k_{сх}^{(3)}}{n_{т.т}}, \quad (5.7)$$

где $k_{сх}^{(3)}$ — коэффициент схемы при симметричном режиме. Для схем соединения трансформаторов тока в полную и неполную звезду $k_{сх}^{(3)}=1$; при включении реле на разность токов двух фаз А и С $k_{сх}^{(3)}=\sqrt{3}$; $k_{сх}^{(2)}_{AC}=2$; $k_{сх}^{(2)}_{AB,BC}=1$; $n_{т.т}$ — коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Ток уставки реле:

$$I_y \geq I_{с.р}. \quad (5.8)$$

Чувствительность МТЗ оценивается коэффициентом чувствительности:

$$k_q = \frac{I_{к.мин}}{I'_{с.з}}, \quad (5.9)$$

где $I_{к.мин}$ — минимальное значение тока к.з. (в конце защищаемого участка или в конце зоны резервирования) при заданном виде к.з. (для сельских сетей 10 кВ — двухфазном к.з.); $I'_{с.з}$ — уточненное (с учетом выбранной уставки) значение тока срабатывания защиты:

$$I'_{с.з} = \frac{I_y n_{т.т}}{k_{сх}^{(3)}}.$$

Нормируемые значения для основной зоны $k_{ч.доп} = 1,5$, для зоны резервирования $k_{ч.доп} \geq 1,2$.

Если по расчету $k_{ч} < k_{ч.доп}$, то необходимо повысить чувствительность, изменив схему МТЗ, или заменить ее на более совершенную защиту, или уменьшить основную зону защиты за счет установки на линии секционирующего выключателя с защитой.

Максимальное значение тока срабатывания защиты можно определить из условий обеспечения нормируемой чувствительности:

$$I_{с.з} = \frac{I_{к.з. \min}}{k_{ч.доп}} . \quad (5.10)$$

Ток срабатывания токовой отсечки силового трансформатора выбирают из условий:

отстройки от максимального тока при внешних к. з.

$$I_{с.отс} \geq k'_n I_{к. \max}^{(3)} , \quad (5.11)$$

где k'_n — коэффициент надежности (для реле РТ-40 $k'_n = 1,3 \dots 1,4$, для реле РТ-80 $k'_n = 1,6$); $I_{к. \max}^{(3)}$ — ток трехфазного к. з. за трансформатором, приведенный к стороне питания;

отстройки от броска тока намагничивания трансформатора

$$I_{с.отс} \geq (3 \dots 5) I_{н.т} , \quad (5.12)$$

где $I_{н.т} = \frac{S_T}{\sqrt{3} U_n}$ — номинальный ток защищаемого трансформатора.

Значение тока при к. з. за силовым трансформатором (в данном случае в точке K_3) необходимо приводить к напряжению в месте установки отсечки (со стороны питания) путем деления на коэффициент трансформации трансформатора N_T .

Коэффициент чувствительности отсечки трансформатора в отличие от коэффициента чувствительности МТЗ проверяют при к. з. не в конце защищаемой зоны, а по току при к. з. в месте установки защиты (в данном случае точка K_4):

$$k_{ч.отс} = \frac{I_{к. \min \text{ в месте установки защиты}}}{I_{с.з}} ; \quad (5.13)$$

$$k_{ч.доп} \geq 2.$$

На выбор токов срабатывания и чувствительность защиты оказывает влияние принимаемая схема включения реле и трансформаторов тока.

При включении одного реле на разность токов двух фаз значения коэффициента схемы $k_{сх}$ меняются в зависимости от вида к. з. Поэтому при выборе тока срабатывания реле максимальных токовых защит, когда отстройку делают от рабочих симметричных токов, используют $k_{сх}^{(3)} = \sqrt{3}$.

При выборе тока срабатывания отсечки реле нужно отстраивать от наибольшего тока короткого замыкания, поэтому учитывают $k_{сх. max} = k_{сх AC}^{(2)} = 2$.

При проверке минимального коэффициента чувствительности необходимо использовать $k_{сх. min} = k_{сх. AB, BC}^{(2)} = 1$, когда ток в реле наименьший, а первичный ток срабатывания при выбранной уставке на реле имеет наибольшее значение.

Для схемы полной и неполной звезды $k_{сх} = 1$ независимо от вида к. з. Для последней схемы вид короткого замыкания имеет значение только при проверке $k_{ч}$ в случае к. з. за силовым трансформатором с соединением обмоток Y/Δ или Y/Y . За расчетный случай следует принять к. з., при котором токи в обоих реле будут меньше тока в фазе, где трансформатор тока и реле отсутствуют.

Выдержка времени МТЗ, согласно ступенчатому принципу,

$$t_{сз} = t_{n-1 \max} + \Delta t_n. \quad (5.14)$$

Степень выдержки времени:

$$\Delta t_n = t_{\text{выкл. } n-1} + t_{п. n-1} + t_{п. n} + t_{ин. n} + t_{зап}, \quad (5.15)$$

где $t_{\text{выкл. } n-1}$ — время действия выключателя предыдущей защиты (по направлению от приемника энергии к источнику) с момента подачи импульса тока на отключающую катушку до момента гашения дуги; $t_{п. n-1}$ — положительная погрешность во времени действия предыдущей защиты (0,05...0,1 с для вторичных реле косвенного действия и 0,3...0,5 с в независимой части характеристик встроенных реле прямого действия типа РТВ); $t_{п. n}$ — отрицательная погрешность во времени защиты данного участка; $t_{ин. n}$ — время инерционного выбега защиты данного участка; $t_{зап}$ — время запаса порядка 0,1 с на случай неточного учета отдельных слагаемых.

При использовании масляных выключателей на напряжение 10 и 35 кВ с соответствующими приводами к

ним ступень выдержки времени может быть равна 0,5...0,6 с (для защит со вторичными реле косвенного действия) и 0,7...1,0 с (для защит с реле прямого действия типа РТВ).

Указания к выполнению работы. 1. Ознакомиться со схемой электрических соединений подстанций (рис. 5.17) и объяснить принцип выполнения схем МТЗ линии, силового трансформатора и токовой отсечки силового трансформатора.

Объяснить назначение промежуточного реле в схеме защит силового трансформатора и отсутствие его в защите линии.

2. Измерить рабочие токи в защищаемой линии ($I_{л.раб}$) и в силовом трансформаторе ($I_{т.раб}$) со стороны питания, а также токи короткого замыкания в тех же цепях при к. з. в точках K_1, K_2, K_3 и K_4 .

Для определения первичных значений токов принять коэффициенты трансформации трансформаторов тока, линии и силового трансформатора $n_{т.т} = 10$.

3. Приступить к расчету и поочередной наладке защит линии и силового трансформатора. Порядок расчета МТЗ и отсечки дан далее в примерах 5.2 и 5.3. Расчетные выражения (5.6...5.14).

Схему каждой защиты собирают и опробуют в отдельности, начиная с наиболее удаленной от источника. При этом другие собранные защиты выводят из действия путем отключения питания одной из оперативных цепей, например, снятием плюса оперативного тока с контактов токового реле.

Для расчета МТЗ отходящей линии исходные данные приведены в таблице 5.1 в зависимости от варианта задания.

Таблица 5.1. Исходные данные для расчета МТЗ

№ варианта	Выдержки времени предыдущих защит, с		Схема соединения трансформаторов тока и обмоток реле	$\kappa_{сзп}$
	t_I	t'_I		
1	0,1	0,8	Неполная звезда	1,0
2	0,8	0,1	Неполная звезда	1,2
3	0,5	0,1	Неполная звезда	1,3
4	0,8	0,1	Включение реле на разность токов двух фаз	1,1

Для МТЗ силового трансформатора принято, что защита включена по схеме неполной звезды, $k_{с.з.п}=1$. При выборе тока срабатывания необходимо учесть возможность перегрузки трансформатора на 10 %. Выдержка времени защиты другой отходящей линии t_2' составляет 2 с.

Токовая отсечка трансформатора. Ток срабатывания отсечки без выдержки времени силового трансформатора выбирают, исходя из двух условий: отстройки от максимальных токов к. з. при внешних коротких замыканиях; отстройки от бросков тока намагничивания, появляющихся при включении трансформатора под напряжение по выражениям (5.11, 5.12).

В связи с этим необходимо правильно выбрать расчетную точку к. з., которая определяет максимальное значение тока, протекающего через реле отсечки при внешних к. з. (в данном случае точка K_3). Силу тока намагничивания определяют опытным путем при включении трансформатора под напряжение. Обычно достаточно принять $I_{с.отс} = (3 \dots 4) I_{н.т.}$

Коэффициент чувствительности отсечки в отличие от коэффициента чувствительности МТЗ проверяют не по току к. з. в конце защищаемой зоны, а по току к. з. в месте установки защиты (в данном случае K_4), пользуясь выражением (5.13).

4. После опробования каждой защиты в отдельности проверить селективность работы всех защит в целом при к. з. в K_1, K_2, K_3, K_4 . По выпадению флажков указательных реле определяют защиты, которые срабатывают; по положению буксирной стрелки на реле времени приближенно отмечают время работы каждой защиты, затем дают общую оценку настройки защиты.

По данным расчетов и опытов построить в масштабе времени ступенчатую характеристику выдержек времени защит линий и силового трансформатора с учетом действия отсечки (рис. 5.18).

Пример 5.2. Расчет максимальной токовой защиты линии. Исходные данные приведены на рисунке 5.19,а.

Выбираем наиболее широко используемую для защиты сельских сетей 10 кВ схему неполной звезды. Для реле РТ-40 принимаем следующие значения коэффициентов: $k_n=1,2$; $k_n=0,85$; $k_{сзп}=1,2$.

1. Определяем ток срабатывания реле по выражению

$$I_{ср} = \frac{k_n}{k_{в}} k_{сзп} k_{сх}^{(3)} \frac{I_{раб. max}}{n_{т.т}} = \frac{1,2}{0,85} \cdot 1,2 \cdot 1 \cdot \frac{20}{30/5} = 5,65 \text{ А.}$$

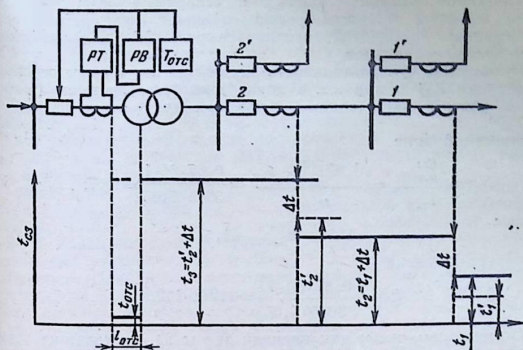


Рис. 5.18 Ступенчатая характеристика выдержек времени МТЗ и отсечки.

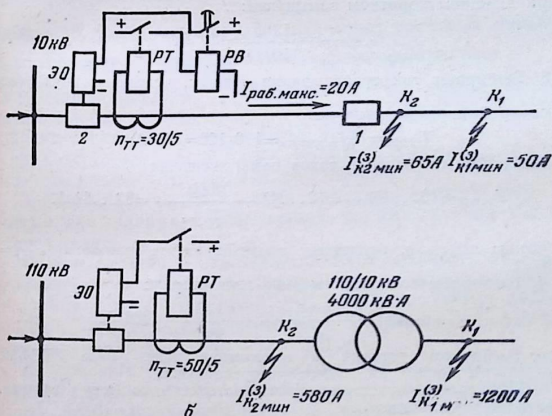


Рис. 5.19 К расчету МТЗ линии 10 кВ (а) и токовой отсечки силового трансформатора (б).

2. Выбираем уставку $I_y \geq I_{с.р}$ и исполнение реле; учитывая, что реле РТ-40 с плавным регулированием тока срабатывания, можно принять $I_y = 5,65$ А; исполнение реле РТ-40/20, соединение обмоток последовательное.

3. Проверяем чувствительность защит при к.з. в конце основной зоны (в точке K_2) и при к.з. в конце зоны резервирования (в точке K_1) с учетом минимальных токов при двухфазных к.з., $I_{к(2)} = 0,87 I_{к(3)}$.

В основной зоне

$$k_{ч} = \frac{I_{к.min}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{0,87 I_{к.min}^{(3)} k_{сх}}{n_{т.т} I_y} = \frac{0,87 \cdot 65 \cdot 1}{30/5 \cdot 5,65} = 1,67;$$

$$1,67 > k_{ч.доп} = 1,5.$$

В резервной зоне

$$k_{ч} = \frac{0,87 \cdot 50 \cdot 1}{30/5 \cdot 5,65} = 1,27 > 1,2.$$

4. Определяем выдержки времени защит по ступенчатому принципу, принимая ступень $\Delta t = 0,5$ с; $t_2 = t_1 + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1$ с.

Пример 5.3. Расчет токовой отсечки силового трансформатора. Исходные данные приведены на рисунке 5.19,б. Принимаем схему неполной звезды ($k_{сх} = 1$) с реле РТ-40.

1. Выбираем расчетную точку к.з. — внешнее к.з. в точке K_1 .

2. Определяем максимальный ток со стороны установки отсечки при внешнем коротком замыкании:

$$I_{к.внешн} = \frac{1200}{110/11} = 120 \text{ А.}$$

3. Выбираем ток срабатывания защиты, исходя из двух условий:

отстройки от внешних к.з.

$$I_{с.отс} = k'_{н} I_{к.внешн} = 1,3 \cdot 120 = 136 \text{ А;}$$

отстройки от бросков токов намагничивания

$$I_{с.отс} = (3 \dots 4) I_{н.т} = (3 \dots 4) \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 63 \dots 84 \text{ А.}$$

Таким образом, расчетным является первое условие и $I_{с.отс} = 136$ А.

4. Выбираем ток срабатывания реле отсечки:

$$I_{с.р.отс} = \frac{I_{с.отс} k_{сх.max}}{n_{т.т}} = \frac{136}{50/5} = 13,6 \text{ А.}$$

5. Выбираем уставки и исполнения реле. Реле РТ-40/20, $I_{y.отс} = 14$ А, соединение обмоток параллельное.

6. Проверяем чувствительность отсечки по току при к.з. в месте ее установки:

$$k_{ч.отс} = \frac{I_{к.min}}{I_{с.отс}} = \frac{I_{к.min} k_{сх.min}}{n_{т.т} I_{y.отс}} = \frac{580 \cdot 1}{50/5 \cdot 14} = 4,15;$$

$$4,15 > k_{ч.доп} = 2.$$

Контрольные вопросы. 1. Как достигается селективность максимальных токовых защит и токовых отсечек? Почему отсечка обладает абсолютной селективностью? 2. Как работает МТЗ на параллельно включенных силовых трансформаторах при повреждении в одном из них? Показать, что отсечки в указанном случае действуют селективно. 3. Запишите выражения для токов срабатывания МТЗ и токовой отсечки и объясните: какие коэффициенты определяются качеством токовых реле?

что учитывает коэффициент надежности и почему для отсечки его берут больше, чем для МТЗ? каково наибольшее значение $k_{сзп}$ и чем оно определяется?

когда можно принимать $k_{сзп}=1$? как влияет график загрузки силового трансформатора на ток срабатывания его защиты? почему при расчете отсечки не учитывают коэффициент возврата реле? 4. Какие особенности силового трансформатора следует дополнительно учитывать при выборе тока срабатывания отсечки? 5. Назовите минимально допустимые значения коэффициентов чувствительности для МТЗ и токовой отсечки, поясните разницу в выборе расчетных режимов системы и точек к.з. для определения k_t . 6. Поясните, почему схема включения реле на разность токов двух фаз имеет меньшую чувствительность по сравнению с другими схемами. При каких двухфазных к.з. проверяется k_t в этой схеме? 7. Сколько реле типа РТ-90 необходимо для выполнения МТЗ и отсечки силового трансформатора? 8. Поясните ступенчатый принцип выбора выдержек времени и объясните, почему на ступень оказывают влияние типы используемых реле, выключателей и приводов к ним.

Работа 18. Согласование максимальных токовых защит с разнотипными временными характеристиками

Содержание работы. 1. Выбрать токи срабатывания максимальных токовых защит с учетом влияния токов запуска электродвигателей (рис. 5.20).

2. Согласовать выдержки времени защит с разнотипными временными характеристиками.

3. Проверить селективность действия защит при коротких замыканиях в различных точках схемы электроснабжения.

Общие сведения. Различают независимые от тока, ограниченно зависимые и зависимые временные характеристики защит. Наиболее просто согласуются между собой по ступенчатому принципу защиты с независимыми временными характеристиками.

В условиях сельской электрификации используют защиты с разными характеристиками, согласование которых необходимо проводить с учетом протекающих через них токов.

Для согласования строят карту селективности, под которой понимают зависимости времени срабатывания

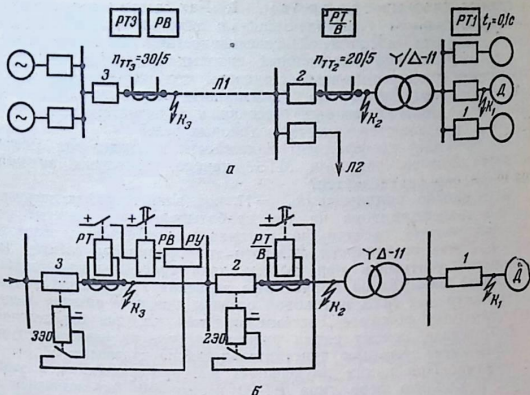


Рис. 5.20 Схема электроснабжения (а) и схема используемых защит в однолинейном исполнении (б).

от тока $t_{с.з} = f(I)$, построенные в общих для всех защит координатах (рис. 5.21), где I — ток в амперах, приведенный к первичной стороне и одной ступени напряжения.

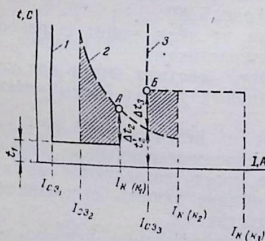


Рис. 5.21 Карта селективности защит с разнотипными временными характеристиками:
1 — заданная характеристика; 2, 3 — искомые характеристики.

При этом необходимо учитывать наибольшие возможные токи короткого замыкания.

Если имеется силовой трансформатор с соединением обмоток Y/Δ или Y/Y , то защиты согласуют для каждой стороны с учетом того вида к.з. и такого распределения токов, при котором в реле протекают наибольшие токи.

Временные характеристики каждой защиты наносят в пределах от ее то-

ка срабатывания до наибольшего тока при к. з. в месте установки этой защиты.

Для селективной настройки защит необходимо согласовать их характеристики в зоне совместного действия пусковых органов. Если обеспечить ступень выдержки времени между характеристиками при том значении тока к. з., где характеристики соседних защит ближе всего сходятся, то для всех других значений токов селективность также обеспечивается.

В работе используется схема электроснабжения насосной станции с тремя электродвигателями (см. рис. 5.20). Питание осуществляется по высоковольтной линии через понизительный трансформатор.

Двигатели имеют мгновенную защиту 1 от коротких замыканий с собственным временем работы реле $t_{с.з.1} = 0,1$ с.

Защита 2 на силовом трансформаторе выполняется с ограниченно зависимой выдержкой времени при помощи реле типа РТ-80.

На питающей линии установлена защита 3 с независимой выдержкой времени, выполненная при помощи реле типа РТ-40 и ЭВ-100.

Схемы защит в лаборатории выполняются однолинейными. Режим системы, обеспечивающий минимальные токи к. з., имитируют, отключая один из источников от шин.

Указания к выполнению работы. 1. Разобраться в схемах защит, объяснить назначение отдельных их элементов.

2. Измерить рабочие токи в линии и трансформаторе, токи короткого замыкания, протекающие через защиты 2 и 3 при к. з. в точках K_1 , K_2 и K_3 для двух режимов работы системы, обеспечивающих:

минимальные токи к. з. для проверки чувствительности защит;

максимальные значения токов к. з. для согласования защит.

Привести все токи к первичной стороне и одной ступени напряжения, в данном случае к напряжению питающей линии, где установлены две из трех защит.

3. Выбрать токи срабатывания реле, подобрать уставки и проверить чувствительность защит.

Порядок расчета и расчетные выражения аналогичны приведенным в примере 5.2. Следует учесть, что

Таблица 5.3. Согласование защит 2 и 3

6. Определить условия согласования защит 2 и 3
7. Определить время срабатывания защиты 2 при токе согласования
8. Определить уставку выдержки времени защиты 3
9. Нанести независимую характеристику 3 на график
10. Проверить селективность защит по карте селективности, а также опытным путем при работе одного и двух генераторов

При $I_K = I_{с.з.3} \dots A$ (первичн.)

$$t_3 = t'_2 + \Delta t_3^*$$

$$t'_2 = \dots c$$

$$\text{при } \frac{I_{p2}}{I_{y2}} = \frac{I_{с.з.3} k_{сх2}}{n_{т.т} I_{y2}}$$

$$t_{y3} = t'_2 + \Delta t_3$$

В пределах

от $I_{с.з.3} = \dots A$ } (первичн.)

до $I_{K3} = \dots A$ }

Точки к. з. $K_1 K_2 K_3$

Защиты

1

2

3

* Ступени выдержек времени Δt_2 , Δt_3 выбирать с учетом используемых в защите реле разных типов.

Вычертить на миллиметровой бумаге оси координат времени t (с) и тока I (А) для построения карты селективности, выбрать удобные для отсчета достаточно крупные масштабы с таким расчетом, чтобы по оси ординат можно было отложить $t = 3 \dots 5$ с, а по оси абсцисс — наибольший ток I , и далее провести согласование защит 1 и 2, затем 2 и 3 (табл. 5.2 и 5.3).

5. Собрать и проверить работу каждой схемы в отдельности.

6. Опытным путем проверить селективность всех защит при к. з. в точках K_1 , K_2 и K_3 при минимальном (отключен один источник питания) и максимальном режимах работы системы. Проследить, какие защиты приходят в действие и какие срабатывают. Объяснить работу схем.

7. Для сравнения подсчитать выдержки времени защит 1...3 по ступенчатому принципу при использовании защит с независимыми характеристиками и сделать выводы о преимуществах использования ограничено зависимой характеристики в данных условиях.

Контрольные вопросы. 1. Какие преимущества может дать использование зависимых временных характеристик? Когда затруднено их применение для защиты линий? Как используются они при защите электродвигателей? 2. Поясните порядок согласования защит с разнотипными временными характеристиками и по-

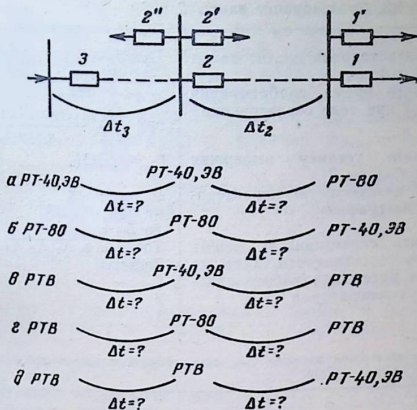


Рис. 5.23 К оценке ступени выдержек времени при использовании реле различных типов.

строения карты селективности. Почему согласование защит с зависимиыми характеристиками ведется с учетом наибольших токов коротких замыканий? Как определяются условия согласования защит? 3. Каким образом подбираются зависимиые характеристики на реле по одной контрольной точке? 4. Назовите примеры применения защит с различными временными характеристиками в реальных схемах электроснабжения сельских потребителей: при питании от дизельных электростанций и от подстанций, подключенных к мощным системам. 5. На примере защит, обозначенных на рисунке 5.23, поясните, как тип реле влияет на ступень выдержки времени: почему Δt одинаковы для вариантов а, б, в, несмотря на различные типы используемых реле? В вариантах г и д определить наибольшие и наименьшие Δt .

Работа 19. Защита с питанием оперативных цепей от трансформаторов тока

Содержание работы. Рассчитать и наладить максимальные токовые защиты для следующих вариантов (на примере защиты подстанции и отходящей линии 10 кВ).

1. МТЗ с реле прямого действия.
2. МТЗ с реле типа РТ-85 по схеме дешунтирования электромагнита отключения.

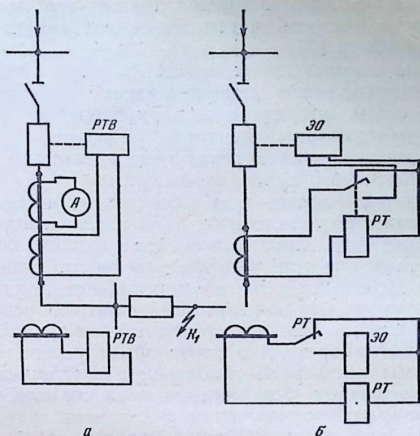


Рис. 5.24 Схемы максимальных токовых защит с питанием оперативных цепей от трансформаторов тока:

а — с реле прямого действия; *б* — с реле РТ-85 с дешунтированием электромагнитов отключения.

Проверить трансформаторы тока на 10%-ную погрешность в условиях исследуемых схем (по заданию руководителя).

Общие сведения. Релейные защиты с питанием оперативных цепей от трансформаторов тока являются основным вариантом максимальных токовых защит сельских электрических подстанций 35-110/10 кВ и распределительных сетей 10 кВ.

Схемы со встроенными реле прямого действия (рис. 5.24, *а*) наиболее просты, не имеют оперативных цепей, так как при срабатывании воздействуют на привод выключателя непосредственно, механически. Недостатками их являются неточность работы реле, большое потребление электроэнергии.

В настоящее время схемы с реле прямого действия РТВ используют для защиты электроустановок напряжением 6—10 кВ. Применяются различные модифика-

ции реле РТВ, отличающиеся токами срабатывания и пределами зависимой части временной характеристики реле (см. работу 15).

Питание оперативных цепей от трансформаторов тока осуществляется непосредственно вторичным током. При этом оперативные цепи защит не заводятся через вспомогательные контакты выключателя, так как с отключением линии возврат реле в исходное положение происходит в обесточенной цепи.

В настоящее время в сельских электрических сетях наиболее широко используют МТЗ с реле типа РТ-85 с дешунтированием электромагнита отключения, который получает питание непосредственно от трансформатора тока (рис. 5.24, б). В нормальном режиме цепь электромагнита отключения выключателя разомкнута контактами реле, поэтому вторичный ток трансформатора тока протекает только через обмотку реле. При коротком замыкании реле срабатывает и своим переключающим контактом без разрыва цепи сначала включает электромагнит отключения ЭО в цепь трансформатора тока (при этом ЭО зашунтирован контактом), а затем реле дешунтируется.

В результате этого вторичный ток к. з. протекает через последовательно соединенные обмотки реле и электромагнита отключения ЭО. Происходит отключение выключателя. Использование усиленных переключающих контактов устраняет возможность их подгорания при размыкании вторичных токов и нарушения цепи шунтирования.

Чтобы обеспечить работу реле, его контакты в схемах с дешунтированием ЭО необходимо проверять по наибольшему вторичному току при к. з.

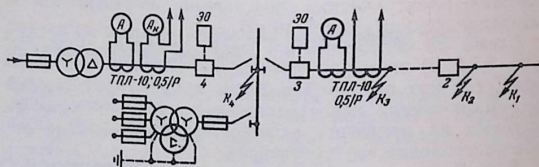


Рис. 5.25 Схема электроснабжения для проверки защит с питанием оперативных цепей от трансформаторов тока.

Схема испытаний. На стенде показана схема понижающей подстанции с отходящими линиями 10 кВ и размещены различные аппараты и реле, необходимые для выполнения указанных схем защит в соответствии с рисунком 5.25.

Для проверки чувствительности и селективности действия защит имитируются к. з. в точках K_1 , K_2 , K_3 , K_4 нажатием кнопок.

Для защиты отходящих линий по схеме рисунка 5.24, а используют высоковольтный трансформатор тока, включаемый в рассечку линии к предусмотренным на стенде зажимам, привод со встроенным в него электромагнитом отключения (ЭО на переменном токе) и реле типа РТВ. Сигнализация положения «Включено» и «Отключено» осуществляется сигнальными лампами, смонтированными в стенд. красной

Для выполнения схем МТЗ с дешунтированием ЭО на стенде предусматриваются реле РТ-85*.

Указания к выполнению работы. 1. Ознакомиться с аппаратурой на стенде, измерить рабочие токи и токи при коротких замыканиях в точках K_1 , K_2 , K_3 и K_4 . 2. Разобрать принцип выполнения каждой из схем, назначение отдельных элементов, последующих схем, назначение отдельных элементов, подобрать работу контактов реле трансформаторов тока и подобрать аппаратуру и реле для каждой схемы. 3. Рассчитать токи срабатывания МТЗ, подобрать уставки реле, определить коэффициент чувствительности защиты при коротком замыкании в конце защищаемой зоны, проверить трансформаторы тока на погрешность (пример 5.4). 4. Поставить уставки на реле и, поочередно пров

рая схемы защит (рис. 5.24, а, рис. 5.24, б), проверить их поведение при нормальном режиме работы и при коротких замыканиях вблизи шин и в удаленной сети. Дать сравнительную оценку защит. В схемах с питанием оперативных цепей от трансформаторов тока для выбора тока уставки реле рассмотренным ранее (см. пример 5.2) условиям срабатывания от максимального тока нагрузки и вания защит по чувствительности добавляется со

* В зависимости от конкретных условий защиты реле РТ-85 (совместно с соответствующей аппаратурой) могут щаться на двух отдельных стендах.

условие надежного отключения привода при токах срабатывания.

Дополнительное условие для схемы с реле прямого действия РТВ:

$$I_{с.р} > I_{у.мин}, \quad (5.16)$$

где $I_{у.мин}$ — минимальная уставка тока срабатывания используемого реле РТВ ($I_{у.мин} = 5$ А).

Для схемы с дешунтированием электромагнитов отключения $I_{с.р}$ должен быть больше тока срабатывания электромагнита отключения. При использовании стандартных ЭО (в том числе и реле РТМ в приводах ПП-61 и ПП-67) с током срабатывания 5 А, уставка реле РТ-85:

$$I_y \geq (k_n I_{с.эо} + I_{ном}) = 6 \text{ А}. \quad (5.17)$$

При использовании специальных ЭО (ТЭО в приводе ПП-67 или ЭО_{т.т} в приводе выключателя ВМП-10) с током срабатывания 3 А уставки реле РТ-85:

$$I_y \geq 3,6 \text{ А}. \quad (5.18)$$

Схемы защит выполняют в однолинейном исполнении. Замеренные токи короткого замыкания соответствуют току трехфазного к.з. Исходные данные для работы:

$$k_{сзп} = 1,2; k_{сх} = 1.$$

Значения коэффициентов k_n и k_b для реле типов РТ-85, РТВ приведены далее:

Тип реле	k_n	k_b
РТ-85	1,2	0,85
РТВ	1,3	0,7

Уставка выдержки времени защиты 2 (рис. 5.25) $t_{y2} = 1$ с.

Порядок расчета и расчетные выражения приведены в примере 5.4.

Пример 5.4. Расчет максимальной токовой защиты для линий 10 кВ. Исходные данные. Схема защиты МТЗ: двухфазная, двухре-лейная с реле типа РТ-85, дешунтирующими при срабатывании ЭО выключателя; максимальный рабочий ток линии 70 А; ток к. з. на шинах 10 кВ $I^{(3)}_{к.ш.мах} = 4$ кА, в конце линии $I^{(3)}_{к.л.мин} = 0,42$ кВ; на линии установлены трансформаторы тока типа ТВЛМ-10 с коэффициентом трансформации $n_{т.т} = 150/5$.

1. Определяем ток срабатывания защиты из условия отстройки от максимального тока нагрузки:

$$I_{с.з} \geq \frac{k_n k_{сзп}}{k_b} I_{раб.мах} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,85} \cdot 70 = 120 \text{ А}.$$

2. Ток срабатывания реле:

$$а) I_{с.р} = \frac{I_{с.з} k_{сх}^{(3)}}{n_{т.т}} = \frac{120 \cdot 1}{150/5} = 4 \text{ А};$$

б) из условия надежного срабатывания электромагнита отключения с током срабатывания 5 А:

$$I_{с.р} \geq (k_{II} I_{с.э0} + I_{ном}) = 6 \text{ А}.$$

3. Принимаем ток уставки реле РТ-85/1 равным 6 А (большее значение из двух рассмотренных условий; для секционированной линии рассматривается также третье условие согласования по чувствительности $I_{с.зп} > I_{с.зп-1}$). Тогда уточненное значение тока срабатывания защиты (с учетом выбранной уставки):

$$I'_{с.з} = \frac{I_y n_{т.т}}{k_{сх}^{(3)}} = \frac{6 \cdot 150/5}{1} = 180 \text{ А}.$$

4. Коэффициент чувствительности защиты в основной зоне:

$$k_{ч.осн} = \frac{I_{к.з. мин}^{(2)}}{I'_{с.з}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 420}{180} = 2,02 > k_{ч.доп} = 1,5.$$

Для секционированной линии определяем также коэффициент чувствительности защиты в резервной зоне:

$$k_{ч.рез} = \frac{I_{к.мин.рез}^{(2)}}{I'_{с.з}} \geq 1,2,$$

где $I_{к.мин.рез}^{(2)}$ — минимальный ток двухфазного к. з. в конце резервной зоны.

5. Время срабатывания защиты выбираем из условия обеспечения ступени селективности (Δt) с предыдущей защитой (см. работу 18).

6. Проверяем трансформатор тока (ТТ):

1) по условию обеспечения надежной работы переключающих (дешунтирующих) контактов реле РТ-85/1, которые могут надежно дешунтировать ЭО при максимальном значении вторичного тока ТТ до 150 А. Это требование обеспечивается, если номинальный первичный ток ТТ:

$$I_{1н} \geq 0,03 I_{к.мах}^{(3)}, \quad (5.19)$$

где $I_{к.мах}^{(3)}$ — максимальный ток трехфазного к. з. в месте установки ТТ.

В нашем случае $150 > 0,03 \cdot 4000$, поэтому условие удовлетворяется;

2) на 10%-ную погрешность:

а) определяем предельную кратность (k_{10}) расчетного тока по отношению к первичному номинальному току ТТ ($I_{1н}$):

$$k_{10} = \frac{I_{расч}}{I_{1н}}. \quad (5.20)$$

Для токовой отсечки и МТЗ с независимой токовой характеристикой $I_{расч}=1,1 I_{с.з.}$; для МТЗ с зависимой характеристикой $I_{расч}$ принимают равным току, при котором начинается независимая часть характеристики: для МТЗ с реле РТВ-I, РТВ-II, РТВ-III $I_{расч} \approx 1,6 I_{с.з.}$, с реле РТВ-IV, РТВ-V, РТВ-VI $I_{расч} \approx 3 I_{с.з.}$; для МТЗ с реле РТ-85 $I_{расч} \approx 5 I_{с.з.}$

Для рассматриваемого примера

$$k_{10} = \frac{5I_{с.з.}}{I_{1н}} = \frac{5 \cdot 180}{150} = 6.$$

б) по кривой предельных кратностей для используемого типа ТТ определяем допустимую вторичную нагрузку ТТ ($z_{н.доп}$), при которой полная погрешность ТТ не превышает 10 %.

Для ТТ типа ТВЛМ-10 с $n_{т.т}=150/5$ при $k_{10}=6$ $z_{н.доп}=2,5$ Ом. в) сравниваем расчетную (фактическую) нагрузку на ТТ ($z_{н.расч}$) с $z_{н.доп}$. Если $z_{н.расч} \leq z_{н.доп}$, то ТТ работает с погрешностью менее 10 %. Для МТЗ по схеме с дешунтированием ЭО 10%-ная погрешность должна обеспечиваться только до дешунтирования ЭО. Расчетная вторичная нагрузка на ТТ для двухфазной двухрелейной схемы:

$$z_{н.расч} = 2r_{пр} + z_p + z_{пер} = 2 \cdot 0,07 + 0,28 + 0,1 = 0,52 \text{ Ом.}$$

Здесь $r_{пр} = \frac{l}{\gamma S_c} = \frac{10}{34,5 \cdot 4} = 0,07 \text{ Ом}$ — сопротивление соединительных

алюминиевых проводов длиной $l=10$ м и сечением $S_c=4 \text{ мм}^2$;

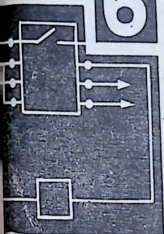
$z_p = \frac{S}{I_y^2} = \frac{10}{6^2} = 0,28 \text{ Ом}$ — сопротивление обмотки

реле РТ-85/1 при токе уставки $I_y=6$ А (S — потребляемая мощность при токе уставки); $r_{пер}$ — переходное сопротивление в контактах.

Так как $z_{н.доп} > z_{н.расч}$, требуемая точность работы трансформатора тока обеспечивается.

Контрольные вопросы. 1. Оцените достоинства и недостатки трансформаторов тока как источников питания оперативных цепей. 2. В чем состоят особенности выполнения защит с питанием оперативных цепей от трансформаторов тока? Перечислите условия выбора токов срабатывания реле. 3. Сравните между собой исследуемые схемы с точек зрения: простоты исполнения, нагрузки на трансформаторы тока, условий работы контактов, чувствительности защиты. 4. Какие реле могут использоваться в схемах с дешунтированием электромагнита отключения? Перечислите основные требования к этим реле и назовите типы их. Как определить максимальный вторичный ток для проверки надежности работы контактов реле? 5. Поясните порядок расчета МТЗ в схеме с дешунтированием ЭО реле РТ-85. 6. Какие причины ограничивают область применения защит с реле РТВ? 7. Поясните порядок проверки трансформаторов тока из условия 10%-ной погрешности. 8. Почему схема включения ТТ и реле влияет на значение $z_{расч}$?

Глава 6 АВТОМАТИЗАЦИЯ СЕЛЬСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ



Работа 20. Автоматическое повторное включение линий

Содержание работы. 1. Изучить принцип действия, конструкцию и схемы устройства АПВ, методы согласования действия АПВ с релейной защитой.

2. Собрать и экспериментально проверить схемы АПВ с ускорением релейной защиты до и после АПВ.

3. Экспериментально проверить поведение потребителя при АПВ (на примере асинхронного электродвигателя).

Общие сведения. Большая часть повреждений (до 60...70 %) в воздушных электрических сетях возникает из-за самоустраняющихся причин: атмосферных перенапряжений, схлестывания проводов, набросов и т. п. В этих случаях автоматическое повторное включение линий вслед за аварийным отключением позволяет быстро восстановить нормальную работу электроустановок, значительно сокращая их простои и недоотпуск электроэнергии. Правила устройств электроустановок требуют выполнения АПВ для всех воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линий напряжением выше 1000 В (где его использование наиболее эффективно). АПВ трансформаторов, кабельных линий и другого оборудования значительно менее эффективно и поэтому в сельскохозяйственных электроустановках не используется. В системах сельского электроснабжения в настоящее время наиболее распространены трехфазные электрические устройства АПВ однократного

действия. Это связано с тем, что механические АПВ, как показала их эксплуатация, оказались недостаточно надежными и, кроме того, при небольших паузах до АПВ, которые они могут обеспечить, эффективность АПВ снижается до 25...30 %. Использование двукратного АПВ связано с усложнением аппаратуры и соответственно со снижением надежности ее действия. Однако, учитывая, что за счет второго цикла эффективность АПВ в целом повышается на 10...15 %, в настоящее время в некоторых энергосистемах внедряются двукратные АПВ.

К устройствам АПВ предъявляются следующие основные требования.

АПВ должно обеспечиваться при всех аварийных отключениях выключателя, за исключением случая, когда отключение произошло вслед за включением выключателя вручную. АПВ не должно действовать при оперативном отключении выключателя дежурным персоналом.

АПВ должно осуществляться с заранее установленной выдержкой времени, которая выбирается исходя из условий, рассмотренных далее.

Устройство АПВ должно иметь автоматический возврат в состояние готовности к новому действию после успешного цикла повторного включения. Для линий с односторонним питанием, а также для линий, работающих в условно замкнутом режиме (с сетевым АВР), время срабатывания устройств АПВ однократного действия (продолжительность бестоковой паузы до АПВ) определяется следующими условиями:

$$а) t_{АПВ} \geq t_d + t_{зап},$$

где t_d — время денонизации среды в месте к. з. (для сетей 6—35 кВ не превышает 0,2 с); $t_{зап} = 0,3 \dots 0,4$ с (время запаса учитывает неточности расчета и погрешности работы аппаратуры);

$$б) t_{АПВ} \geq t_{г.п} + t_{зап},$$

где $t_{г.п}$ — время готовности привода (в зависимости от его типа находится в пределах 0,1...0,2 с);

$$в) t_{АПВ} \geq t_{г.в} + t_{в.в} + t_{зап},$$

где $t_{г.в}$ — время готовности выключателя (в зависимости от типа выключателя находится в пределах 0,2...2 с); $t_{в.в}$ — время включения выключателя.

Из условий а) ... в) принимается наибольшее значение $t_{\text{апв}}$. В настоящее время на основании опыта эксплуатации в сельских электрических сетях напряжением 10 кВ принимается $t_{\text{апв}} \approx 2 \dots 3$ с.

Типовая схема электро-
трического АПВ одно-
кратного действия для
воздушных линий напря-
жением 10 кВ, оборудо-
ванных выключателями с
пружинными приводами,
получившими наибольшее
распространение в сельских электрических сетях, пока-
зана на рисунке 6.1. В схеме используются специальные
вспомогательные контакты привода: *КГП1* и *КГП2*—кон-
такты готовности привода, соответственно замыкающийся и размыкающийся при полностью заведенной пружине;
ВКА — размыкающийся только при оперативном от-
ключении выключателя (ключом или кнопкой управле-
ния), при включенном выключателе он замкнут и оста-
ется в этом положении при автоматическом отключении вы-
ключателя релейной защитой. При включенном выключателе и заведенных пружинах (нормальное рабочее по-
ложение) вспомогательные контакты, выключателя *В1*
замкнуты, а *В2* и *В3* разомкнуты. При отключении вы-
ключателя релейной защитой замыкается контакт *В3* и
создается несоответствие положения привода (*ВКА* зам-
кнут) и выключателя, необходимое для пуска АПВ. Че-
рез *ВКА* и *В3* подается напряжение на обмотку реле
времени *РВ*. Проскальзывающий (временно-замыкаю-
щий) контакт этого реле в цепи электромагнита вклю-
чения *ЭВ* через заданное время замыкается и подает
напряжение на *ЭВ* (контакты *ВКА*, *КГП1*, *В2* при этом
замкнуты), выключатель за счет энергии предвари-
тельно заведенных пружин включается. Одновременно
в цепи *ЭВ* срабатывает указательное реле *РУ* (или
счетчик), фиксируя действие схемы АПВ. Замыкается
также контакт *КГП2*, который запускает автоматичес-
кий моторный редуктор *АМР*, состоящий из электро-
двигателя и редуктора и предназначенный для натя-

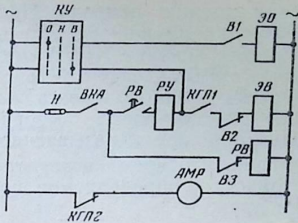


Рис. 6.1 Схема АПВ однократного действия для выключателей 10 кВ с пружинным приводом.

жения пружин привода. Продолжительность процесса натяжения пружин 6...20 с, после его окончания размыкается контакт *КГП2*, отключая *АМР*, и замыкается контакт *КГП1*, после чего схема АПВ снова готова к действию. Однократность действия при неуспешном АПВ обеспечивается выбором выдержки времени срабатывания проскальзывающего контакта *РВ* $t_{РВ \text{ АПВ}}$ из условия, что время возврата схемы АПВ в положение готовности, определяемое продолжительностью натяжения пружин,

$$t_{\text{в}} \geq t_{\text{с.з.мах}} + t_{\text{РВ АПВ}} + t_{\text{зап}},$$

где $t_{\text{с.з.мах}}$ — наибольшее время срабатывания защиты; $t_{\text{зап}} = 2...3$ с.

В сельских сетях напряжением 10 кВ $t_{\text{РВ АПВ}} \cong t_{\text{АПВ}} = 2...3$ с. Это условие практически всегда выполнимо.

Для АПВ электрических линий промышленность выпускает реле повторного включения однократного действия типа РПВ-58 и двукратного действия типа РПВ-258, а для подстанций с оперативным переменным током (с использованием блоков питания) — реле типа РПВ-358.

На рисунке 6.2 показана схема однократного АПВ с реле типа РПВ-358 (для линий с односторонним питанием). При включенном выключателе клеммы ключа управления *КУ* замкнуты. При возникновении в линии повреждений релейная защита отключает выключатель, вспомогательные контакты которого включают промежуточное реле *РПО*. При этом возникает несоответствие между положением выключателя и ключа управления: выключатель отключен (контакт *РПО* замкнут), а *КУ* находится в положении «Включено».

Из-за этого срабатывает реле времени *РВ*, которое контактом *РВ1* вводит токоограничивающее сопротивление *Р1*. Вторая пара контактов реле *РВ2* с выдержкой времени замыкает цепь разряда конденсатора *С* на параллельную обмотку промежуточного реле *РП1* двухобмоточного реле *РП*. Последнее, срабатывая, подает контактом *РП1* команду на включение выключателя и становится на самоподпитку при помощи последовательной обмотки *РП2* до момента размыкания вспомо-

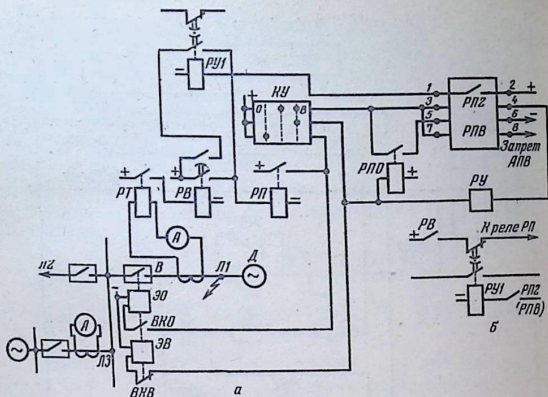


Рис. 6.3 Электрическая схема стенда с устройством АПВ типа РПВ-358 (а) и схема действия реле ускорения РУ для ускорения действия защиты до АПВ (б).

Запрет действия АПВ, например, при отключении выключателя при помощи телемеханики осуществляется путем схемного подключения клеммы 8 к отрицательному полюсу. В этом случае конденсатор разряжается на сопротивление R_3 (рис. 6.2). Выпрямитель Д (диод), через который осуществляется заряд конденсатора С, предотвращает его разряд при кратковременных снижениях напряжения на выходе блока питания БПЗ во время близких к.з. в прилегающей сети.

Для изучения схемы однократного АПВ выключателей напряжением 10 кВ с пружинным приводом используют образец привода с АМР и схему АПВ в соответствии с рисунком 6.1. Для изучения методов согласования действия АПВ с релейной защитой и для изучения поведения потребителя при АПВ предназначен стенд, электрическая схема которого с устройством АПВ типа РПВ-358* с ускорением защиты после АПВ

* В зависимости от имеющейся аппаратуры может быть использовано также реле РПВ-58, принцип действия которого аналогичен, а схема мало отличается от реле РПВ-358.

показана на рисунке 6.3. Схема стенда работает следующим образом.

При к. з. на линии *Л1* срабатывают токовое реле *РТ* и реле времени *РВ*, которые с заданной выдержкой времени через промежуточное реле *РП* отключают выключатель. При отключении выключателя его вспомогательные контакты запускают реле РПО, которое своими контактами включает устройство РПВ-358. Реле РПВ-358 с выдержкой времени, примерно равной бес-токовой паузе АПВ, включает выключатель при помощи электромагнита включения ЭВ, а контактами *РП2* запускает реле ускорения защиты *РУ*. Последнее замыкает свои контакты.

Если короткое замыкание устойчиво, то повторное отключение выключателя релейной защитой происходит без выдержки времени при помощи реле *РТ*, *РВ*, *РУ1* и *РП*.

Реле времени *РВ* замыкает свою верхнюю пару контактов без выдержки времени и через замкнутые контакты *РУ1* включает реле *РП*, которое при помощи электромагнита ЭО отключает выключатель.

В схеме ускорения защиты до АПВ в реле ускорения *РУ1* включается другая пара контактов (рис. 6.3, б). В этом случае при срабатывании защиты выключатель отключается без выдержки времени по цепи: мгновенный контакт реле времени *РВ*, размыкающий контакт реле *РУ1*, промежуточное реле *РП* и электромагнит ЭО выключателя. При работе схемы АПВ реле *РУ1* размыкает свой размыкающий контакт и замыкает замыкающий контакт. При устойчивом к. з. повторное отключение происходит с выдержкой времени.

Указания к выполнению работы. 1. Изучить схемы АПВ и принцип действия их совместно с релейной защитой.

2. Построить временную диаграмму работы схемы (см. рис. 6.1) при успешном и неуспешном действии АПВ.

3*. Построить предполагаемые диаграммы изменения тока в линиях при действии АПВ с ускорением защиты до и после АПВ и без ускорения для поврежденной линии *Л1* и питающей линии *Л3* (рис. 6.3).

* Пункты 1...3 студент выполняет при подготовке к проведению работы до прихода в лабораторию.

4. Ознакомиться с элементами установленного в лаборатории пружинного привода выключателя, используемыми при осуществлении АПВ, обратив внимание на электромагнит включения, вспомогательные контакты $KГП1$, $KГП2$ и $ВКА$, а также на АМР.

5. Собрать схему дистанционного управления (рис. 6.3), подключить питание к схеме, включить и отключить линию ключом управления.

6. Измерить рабочий ток линии $I_{р.мах}$ и рассчитать уставку защиты линии $Л1$ по формуле

$$I_{ср} = \frac{k_n k_{сх}}{k_B} k_{сзп} I_{р.мах};$$

$$k_{сх} = 1; \quad k_{сзп} = 4.$$

Время срабатывания защиты двигателя $Д$ принять 0,5 с.

7. Собрать схему релейной защиты без АПВ и настроить ее согласно расчету. Произвести короткое замыкание в $Л1$ и проследить действие защиты.

8. Собрать схему АПВ без ускорения защиты. Устроить переходящее (неустойчивое) короткое замыкание в $Л1$ и проследить действие защиты и АПВ, а также изменение токов в линии. Затем проделать тот же опыт при устойчивом к. з. в $Л1$.

9. Перестроить схему АПВ на ускорение защиты сначала после АПВ, а затем до АПВ и проделать опыты, аналогичные п. 8. Ускорение действия релейной защиты с РПВ-358 осуществляется при помощи специального реле ускорения $РУ1$ с замедлением на возврат, включаемого по схеме рисунка 6.3.

10. Собрать схему без ускорения защиты и выявить

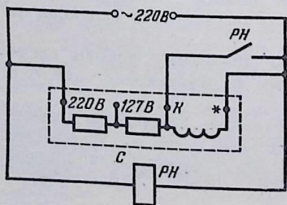


Рис. 6.4 Схема замера секундомером времени самозапуска двигателя.

влияние бестоковой паузы до АПВ $t_{АПВ}$ на время самозапуска асинхронного двигателя $t_{д}$. На стенде для этой цели установлены реле напряжения $РН$ и секундомер $С$ (рис. 6.4). Реле напряжения $РН$ включает секундомер (расшунтирует ротор) на время $t_{п}$, отсчитываемое от момента воз-

никновения к. з. (снижения напряжения) до восстановления нормального напряжения после АПВ. При снятии указанной зависимости у реле *PB* (см. рис. 6.2) последовательно задавать уставки $t_{\text{АПВ}}$, равные 0,25; 0,5; 1; 1,5; 2; 2,5 с. На каждой из этих уставок устроить преходящее короткое замыкание в *Л1* и по секундомеру определить время перерыва нормального электроснабжения, а затем найти продолжительность самозапуска двигателя:

$$t_d = t_n - (t_y + t_{\text{АПВ}}),$$

где t_y — уставка реле времени *PB* (см. рис. 6.3) релейной защиты.

Построить график снятой зависимости $t_d = f(t_{\text{АПВ}})$.

Контрольные вопросы 1. Для чего используются устройства АПВ и где их применяют? 2. Чем отличаются электрические АПВ от механических? 3. Чем отличаются схемы АПВ на радиальных линиях и линиях с двухсторонним питанием? 4. Каким способом в схеме АПВ обеспечивается однократное повторное включение? 5. Произойдет ли АПВ, если выключатель после длительного отключения включен на короткое замыкание, и почему? 6. Чем ограничивается минимальное время действия АПВ? 7. Объясните назначение каждого элемента схемы на рисунке 6.1. 8. В каких случаях используются схемы с ускорением релейной защиты до и после АПВ? 9. Объясните разницу режима работы потребителей (двигателя) при ускорении защиты до АПВ, после АПВ и без ускорения.

Работа 21. Автоматическое регулирование возбуждения синхронных генераторов

Содержание работы. 1. Изучить принцип действия быстродействующих электромагнитных регуляторов напряжения.

2. Снять внешние характеристики регулирования напряжения синхронного генератора.

Общие сведения. Электроснабжающие установки сельскохозяйственного назначения оборудованы устройствами для обеспечения заданного значения напряжения у потребителей: регуляторами возбуждения генераторов для регулирования напряжения на шинах станции, устройствами автоматического переключения отводов от обмоток силового трансформатора для регулирования напряжения на шинах подстанции и статическими конденсаторами, включенными параллельно или последовательно с электропотребителями,

для регулирования напряжения непосредственно в сетях.

Для регулирования возбуждения маломощных низковольтных генераторов используют следующие регуляторы: угольный регулятор напряжения типа РУН для стационарных электростанций мощностью до 400 кВт·А; автоматический регулятор напряжения типа РНА-65, который выпускается взамен быстродействующего компаундирующего устройства УБК-0 и предназначен для регулирования возбуждения синхронных генераторов мощностью 100...300 кВт, напряжением 400/230 В; регулятор напряжения типа РНА-60 (взамен быстродействующего компаундирующего устройства типа УБК-1), применяемый для тихоходных генераторов мощностью до 1500 кВт и быстроходных генераторов мощностью до 12 000 кВт.

Для дизельных электростанций, которые используются в сельском хозяйстве в основном в качестве резервного источника, применяют электромагнитные регуляторы РНА-60 и РНА-65. Угольный регулятор имеет низкую эксплуатационную надёжность из-за подвижных механических частей и легко разрушаемых угольных шайб. Действие электромагнитных регуляторов возбуждения основано на принципе управляемого фазового компаундирования, что дало возможность повысить быстродействие и форсировочную способность, облегчающие пуск короткозамкнутых асинхронных двигателей и повышающие устойчивость параллельно работающих генераторов.

Электрическая схема регулятора РНА-65 приведена на рисунке 6.5. Она состоит из универсального управляемого трансформатора, фазового компаундирования УТП и электромагнитного корректора напряжения. Трансформатор УТП выполнен с двумя первичными обмотками питания: первичной последовательной ω_1 , включенной в две фазы, и первичной параллельной ω_2 , питающейся от напряжения генератора через дроссель ДФ с зазором. Дроссель ДФ необходим для осуществления фазового компаундирования и регулирования возбуждения при холостом ходе и малых нагрузках генератора.

Ток вторичной обмотки УТП ω_2 поступает через выпрямитель ВС к обмотке возбуждения возбудителя ОВВ.

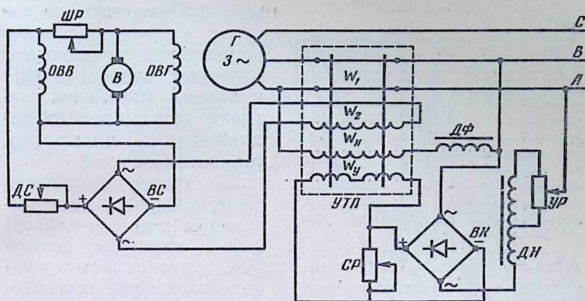


Рис. 6.5 Электрическая схема регулятора возбуждения типа РНА-65.

Ток на выходе УТП пропорционален напряжению, току генератора и углу между ними. Схему питания УТП выбирают таким образом, чтобы результирующий ток во вторичной обмотке w_2 возрастал при уменьшении $\cos \phi$ нагрузки. Благодаря этому осуществляется грубое регулирование напряжения как при изменении нагрузки, так и при изменении коэффициента мощности.

Более точное регулирование (корректировка) напряжения осуществляется корректором, который состоит из тороидального дросселя насыщения ДН, его выходного выпрямителя ВК, резистора СР и установочного реостата УР, предназначенного для плавного изменения уставки регулирования напряжения.

При увеличении напряжения генератора дроссель насыщения обеспечивает резкое увеличение тока в обмотке w_u управления УТП. Этот ток вызывает насыщение магнитопроводов УТП и, следовательно, уменьшение тока во вторичной обмотке w_2 . Вследствие этого уменьшаются ток возбуждения и напряжение на генераторе.

При снижении напряжения генератора описанный процесс регулирования протекает в обратном направлении.

Таким образом, при отклонении напряжения на генераторе меняется подмагничивание УТП, а ток выхода регулятора изменяется в соответствии с характери-

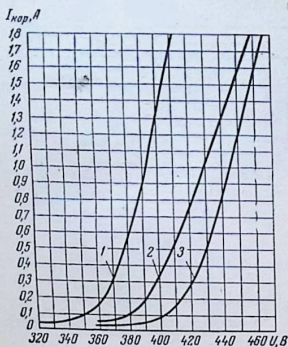


Рис. 6.6 Характеристика тока выхода корректора регулятора РНА-65 при различных положениях установочного реостата: 1 — минимальная; 2 — средняя; 3 — максимальная уставки напряжения.

кой, изображенной на рисунке 6.6, поддерживая напряжение генератора в заданных пределах. Для плавного изменения установки регулируемого напряжения пользуются реостатом УР.

Настройку регулятора осуществляют соответствующим выбором первичных и вторичных витков УТП в зависимости от типа и мощности генератора и возбuditеля, а также установкой необходимого зазора дросселя ДФ. Регулятор обеспечивает качественное регулирование напряжения генераторов мощностью до 300 кВт, напряжение возбуждения возбuditелей которых не превышает 40 В при токе

3 А в первой модификации или 13,5 В при токе 9 А во второй модификации регулятора. Пределы изменения напряжения генераторов установочным реостатом составляют $\pm 4 \dots 5 \%$. Схема обеспечивает регулирование коэффициента статизма в пределах $\pm 3 \%$. При трехфазных к. з. на выводах генератора регулятор обеспечивает трехкратную форсировку возбуждения. Напряжение генератора зависит от частоты: при изменении частоты на 1 % напряжение изменяется на 1,2 %.

На рисунке 6.7 показана схема регулятора типа РНА-60, которая от схемы регулятора РНА-65 отличается в основном корректором. Последний состоит из трехфазного насыщающегося измерительного трансформатора ТИ с двумя вторичными обмотками (обмоткой линейного и обмоткой нелинейного элементов, которые питают соответственно выпрямители ВНЭ и ВЛЭ), магнитного усилителя МУ и выпрямителей ВС и ВРС. От корректора питается обмотка ω_y подмагничивания УТП.

От обмотки линейного элемента ток на выходе вы-

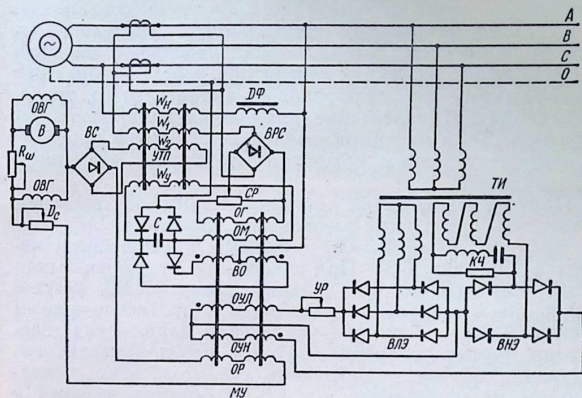


Рис. 6.7 Электрическая схема регулятора возбуждения типа РНА-60.

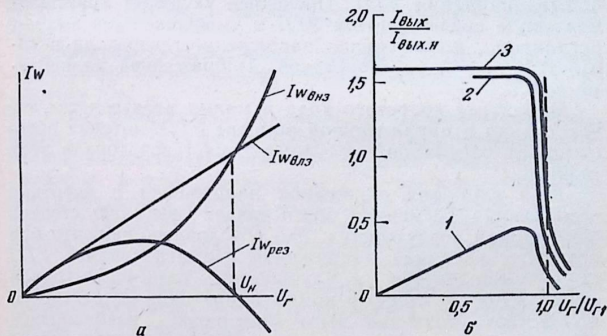


Рис. 6.8 Характеристика выхода корректора (а) и регулятора РНА-60 (б):

1 — х. х. генератора; 2 — $I_T = I_H$ ($\cos \varphi \approx 1$); 3 — $I_T = I_H$ ($\cos \varphi \ll 1$).

прямителя ВЛЭ прямо пропорционален напряжению генератора. В обмотке нелинейного элемента, соединенного по схеме открытого треугольника, протекает ток третьей гармоники, который имеет небольшое значение при малых напряжениях генератора и резко возрастает с насыщением магнитопровода измерительного трансформатора *ТИ* вследствие повышения напряжения генератора. Токи от выпрямителей *ВЛЭ* и *ВНЭ* проходят по соответствующим обмоткам управления магнитного усилителя *МУ*.

Полярность обмоток управления выбрана таким образом, что суммарные ампервитки управления *МУ* равны разности ампервитков линейного и нелинейного элементов *ТИ* (рис. 6.8). При отклонении от номинального напряжения генератора с одним знаком $\pm \Delta U_{\Gamma}$ результирующие ампервитки изменяются с противоположным знаком $\mp I \omega_{\text{рез}}$. Так, при увеличении напряжения генератора против установленного U_{Π} результирующие ампервитки создают в магнитном усилителе м.д.с., совпадающие по полярности с м.д.с. от обмоток внешней и внутренней обратных связей *ВО* (см. рис. 6.7). Вследствие суммарного действия м.д.с. на выходе магнитного усилителя резко возрастает и увеличивается степень подмагничивания *УТП*. Последнее ухудшает трансформаторную связь обмоток *УТП* и уменьшает ток выхода регулятора, поддерживая напряжение генератора в соответствии с характеристикой, изображенной на рисунке 6.8.

В режиме холостого хода и малых нагрузок ток течет только в параллельной обмотке *УТП*, которая обеспечивает регулирование напряжения генератора в этих режимах.

При глубоких снижении напряжения и коротких замыканиях регулятор обеспечивает высокую степень форсировки возбуждения. Это обусловлено тем, что при глубоких посадках напряжения подмагничивание *УТП* резко уменьшается и улучшается трансформаторная связь *УТП*, а степень компаундирования существенно возрастает, повышая этим форсировку возбуждения. Для изменения регулируемого возбуждения пользуются установочным реостатом *УР*, включенным в цепь обмотки управления магнитным усилителем. Пределы изменения напряжения генератора установочным реостатом составляют от +7 до -15 %. Для получения желаемого

мых характеристик регулятора в магнитном усилителе предусмотрены обмотки внешней обратной связи: *ОМ* от тока выхода *МУ*, предназначенная для изменения крутизны вольт-амперной характеристики корректора, *ОР* от тока выхода регулятора для повышения точности регулирования коэффициента статизма. Коэффициент статизма регулируют резистором *СР* в пределах $\pm 5\%$. Дополнительная коррекция напряжения при изменении частоты осуществляется при помощи резонансного контура *КЧ*, включенного в цепь нелинейного измерительного органа (см. рис. 6.7). Контур настраивается в резонанс на частоту третьей гармоники (при 180 Гц) и поддерживает напряжение $\pm 0,5\%$ при изменении частоты в пределах $\pm 5\%$. Измерительный трансформатор *ТИ* может работать с регулятором без частотной коррекции, если регулятор установят на генераторе, работающем параллельно с системой.

Регуляторы типа *РНА* допускают параллельную работу генераторов, для чего применяются уравнивательные связи между параллельными обмотками *УТП* или между обмотками возбуждения возбуждителей.

Если необходимо распределять реактивную нагрузку между параллельно работающими генераторами, в цепь уравнивательной связи включают регулируемое сопротивление.

Указания к выполнению работы. Принципиальная монтажная схема лабораторного стенда показана на рисунке 6.9.

Стенд оборудован синхронным генератором трехфазного тока. Генератор приводится во вращение шунтовым электродвигателем постоянного тока, который включают в сеть рубильником 1, а запускают при помощи пускового реостата 2. Частоту вращения регулируют вручную при помощи шунтового реостата 3, который установлен в цепи возбуждения двигателя постоянного тока. Нагрузкой генератора является набор реостатов, представляющих активную нагрузку R_n и потенциал-регулятор, которым создается реактивная нагрузка X_n на генератор.

Из измерительных приборов на стенде установлены два амперметра постоянного тока: один 5 для измерения тока в цепи компаундирования генератора, а второй 6 для измерения тока в цепи электродвигателя постоянного тока. Амперметр 8, вольтметр 9, фазометр 10

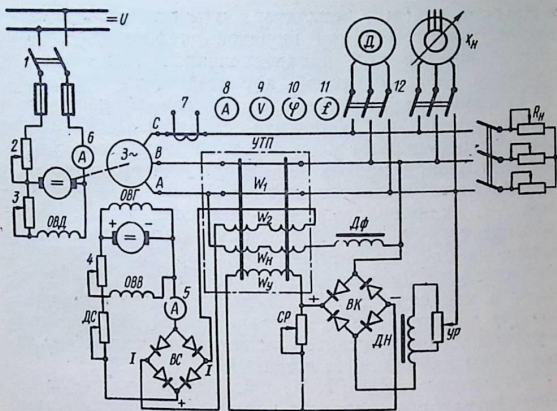


Рис. 6.9 Электрическая схема лабораторного стенда для изучения РНА-65.

и частотомер 11 используют для измерения тока нагрузки, напряжения, коэффициента мощности и частоты синхронного генератора. Цепи амперметра и токовая обмотка фазометра при нагрузке, превышающей 5 А, подключаются через трансформатор тока 7. При снятии внешних характеристик генератора с регулятором возбуждения и без него необходимо строго поддерживать номинальное значение частоты и заданное значение $\cos \varphi$. Значения коэффициента мощности $\cos \varphi$ устанавливают при помощи активных сопротивлений R_n и потенциал-регулятора X_n .

Работу рекомендуется выполнять в следующем порядке.

1. Ознакомиться с оборудованием стенда и собрать принципиальную монтажную схему лабораторного стенда (рис. 6.9).
2. При обмотке w_2 , отключенной от клемм 1—1, что соответствует работе генератора без регулятора, включить электродвигатель постоянного тока рубильником 1. Во избежание больших пусковых токов двигатель следует включать только при полностью введенном пуско-

вом реостате 2. При помощи реостата 4 установить напряжение холостого хода генератора, равное 230 В при номинальной частоте. Частоту вращения генератора установить при помощи реостата 3. Затем снять внешнюю характеристику генератора $U_r = f(I_r)$ без регулятора возбуждения при $\cos \varphi = \text{const}$ и $f = 50$ Гц. Для построения внешней характеристики генератора достаточно снять показания приборов при пяти-шести значениях нагрузки, начиная от холостого хода и кончая максимальной возможной нагрузкой генератора.

3. Вольтметром 9 измерить наименьшее напряжение генератора при пуске рубильником 12 асинхронного двигателя соизмеримой мощности и отсутствии нагрузки на генераторе, а также при изменении частоты вращения генератора от 48 до 52 Гц.

Перед повторным пуском двигателя необходимо убедиться в том, что он остановлен.

4. Подключить обмотку ψ_2 к клеммам 1—1 и снять внешнюю характеристику генератора $U_r = f(I_r)$, а также зависимость $I_{\text{вых}} = f(I_r)$ при частоте 50 Гц и неизменном положении ручки установочного реостата УР для двух значений коэффициента мощности: $\cos \varphi_1$ и $\cos \varphi_2$. Ток $I_{\text{вых}}$ измерить амперметром 5.

5. Провести опыты пуска асинхронного двигателя от генератора с регулятором РНА-65, при котором замеряется наименьшее напряжение генератора и максимальное значение тока выхода регулятора.

6. Загрузить генератор максимально возможной нагрузкой и наблюдать отклонения напряжения генератора при изменении положения ручки установочного реостата УР. В протокол занести минимальное и максимальное значения напряжения.

7. При холостом ходе генератора реостатом 3 изменить частоту вращения генератора от 48 до 52 Гц и записать в протокол напряжения генератора при этих частотах.

8. Вычертить все снятые зависимости $U_r = f(I_r)$ и оценить влияние устройства РНА-65 на процесс регулирования напряжения и запуск асинхронных двигателей соизмеримой мощности.

Контрольные вопросы. 1. Объясните принцип действия автоматических регуляторов возбуждения типа РНА-65 и РНА-60. Какова область их использования? 2. Что понимается под фазовым компаундированием генераторов и каковы его достоинст-

ва? 3. Почему первичная последовательная обмотка УТП преимущественно включается на разность токов двух фаз? 4. Почему облегчается режим пуска асинхронных двигателей от генераторов, имеющих устройства регулирования напряжения? 5. По каким причинам у регулятора РНА-65 напряжение на генераторе изменяется с отклонением частоты от номинальной, а у регулятора РНА-60 остается практически неизменным? 6. Какое назначение имеют дроссель насыщения регулятора РНА-65 и линейные и нелинейные элементы корректора напряжения регулятора РНА-60? 7. Как настраивают регулятор РНА-65 на заданное напряжение? 8. Какое значение имеет магнитный усилитель у регулятора РНА-60? 9. Для каких целей у регулятора РНА-60 используются обмотки обратной связи магнитного усилителя?

Работа 22. Схемы синхронизации и автоматического гашения поля синхронных генераторов

Содержание работы. 1. Изучить способы и схемы включения генераторов на параллельную работу методом самосинхронизации, а также схемы автоматического гашения магнитного поля (АГП).

2. Освоить последовательность синхронизации синхронных генераторов различными способами.

Общие сведения. При включении генераторов на параллельную работу с системой или с другими генераторами обычно возникают уравнительные токи и большие механические моменты, которые при неправильном процессе включения могут вызвать нарушение режима работы параллельно работающих источников электроснабжения или повреждение включаемого генератора.

Включение синхронных генераторов на параллельную работу раньше осуществлялось по методу точной синхронизации, при полном соблюдении условий которого уравнительные токи и моменты не возникают. Однако выполнение условий метода точной синхронизации связано с большими трудностями, а схемы автоматического включения получаются технически сложными. Поэтому случалось, что включение генератора происходило не при полном соблюдении условий точной синхронизации, что приводило к серьезным нарушениям работы электрооборудования. Поэтому в последнее десятилетие в основном генераторы включаются методом самосинхронизации, который заключается в том, что невозбужденный генератор первичным двигателем разворачивают примерно до синхронной скорости.

Сразу же после включения генератора в сеть автоматически подается возбуждение и генератор входит в синхронизм.

Метод самосинхронизации отличается простотой и быстротой включения, исключает возможность ошибочного включения и упрощает схемы автоматизации.

Быстрая подача возбуждения и наличие быстродействующих регуляторов возбуждения значительно ускоряют втягивание генератора в синхронизм и восстановление напряжения на шинах после синхронизации.

В настоящее время включение на параллельную работу методом самосинхронизации рекомендуется для следующих установок:

- гидрогенераторов независимо от их типа, мощности и схемы присоединения;

- турбогенераторов, работающих в блоке с трансформаторами;

- турбогенераторов мощностью до 3000 кВт независимо от схемы включения;

- турбогенераторов мощностью свыше 3000 кВт, работающих на общие сборные шины, если периодическая слагающая переходного тока включения генератора не превышает 3,5-кратного значения номинального тока генератора.

Быстрота подачи возбуждения при самосинхронизации и его снятие в случае необходимости обеспечиваются устройством автоматического гашения магнитного поля (АГП) генератора. Кроме того, АГП является важнейшим мероприятием, ограничивающим повреждение генераторов при коротких замыканиях в их обмотках, поскольку оно при отключении генератора от сети быстро снижает ток возбуждения генератора и, следовательно, уменьшает ток короткого замыкания в его статорной обмотке.

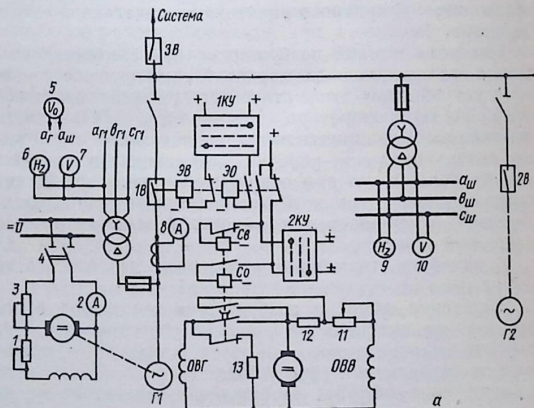
В практике применяют в основном два способа гашения поля возбуждения генератора:

- включение обмоток возбуждения генератора и возбудителя на активные гасительные сопротивления с последующим отключением обмотки возбуждения генератора от возбудителя (рис. 6.10);

- включение обмоток возбуждения генератора на дугогасительную решетку.

Первый способ АГП применяют на генераторах относительно небольшой мощности, причем для генерато-

Электрическая схема стенда. На стенде установлен трехфазный синхронный генератор $Г1$, приводимый во вращение шунтовым электродвигателем постоянного тока (рис. 6.10). Двигатель включают в сеть рубильником 4, а запускают при помощи пускового реостата 3. Частоту вращения генератора регулируют вручную при помощи шунтового реостата 1, установленного в цепь возбуждения двигателя. Генератор включается на параллельную работу с системой или другим генератором $Г2$, который также может быть установлен на стенде. При точной синхронизации используется колонка синхронизации с измерительными приборами. Напряжение и частоту генератора $Г1$ измеряют вольтметром 7 и частотомером 6, а напряжение и частоту системы измеряют на шинах вольтметром 10 и частотомером 9. Нулевой вольтметр 5 подключен к одноименным фазам генератора и шин. При ручной точной синхронизации генератор



а — схема обводования стенда; б — схема ручной самосинхронизации; в — схема полуавтоматической самосинхронизации.



Ручную самосинхронизацию осуществляют по схеме, изображенной на рисунке 6.10,б. Перед включением генератора в сеть ключом синхронизации *1КС* подключают токовую обмотку индукционного реле разности частот к фазам $a_{Г1} - c_{Г1}$ генератора *Г1*, а вторую обмотку напряжения подключают к тем же фазам $a_{ш} - c_{ш}$ шин. Реле *РЧ* замыкает свои контакты в момент совпадения фаз напряжения сети и остаточного напряжения генератора при заданной разности частот сети и генератора, близкой к синхронной. При этом на определенное время загорается сигнальная лампа самосинхронизации *ЛСС* и генератор включают в сеть ключом *1КУ*. После включения генератора в сеть срабатывает АГП и выводит гасительные сопротивления. Вследствие этого генератор возбуждается.

Схема полуавтоматической самосинхронизации (рис. 6.10,в) состоит из трех реле: реле разности частот *РЧ*, промежуточного реле *РП* — повторителя реле разности частот и *РВ*, размыкающего исполнительную цепь с выдержкой времени.

При повороте ключа *2КС* на синхронизацию одного из генераторов замыкается цепь реле *РВ* и оно срабатывает. Если выключатель включаемого генератора и его контактор АГП отключены, то есть генератор не возбужден, то последовательная обмотка реле *РЧ* подключается к остаточному напряжению генератора. При частоте генератора, близкой к частоте сети (шин), реле *РЧ* срабатывает. Вслед за ним срабатывает реле *РП*, которое замыкает цепь включения выключателя генератора, размыкает цепь реле *РВ* и становится на самоблокировку. Вслед за включением выключателя и подключением генератора к шинам включается соленоид *СВ* АГП, который выводит гасительные сопротивления из работы, а генератор возбуждается и втягивается в синхронизм.

С выдержкой времени отпускает реле *РВ*, и цепи на включение выключателя и контактора АГП размыкаются. Размыкание контактов у реле *РВ* предотвращает повторное включение генератора, если он при самосинхронизации автоматически отключился. После перевода ключа *2КС* в нейтральное (среднее) положение реле *РП* отпускает и схема приходит в исходное положение.

При отключении выключателя *1В* релейной защитой или дежурным персоналом замыкаются блок-контакты

в цепи соленоида *СО* контактора АГП. Контактор расшунтирует сопротивление *12* и переключает обмотку возбуждения генератора на сопротивление *13*, а затем с выдержкой времени отключает ее от возбудителя. Вследствие этого напряжение генератора быстро снижается.

Указания к выполнению работы. 1. Ознакомиться со схемами синхронизации и АГП, приведенными на рисунках 6.10, *а, б, в*.

2. Изучить устройство и принцип работы реле разности частот.

3. Освоить последовательность синхронизации генератора и включить синхронный генератор в сеть:

способом точной синхронизации с использованием колонки ручной точной синхронизации;

способом самосинхронизации с использованием схемы ручной самосинхронизации с реле РЧ;

способом самосинхронизации с использованием схемы полуавтоматической синхронизации.

Перед синхронизацией необходимо подать от системы напряжение на шины станции выключателем *ЗВ* (рис. 6.10, *а*). Затем приступить к запуску и синхронизации генератора *Г1*. Поставить в исходное положение шунтовой реостат *11* возбудителя генератора и отключить соленоидом *СО* контактор АГП. Включить рубильником *4* и пусковым сопротивлением первичный двигатель генератора и реостатом *1* установить номинальную частоту вращения генератора.

При включении генератора по методу точной синхронизации ключом *2КУ* включить соленоидом *СВ* контактор АГП, напряжение генератора установить реостатом *11*, измерить вольтметром *7* и сравнить с напряжением сети по вольтметру *10*. Генератор включить в сеть ключом *1КУ* в момент подхода стрелки нулевого вольтметра *5* к минимальному показанию.

При ручной самосинхронизации включить ключ *1КС* (рис. 6.10, *б*), а затем установить синхронную частоту вращения генератора и в момент загорания лампы *ЛСС* включить генератор ключом *1КУ*.

Перед полуавтоматической самосинхронизацией на работающем генераторе установить реостаты *1* и *11* (рис. 6.10, *а*) в положения, соответствующие номинальной частоте вращения и напряжению генератора. Затем остановить генератор. Далее включить ключ *2КС*

и реостатом 3 постепенно разворачивать генератор. При скорости, близкой к синхронной, генератор автоматически включается в сеть по схеме, изображенной на рисунке 6.10,в. После окончания процесса синхронизации и принятия нагрузки на генератор ключ 1КС при ручной самосинхронизации и ключ 2КС при полуавтоматической самосинхронизации установить в среднее положение.

4. Изменяя реостатом 11 (рис. 6.10,а) возбуждение генератора, проследить по амперметру 8 за реактивным током генератора. При реактивной нагрузке генератора ток, потребляемый электродвигателем, остается практически неизменным, что можно проследить по амперметру 2. Затем изменить положение щетки реостата 1 и проследить за изменением активного тока генератора по амперметрам 2 и 8.

Контрольные вопросы. 1. Каковы преимущества самосинхронизации по сравнению с точной синхронизацией? 2. Что и как контролируется в схемах точной синхронизации и полуавтоматической самосинхронизации? 3. Объясните назначение каждого элемента в схемах, изображенных на рисунке 6.10. 4. Объясните принцип работы реле разности частот РЧ. 5. Расскажите о назначении и принципе работы схемы АГП по рисунку 6.10,а. 6. Как выбирают гасительные сопротивления в устройствах АГП? 7. Как осуществляется управление АГП при самосинхронизации? 8. Когда используется АГП с гашением дуги на активные сопротивления и с гашением на дугогасительную решетку? 9. Как рассчитывают максимальные уравнивающие токи при включении генератора методом точной синхронизации и методом самосинхронизации?

Работа 23. Автоматическое включение резервного питания

Содержание работы. 1. Изучить методы и схемы автоматического включения резервного источника электропитания.

2. Собрать схему автоматического включения резерва на двухтрансформаторной подстанции (включение секционного выключателя) и проверить ее работу.

3. Экспериментально изучить поведение потребителя при АВР (на примере асинхронного электродвигателя).

Общие сведения. Автоматическое включение резерва (АВР) предназначено для переключения потребителей с поврежденного источника питания на исправный, резервный. В системах сельского электроснабжения устройства АВР применяют на двухтрансформаторных под-

станциях 35=110/10 кВ (местные АВР) и на линиях 10 кВ с двусторонним питанием, работающих в разомкнутом режиме (сетевые АВР). В связи с появлением потребителей первой категории по надежности электроснабжения (животноводческие комплексы) начинают внедрять устройства АВР на ТП-10/0,38 кВ, на линиях 0,38 кВ и на резервных дизельных электростанциях. К схемам АВР предъявляются следующие основные требования:

АВР должно обеспечиваться при непредусмотренном прекращении электроснабжения по любой причине и при наличии напряжения на резервном источнике питания;

АВР должно осуществляться с минимально возможным временем действия;

АВР должно быть однократным;

АВР должно обеспечивать быстрое отключение резервного источника при включении на устойчивое к.з., для этого рекомендуется выполнять ускорение защиты после АВР (аналогично тому, как это делается после АПВ, см. работу 20);

в схеме АВР должен быть предусмотрен контроль исправности цепи включения резервного оборудования.

Для пуска АВР при исчезновении напряжения основного источника используется реле минимального напряжения. В некоторых случаях роль пускового органа выполняет реле времени с возвращающимся якорем (в нормальном режиме реле времени находится постоянно под напряжением и якорь притянут). Уставка срабатывания этих реле обычно, если не имеется конкретных данных, выбирается из условия

$$U_{cp} = (0,25 \dots 0,4) U_{ном}. \quad (6.1)$$

Время срабатывания пускового органа устройства АВР ($t_{ср. АВР}$) выбирается по следующим условиям:

по отстройке от времени срабатывания тех защит, в зоне действия которых повреждения могут вызвать уменьшение напряжения ниже принятого по условию (6.1),

$$t_{ср. АВР} \geq t_{с.з} + \Delta t, \quad (6.2)$$

где $t_{с.з}$ — наибольшее время срабатывания указанных защит; Δt — ступень селективности, принимаемая равной 0,6 с при использовании реле времени со шкалой до 9 с и равной 1,5...2 с со шкалой до 20 с;

точник питания (на рабочую линию, трансформатор и т. п.), а также на некоторые другие устройства.

На рисунке 6.11,з показана схема сетевого АВР для выключателей с пружинным приводом, наиболее распространенным в сельских сетях 10 кВ. На пункте АВР (рис. 6.11,а) установлена ячейка (шкаф) КРУН с выключателем *ЗВ*, оборудованным сетевым АВР и релейной защитой. Действие пускового органа АВР обеспечивается от трансформаторов напряжения *ТН1* и *ТН2* (по два или по одному ТН с каждой стороны), которые являются источниками оперативного тока для всех устройств пункта АВР. При этом питание шинок управления *1ШУ* и *2ШУ* (рис. 6.11,в) осуществляется либо от *ТН1*, либо от *ТН2* с автоматическим переключением на ТН неповрежденной линии.

При исчезновении питания, например со стороны подстанции *А*, срабатывают реле напряжения *1РН*, *2РН*. При наличии напряжения со стороны подстанции *Б* запускается реле времени *1РВ* и через заданное время (условия 6.2,3) замыкает контакт *1РВ* в цепи электромагнита включения *ЭВ* выключателя *ЗВ*.

Если пружины привода заведены (контакт *КГП1* замкнут), выключатель включается. При успешном АВР через замкнувшийся вспомогательный контакт *ЗВЗ* включается двигатель *АМР* и заводит пружины привода. При неуспешном АВР (включение на к.з. с последующим отключением от защиты) контакт *ЗВЗ* остается разомкнутым и пружины не заведены (продолжительность полного завода пружин 6...20 с). Этим обеспечивается однократность АВР. В данном случае для подготовки привода к включению необходимо вручную перевести устройство *2ОУ* в положение 2—3. При неисправностях в цепях *ТН1* или *ТН2* отключается соответствующий автомат *АВ* и своим вспомогательным контактом *АВ1* или *АВ2* выводит из действия устройство АВР для работы в сторону поврежденного ТН. Если установки $t_{\text{ср. АВР}}$ при исчезновении напряжения со стороны источников *А* и *Б* существенно отличаются, то устанавливают второе реле *2РВ* (на схеме не показано), так что реле *1РВ* запускается по цепи *1РН*, *2РН*, *АВ1*, а реле *2РВ* — по цепи *3РН*, *4РН*, *АВ2*.

Работу схемы АВР трансформаторов проверяют на стенде (рис. 6.12).

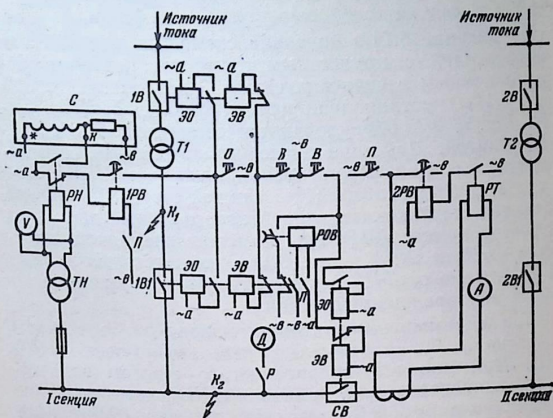


Рис. 6.12 Схема устройства АВР (включение секционного выключателя) на двухтрансформаторной подстанции.

Принципиальная схема АВР, показанная на рисунке 6.12, позволяет при помощи секционного выключателя СВ автоматически подавать питание на шины секции I или II при аварийном отключении трансформаторов T1 или T2.

Рассмотрим работу схемы при включении резервного питания на шины секции I.

Потребители секции I нормально питаются от трансформатора T1, а автоматическое резервирование их питания осуществляется включением СВ.

Автоматическое резервное питание подается при исчезновении напряжения на шинах секции I вследствие: отключения источника питания или линии электропередачи со стороны T1;

короткого замыкания внутри трансформатора и на шинах секции I;

непреднамеренного отключения трансформатора T1.

Схема АВР работает только при замкнутых контактах переключателя П. Обмотка реле однократного включения устройства АВР (РОВ) находится под на-

пряжением и его контакт замкнут до тех пор, пока включен выключатель *IB1*.

При исчезновении напряжения на шинах секции *I* реле минимального напряжения замыкает свои размыкающие контакты. Через его замкнутые контакты реле времени *IPB* получает питание и через определенную выдержку времени подает импульс на отключение трансформатора *T1* (выключателей *IB* и *IB1*).

Обычно реле времени действует на промежуточное реле, которое своими контактами включает оперативные цепи выключателя. На лабораторном стенде промежуточные реле могут быть не установлены, так как отключающие соленоиды контакторов потребляют небольшую мощность, которая допустима для контактов реле времени. После отключения выключателей обмотка *POB* обесточивается, но возврат его контактов в исходное положение происходит с некоторой выдержкой времени. Время возврата немного больше времени включения выключателя *CB*. Поэтому импульс на включение *CB* успевает пройти через контакт *POB* и включить его, благодаря чему шины секции *I* получают питание от трансформатора *T2*. После размыкания контакта *POB* цепь импульса на включение выключателя разрывается, чем обеспечивается однократность действия устройства АВР.

В реальных схемах для исключения ложных действий устройств АВР при сгорании предохранителей в цепи трансформатора напряжения *TН* ставят два реле минимального напряжения *РН* с последовательным соединением их контактов. Кроме того, можно включить последовательно еще одно реле напряжения, которое питается от резервного источника и разрешает действовать устройству АВР при исчезновении напряжения на основной секции для данных потребителей только при наличии напряжения на шинах резервного питания.

На секционном выключателе *CB* установлена максимальная токовая защита. Стенд оборудован устройством для создания на шинах секций *I* и на вводе *T1* устойчивых и неустойчивых коротких замыканий при помощи кнопок *K1* и *K2*.

Для исследования процесса самозапуска асинхронного двигателя при АВР на стенде устанавливается электрический секундомер. Через замыкающие контакты реле напряжения *РН* осуществляется шунтирование

и дешунтирование обмотки секундомера. Секундомер отсчитывает время от момента нарушения режима питания секции I до восстановления нормального напряжения путем включения СВ, то есть с момента размыкания до момента замыкания замыкающих контактов реле минимального напряжения (время перерыва питания потребителей при АВР, в частности питания электродвигателя).

Указания к выполнению работы. 1. Изучить принцип действия приведенных схем АВР*.

2. Прежде чем собирать схему согласно рисунку 6.12, следует выбрать рабочие уставки реле максимальной токовой защиты СВ, реле напряжения и реле времени пускового органа устройства АВР.

Ток срабатывания максимальной токовой защиты вычисляют по выражению

$$I_{с.з} = k_n I_{д.нач} = 1,3 I_{д.нач},$$

где $I_{д.нач}$ — наибольший ток самозапуска двигателя с учетом нагрузок другими потребителями шин секции I, который определяется опытным путем.

Для определения тока $I_{д.нач}$ необходимо включить второй источник (Т2), а также рубильник электродвигателя и кнопками ручного управления включить СВ (шины секции I), записывая при этом показание амперметра. Коэффициент трансформации трансформатора тока принять равным единице.

Выдержка времени защиты должна быть согласована с выдержками времени защит потребителей, питающихся от секции I. Максимальную выдержку времени защит от коротких замыканий на линиях, отходящих от шин секции I, принять равной 0,8 с.

Напряжение срабатывания (замыкание размыкающего контакта) реле минимального напряжения $U_{ср}$ должно быть меньше минимального напряжения самозапуска двигателя, так как иначе могут быть ложные действия устройства АВР после отключения внешних

* Далее сделаны указания применительно к АВР трансформаторов. Аналогично в зависимости от конкретных условий могут быть составлены указания к выполнению работ по схеме АВР линий или дизельных агрегатов (ДЭС). В последнем случае в лаборатории можно установить только пульт автоматики ДЭС и имитировать различные режимы управления ДЭС.

коротких замыканий и последующего самозапуска двигателя:

$$U_{\text{ср}} \leq \frac{1}{k_{\text{в}} k_{\text{н}}} U_{\text{д}},$$

где $k_{\text{н}}=1,3$ — коэффициент надежности; $k_{\text{в}}=1,2$ — коэффициент возврата; $U_{\text{д}}$ — минимальное напряжение самозапуска, определяемое опытным путем по показаниям вольтметра при пуске электродвигателя и замере тока самозапуска $I_{\text{д.нач.}}$.

Значения $U_{\text{д}}$ и $I_{\text{д.нач.}}$ измеряют при пуске двигателя из состояния покоя.

Действие реле времени АВР отстроить от времени действия защит линий, отходящих от шин секции I.

3. Собрать электрическую схему устройства АВР, установить уставки реле в соответствии с данными, полученными при расчетах, и проверить правильность работы устройства АВР.

Вначале собрать и проверить работу цепей управления, поочередно отключая кнопками ручного управления рабочую линию и включая СВ и наоборот. Затем проверить действие релейной защиты и схемы АВР, создавая искусственные неустойчивые и устойчивые короткие замыкания (при помощи кнопок) в точках К1 и К2.

При проверке действия автоматики и защиты, а также при выполнении других пунктов работы переключатель П должен быть включен.

4. Снять и построить кривые изменения напряжения $U_{\text{д}}$ максимального тока самозапуска $I_{\text{д.нач.}}$ и времени $t_{\text{д}}$ самозапуска двигателя после АВР в зависимости от времени перерыва питания $t_{\text{п}}^*$.

При снятии данных для построения кривых $U_{\text{д}} = f_1(t_{\text{п}})$, $I_{\text{д.нач.}} = f_2(t_{\text{п}})$ и $t_{\text{д}} = f_3(t_{\text{п}})$ предварительно загруженный двигатель запустить от трансформатора Т1. Для реле 1РВ последовательно задавать уставки: 0,5; 1; 1,5; 2; 2,5 с. При каждой из этих уставок устроить искусственное короткое замыкание в точке К₁ и измерить минимальное напряжение $U_{\text{д}}$, максимальный пусковой ток $I_{\text{д.нач.}}$, время перерыва подачи питания $t_{\text{п}}$ и продолжительность самозапуска электродвигателя $t_{\text{д}}$. Время определяется электрическим секундомером (рис. 6.12) от момента короткого замыкания до восстановления напряжения трансформатора Т2 на шинах до

* Для проведения опыта п. 4 установить $U_{\text{ср}} \cong U_{\text{д}}$.

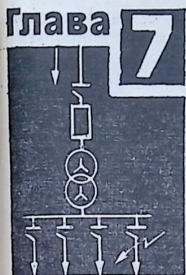
значения, при котором реле $PН$ останавливает секундомер. Затем определить

$$t_d = t_n - t_y,$$

где t_y — уставки реле времени IPB .

В ходе опыта построить соответствующие кривые. В случае выпадения некоторых точек кривых опыт повторить и данные осреднить.

Контрольные вопросы. 1. Чем отличается АВР от АПВ? 2. Какие основные требования предъявляются к устройствам АВР? 3. Как обеспечивается в схемах АВР однократность действия? 4. Объясните назначение элементов схемы рисунка 6.11. 5. Как влияет мощность резервных трансформаторов и ДЭС на процесс самозапуска двигателей при действии устройств АВР? 6. Какие факторы необходимо учитывать при выборе напряжения срабатывания реле pH и выдержки времени реле времени IPB устройства АВР (рис. 6.12)? 7. Как определяют уставки тока и времени максимальных токовых защит секционных выключателей подстанции?



Глава 7

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ И ПРИМЕР РАСЧЕТА ПО КУРСОВОМУ ПРОЕКТУ «ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА»

7.1. Содержание курсового проекта

XXVI съезд партии поставил перед народом большие задачи в области развития сельского хозяйства.

Решение этих задач во многом будет определяться широким применением автоматизации всех технологических процессов на базе надежного и качественного электроснабжения потребителей сельского хозяйства.

Студент, выполняющий курсовой проект по электроснабжению сельского хозяйства, должен в своем курсовом проекте реализовать наиболее передовые технические решения.

В курсовом проекте выполняется проектирование электроснабжения сельскохозяйственного объекта.

Проект состоит из расчетно-пояснительной записки на 25...30 страницах рукописного текста и двух листов графического материала формата А-1. На одном листе план электрифицируемого объекта со схемой распределительной сети 0,38 кВ и расчетные схемы сетей.

На расчетной схеме необходимо указать марки и сечения проводов, переходы и пересечения, повторные заземления и заземления крюков фазных проводов.

На втором листе вычерчивают трехлинейную электрическую схему подстанции 35-10/0,4 кВ и ее конструктивное исполнение.

Помимо этих основных чертежей, могут быть выполнены конструктивные чертежи распределительного пункта, секционирующего пункта, перехода и пересечения ВЛ, конструкции концевых опор с размещением оборудования.

Пояснительная записка — основная часть проекта. Она содержит обоснования принимаемых решений и результаты расчетов. Оформляется она по разделам, посвященным проработке отдельных вопросов, указанных в задании.

При проектировании следует руководствоваться действующими Правилами устройства электроустановок, Правилами технической эксплуатации, Правилами технической безопасности, Строительными нормами и правилами, а также руководящими материалами по проектированию электроснабжения сельского хозяйства.

При проектировании электрических сетей сельскохозяйственного назначения и дизельных электростанций должны максимально использоваться типовые проекты отдельных элементов электрических сетей. Отступление от типовых проектов должно быть в каждом конкретном случае обосновано.

Особое внимание следует обращать на технико-экономическое обоснование принимаемых решений, а также предусматривать мероприятия, направленные на снижение стоимости строительства и материалоемкости.

Весь проект, обозначение аппаратуры на чертежах следует выполнять в соответствии с ГОСТ и ЕСКД. На конструктивных чертежах необходимо показывать размеры.

Каждый студент получает индивидуальное задание на проектирование сельскохозяйственного объекта. В задании содержится перечень вопросов, которые студент должен решить. При решении вопросов следует отразить современный опыт проектирования и эксплуатации электроустановок.

В задании на курсовое проектирование содержится следующее: тема проекта; исходные материалы по проектированию; перечень вопросов, которые должны быть разработаны в пояснительной записке; перечень чертежей; рекомендуемая литература.

Исходные данные по курсовому проекту могут быть заданы преподавателем или получены путем обследования реальных объектов.

Темы курсовых проектов могут быть трех вариантов.

1. Электроснабжение сельскохозяйственного населенного пункта на базе подстанций 35-10/0,4 кВ.

2. Электроснабжение производственного сельскохозяйственного объекта на базе подстанций 35-10/0,4 кВ.

3. Электроснабжение производственного сельскохозяйственного объекта на базе дизельной электростанции.

Преподаватель может предложить и другие темы реальных курсовых проектов.

Далее приводится примерная форма задания по курсовому проекту.

7.2. Задание на курсовое проектирование по курсу «Электроснабжение сельского хозяйства»

Выдано студенту 4-го курса _____

Дата выдачи _____

Срок выполнения _____

Содержание

Выполнить проект электроснабжения (подчеркнуть):

- а) сельского населенного пункта;
- б) сельскохозяйственного производственного объекта.

Исходные данные

1. План объекта электроснабжения.

2. Характеристика потребителей:

- а) число дворов _____
 годовое потребление электроэнергии _____
- б) общественно-коммунальные потребители _____
 характеристики потребителей _____

3. Данные энергосистемы:

- а) режим напряжения на шинах питающей подстанции

б) место подключения объекта к линии высшего напряжения (начало, середина, конец фидера).

Расчетно-пояснительная записка может быть построена по следующему плану.

1. Обоснование допустимой потери напряжения в воздушной сети напряжением 0,38 кВ.

2. Определение суммарной установленной мощности объекта.

3. Определение числа и мест установки ТП.

4. Электрический расчет низковольтной сети.

5. Выбор типа и принципиальной схемы ТП.
 6. Расчет т.к.з. для проверки аппаратуры и защитных аппаратов.
 7. Выбор аппаратуры.
 8. Выбор защиты от к.з., перенапряжений и от повреждений электрическим током.
 9. Согласование защит по селективности.
 10. Разработка элементов автоматизации.
 11. Техничко-экономические показатели.
- Перечень обязательных чертежей и схем: план объекта и расчетная схема сети, конструкция трансформаторной подстанции, трехлинейная электрическая схема ТП 35-10/0,4 кВ.

Руководитель проекта _____

7.3. Постановка задачи и исходные условия для проектирования

В исходных условиях студент формирует задачу проектирования в соответствии с перспективами электроснабжения сельского хозяйства на последующее пятилетие. Затем приводятся характеристика объекта электроснабжения и исходные данные проектирования: географические характеристики, район климатических условий, анализ взаимного расположения отдельных потребителей, данные питающей энергосистемы и т. д.

Допустимую потерю напряжения в сети определяют из таблицы отклонения напряжения, составляемой для предполагаемого объекта электроснабжения.

В соответствии с дополнением к ГОСТ 13109—67 на качество электроэнергии отклонения напряжения у потребителя при колебании нагрузки от 25 до 100 % не должны превышать +7,5 %, а для животноводческих комплексов — ± 5 %.

При проектировании электрических сетей напряжением 0,38 и 10 кВ определяют суммарные допустимые потери напряжения. При этом допустимые потери напряжения в линиях 10 кВ должны составлять 60... 65 % от общей суммарной потери напряжения в обеих ступенях напряжения. Исключение могут составлять сети напряжением 10 и 0,38 кВ для отдельных сосредоточенных потребителей, например животноводческих комплексов. В этих случаях допускается в проектах

принимать другие соотношения потерь напряжения в линиях 10 кВ и сетях 0,38 кВ.

Примеры составления таблиц отклонения напряжения приведены в разделе 29 настоящего пособия. Потери и отклонения напряжения в линиях рассчитывают отдельно для режима дневных и вечерних нагрузок.

7.4. Определение электрических нагрузок

Расчетные нагрузки отдельных потребителей находят по Методическим указаниям по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38—110 кВ сельскохозяйственного назначения (см. главу 1).

Методика пригодна для расчета электрических нагрузок вновь проектируемых и реконструируемых объектов и для разработки перспективных схем развития и реконструкции сельских электрических сетей. Поскольку перспективные нагрузки не могут быть определены с высокой точностью из-за влияния множества случайных факторов, то погрешность расчетов оценивается в 10 %.

Определяют дневной S_d и вечерний S_v расчетные максимумы нагрузки потребителя или группы потребителей:

$$S_d = S_y k_d; \quad S_v = S_y k_v, \quad (7.1)$$

где S_y — установленная мощность потребителя; k_d , k_v — коэффициенты дневного и вечернего максимума нагрузки потребителей.

Расчетную нагрузку на вводе в сельский жилой дом и удельное перспективное электропотребление на внутриквартирные нужды определяют по приложению 1.

Годовое потребление электроэнергии для ранее электрифицированных домов принимают по данным обследования или по заданию руководителя.

Расчетные нагрузки на вводах в производственные и коммунальные предприятия и помещения принимают по приложениям 2, 11.

Если невозможно установить нагрузку потребителя по этим приложениям, то следует составить график нагрузок потребителя; пример составления такого графика приведен в учебнике [1].

Расчетные нагрузки животноводческих, птицеводческих и других сельскохозяйственных комплексов принимают в соответствии с приложением 2 или рассчитывают одним из изложенных в учебнике [1] методов.

Уличное освещение сельских населенных пунктов проектируют по нормам, приведенным в приложении 3.

Коэффициенты мощности в максимуме нагрузок на вводах отдельных потребителей приведены в приложении 12.

На начальном этапе еще до проектирования воздушных линий следует решить вопрос о числе трансформаторных подстанций на электрифицируемом объекте. Критерием выбора являются технико-экономические показатели, а точнее минимум приведенных затрат.

Технико-экономическая оценка различных вариантов возможна, если известна хотя бы ориентировочная мощность трансформатора на ТП. Приближенный расчет электрической нагрузки на шинах трансформаторной подстанции выполняют по списку потребителей. Для потребителей, которые предположительно будут питаться от данного трансформаторного пункта, определяют дневной и вечерний максимум нагрузок каждого из них одним из способов, изложенных в главе 1 данного практикума.

К мощности наибольшего потребителя суммируют добавки от мощностей всех остальных потребителей.

$$S_{\Sigma \text{ ТП}} = S_{\text{мах.потреб}} + \sum_{i=1}^{n-1} \Delta S_i, \quad (7.2)$$

где $S_{\Sigma \text{ ТП}}$ — нагрузка на ТП, кВ·А; $S_{\text{мах.потреб}}$ — нагрузка потребителя, наибольшего по мощности, кВ·А; ΔS_i — добавка от нагрузки i -го потребителя (приложения 4, 5); n — число потребителей, питающихся от данного ТП.

7.5. Выбор и расчет схемы электроснабжения

Мощность и принципиальную схему ТП нужно выбирать в соответствии с типовыми проектами на подстанции 35-10-6/0,38 кВ, номенклатурой выпускаемых заводов изделий и их комплектацией с учетом следующего.

1. Категория потребителя и обеспечение резервного питания обязательно должны быть приняты во внимание. Если имеются потребители первой категории, то на ТП необходимо установить два трансформатора.
2. Мощность трансформаторов на однитрансформаторных подстанциях нужно выбирать при условии их работы в нормальном режиме по экономическим интер-

валам нагрузки с учетом допустимых систематических перегрузок таким образом, чтобы

$$S_{\text{н}} < S_{\text{расч}} \leq S_{\text{эв}}, \quad (7.3)$$

где $S_{\text{н}}$, $S_{\text{эв}}$ — соответственно нижняя и верхняя границы интервалов нагрузки для трансформатора принятой номинальной мощности; $S_{\text{расч}}$ — расчетная нагрузка подстанции.

Интервалы нагрузок рассчитаны для наиболее распространенных характерных видов нагрузок и зависят от многолетней среднесуточной температуры расчетного сезона данных нагрузок (см. приложение 15).

Выбранный трансформатор следует проверить на нагрузочную способность с учетом дополнительных нагрузок послеаварийного режима работы сети 0,38 кВ ближайшей резервной подстанции 10/0,4 кВ, и на условия пуска короткозамкнутых асинхронных электродвигателей мощностью до 1000 кВ·А.

К видам нагрузок по подстанциям 10/0,4 кВ относятся: коммунально-бытовые, производственные, птицефабрики, молочно-товарные фермы, свинооткормочные фермы, мастерские по ремонту и обслуживанию машин, тепло-парниковые хозяйства.

Если от подстанции питается несколько видов нагрузок, то интервалы нагрузок и коэффициенты допустимых аварийных перегрузок трансформаторов следует принимать по тому виду нагрузки, который составляет более 50 % от $S_{\text{расч}}$; если же ни одна из нагрузок не превышает 50 %, то допускается принимать по наибольшей нагрузке.

3. Установленную мощность трансформаторов на двухтрансформаторной подстанции выбирают по условиям их работы в нормальном и аварийном режимах.

Если нет резервирования в сетях низшего напряжения, то мощность трансформатора выбирают по формуле

$$S_{\text{н}} = \frac{S_{\text{расч}}}{k_{\text{ав}}},$$

где $S_{\text{н}}$ — номинальная мощность одного трансформатора, кВ·А; $S_{\text{расч}}$ — расчетная нагрузка подстанции, кВ·А; $k_{\text{ав}}$ — коэффициент допустимой аварийной перегрузки (см. РУМ).

При наличии резервирования в сетях низшего напряжения трансформатор выбирают с учетом работы как в аварийном, так и в нормальном режиме.

Номинальную мощность по условию аварийного режима определяют для двух случаев:

при отключении одного из трансформаторов на проектируемой подстанции

$$S_n = \frac{S_{\text{расч}} - S'_{\text{рез}}}{k_{\text{ав}}},$$

где $S'_{\text{рез}}$ — нагрузка, автоматически резервируемая по сетям низшего напряжения.

при отключении одной из соседних подстанций

$$S_n = \frac{S_{\text{расч}} + S''_{\text{рез}}}{2k_{\text{ав}}},$$

где $S''_{\text{рез}}$ — наибольшая дополнительная нагрузка, автоматически резервируемая трансформаторами проектируемой подстанции при отключении на одной из соседних подстанций.

При этом значения $S_{\text{расч}}$ и $S''_{\text{рез}}$ должны включать только нагрузки I и II категории.

Номинальную мощность трансформаторов по условию нормального режима работы определяют по экономическим интервалам нагрузки с учетом допустимых систематических перегрузок таким образом, чтобы

$$S_{\text{эн}} = 0,5S_{\text{расч}} \leq S_{\text{эн}}.$$

Значение $S_{\text{расч}}$ включает в себя суммарную нагрузку I, II и III категории.

4. Комплексы как потребители первой категории по надежности электроснабжения должны быть обеспечены резервным источником питания. Вопрос о выборе резервного источника питания должен решаться в каждом отдельном случае на основании технико-экономических обоснований. При повреждении одного из источников питания оставшийся в работе должен обеспечить электроснабжение потребителей I и II категории по надежности электроснабжения при понижении напряжения на их зажимах не более чем на 5 % дополнительно к нормируемому.

5. Чтобы обеспечить надежное электроснабжение потребителей в проектах, необходимо предусматривать следующие технические мероприятия:

резервирование электроснабжения потребителей I и II категории по сетям 10 кВ путем сооружения перемычек между магистральными частями линий;

разукрупнение подстанций 10/0,4 кВ и разделение их на самостоятельные подстанции для сельскохозяйственного производства и коммунально-бытового сектора; секционирование сети при помощи выключателей с АПВ, а также с разъединителями.

Для потребителей II категории устанавливают два трансформатора на подстанции, если нет складского резерва. При наличии складского резерва и хороших подъездных путей к нему можно установить один трансформатор. Потребители II категории должны быть обеспечены резервными источниками питания, включаемыми автоматически или дежурным персоналом.

Для питания потребителей III категории устанавливают один трансформатор, предусмотрев для них складской резерв.

6. Все вновь сооружаемые и реконструируемые подстанции в основном нужно проектировать, применяя серийно выпускаемые комплектные трансформаторные подстанции (КТП).

Схемы электрических соединений подстанций нужно выбирать на основании утвержденных типовых схем и технико-экономического расчета.

Трансформаторы принимаются с переключением ответвлений без возбуждения (ПБВ).

Чтобы использовать трансформаторы 10/0,4 кВ с РПН, необходимы специальные обоснования.

Трансформаторы мощностью до 250 кВ·А рекомендуется применять со схемой соединения обмоток звезда — зигзаг с выведенной нейтралью обмотки 0,4 кВ.

Распределительное устройство 0,4 кВ рекомендуется использовать с автоматическими воздушными выключателями.

Мачтовые подстанции допускается применять в некоторых случаях с учетом наличия лесоматериалов, климатических условий, транспортировки и пр.

При проектировании электроснабжения крупных сельскохозяйственных комплексов рекомендуется предусматривать подстанции КТП внутренней установки, пристраиваемые и встраиваемые в производственные здания.

Подстанции закрытого типа (в зданиях) можно применять в районах: с расчетными температурами ниже минус 40 °С или со снежными заносами, с загрязненной атмосферой, с пыльными бурями, со стесненной за-

стройкой поселков городского типа или при сооружении сельскохозяйственных комплексов. Закрытые мащтовые подстанции и КТП наружной установки напряжением 6—10 кВ ограждать не надо, если расстояние от земли до высоковольтных вводов не менее 4,5 м.

При проектировании больших производственных объектов мощность отдельных трансформаторных пунктов на напряжение 35-10/0,4 кВ не должна превышать 1000 кВ·А, что целесообразно только при концентрации потребителей большой мощности.

7. В условиях рассредоточенного сельскохозяйственного производства подстанции для отдельных цехов и объектов производства рекомендуется устанавливать в центре их нагрузок. Это сократит расход цветных металлов и потери электроэнергии в низковольтных сетях, а также повысит надежность электроснабжения при взаимном кольцевании и резервировании подстанций.

Мощность ТП следует выбирать таким образом, чтобы сечение низковольтных отходящих линий не превышало 50 мм². Если при однотрансформаторной подстанции сечение проводов превышает это значение, то следует рассмотреть вопрос о разукрупнении подстанции.

Определение расчетной нагрузки на ТП 35-10/0,4 кВ изложено в главе 1 настоящего пособия.

8. Средневзвешенный коэффициент мощности на шинах 0,4 кВ подстанции определяют по формуле

$$\cos \varphi = \frac{\sum S_i \cos \varphi_i}{\sqrt{(\sum S_i \cos \varphi_i)^2 + (\sum S_i \sin \varphi_i)^2}}, \quad (7.4)$$

где $\cos \varphi_i$ — коэффициент мощности i -го потребителя.

Годовое потребление электроэнергии на ТП определяют по расчетной нагрузке и по времени использования максимума нагрузок (см. приложение 10).

9. Трансформаторную подстанцию следует располагать в центре тяжести нагрузок, и от нее должно отходить три-четыре линии. Центр нагрузки определяют на плане объекта электроснабжения, где наносят оси координат X и Y . Координаты центра тяжести определяют по формулам:

$$X = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} S_{pi} x_i}{\sum_{i=1}^{i=n} S_{pi}}; \quad (7.5)$$

$$Y = \frac{\sum_{i=1}^{l=n} S_{pi} y_i}{\sum_{i=1}^{l=k} S_{pi}} .$$

где x_i, y_i — координаты центров нагрузки отдельных потребителей;
 S_{pi} — расчетная мощность на вводе каждого элемента, кВт·А.

Если необходимо спроектировать электроснабжение населенного пункта с домами вдоль улиц, то дома мысленно объединяют в группы и представляют сосредоточенным потребителем, привязывая данную нагрузку к точке, ориентировочно находящейся в середине объединяемой группы.

Если ТП невозможно установить в рассчитанном месте, то совместно с заинтересованными организациями подбирают новое место, близкое к расчетному.

Если в населенном пункте, кроме коммунально-бытовой нагрузки, имеется ряд производственных потребителей с короткозамкнутыми асинхронными двигателями, то необходимо проверить колебания напряжения на зажимах этих двигателей при запуске (см. главу 2, примеры 2.25 и 2.25,а настоящего пособия).

При этом уточняют выбранную мощность трансформатора на ТП, а также местоположение ТП. Если невозможно запустить двигатель от одной ТП, то лучше предусмотреть установку второй ТП в непосредственной близости к производственной нагрузке.

В общем случае желательно коммунально-бытовой и производственный секторы потребителей снабжать электроэнергией от различных ТП.

Радиус отходящих от ТП воздушных линий не должен превышать 0,5...0,7 км, это также необходимо помнить при выборе числа ТП.

Низковольтные линии, отходящие от ТП, рассчитывают на минимум приведенных затрат (см. главу 2, пример 2.8).

При этом должно быть обеспечено надежное срабатывание защиты (предохранителей или автоматов) при однофазных коротких замыканиях и соблюдены нормы колебания напряжения при пуске мощных асинхронных короткозамкнутых электродвигателей.

Согласно ПУЭ, для двигателей с нормальными условиями пуска допускается снижение напряжения на

его зажимах до 30 % от номинального напряжения сети.

В это время напряжение на зажимах других работающих электродвигателей не должно снижаться более чем на 20 %. Если сеть не отвечает требованиям пуска, то либо повышают мощность ТП, либо завышают сечение провода на участках линии.

Трассы ВЛ следует намечать, как правило, по двум сторонам улицы. Допускается при соответствующем обосновании предусматривать прохождение трассы по одной стороне улицы с устройством ответвлений от ВЛ к отдельно стоящим постройкам с пересечением проезжей части улиц. В этом случае необходимо соблюдать нормируемое ПУЭ расстояние от проводов до проезжей части улиц и до поверхности земли.

Нулевой провод должен иметь одинаковую проводимость с фазным проводом на линиях, питающих животноводческие и птицеводческие фермы, независимо от материала и сечения проводов.

Если невозможно обеспечить другими средствами необходимую селективность защиты от однофазных коротких замыканий, то допускается применять нулевой провод большего сечения, чем фазные провода.

Во всех остальных случаях проводимость нулевого провода следует принимать не менее 50 % от проводимости фазных проводов.

При проектировании кабельных линий для питания животноводческих комплексов и т. д. нужно использовать облегченные силовые кабели с алюминиевыми жилами с полихлорвиниловой или полиэтиленовой изоляцией, в полихлорвиниловой или полиэтиленовой оболочке марок ААП, ААПГ, ААШв, АШв, ЦААШв, ЦАШв, ААБ, ААБГ и другие.

7.6. Проверка высоковольтной аппаратуры, установленной на ТП, и согласование защит по селективности

Высоковольтную аппаратуру, укомплектованную КТП, проверяют на термическую и динамическую стойкость по максимальному (трехфазному) току короткого замыкания.

Ток короткого замыкания определяют по формуле

$$I'' = I' = I_{\infty} = I_{\kappa}^{(3)} = \frac{100}{\dot{u}_{\kappa} \%} \frac{S_n}{\sqrt{3} U_n}. \quad (7.7)$$

Порядок проверки изложен подробно в примере 1 главы 4 настоящего практикума.

Как правило, аппаратура, установленная на подстанции 10/0,4 кВ, с запасом проходит на термическую и динамическую стойкость.

Очень важно согласовать выбранный автоматический выключатель отходящей линии 0,38 кВ с предохранителем ПК-10, установленным на трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ со стороны 10 кВ. Необходимо, чтобы при коротком замыкании в точке K (рис. 7.1) первым сработал и отключил аварийный режим автоматический выключатель отходящей линии, а затем спустя ступень выдержки времени не менее 0,5 с кварцевый предохранитель ПК-10.

Для согласования необходимо построить карту селективности. Для этого в координатах время — ток наносят характеристику срабатывания выбранного автоматического выключателя для наиболее нагруженной линии, фиксируют значение тока трехфазного короткого замыкания в точке K ($I_{K(3)}$) и проводят согласование.

Значение $I_{K(3)}$ определяют по формуле (7.7).

От характеристики срабатывания автомата при токе $I_{K(3)}$ откладывают ступень выдержки времени 0,5...1 с и наносят контрольную точку A , ниже которой не долж-

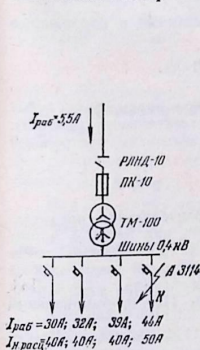


Рис. 7.1 Однолинейная электрическая схема ТП 10/0,4 кВ.

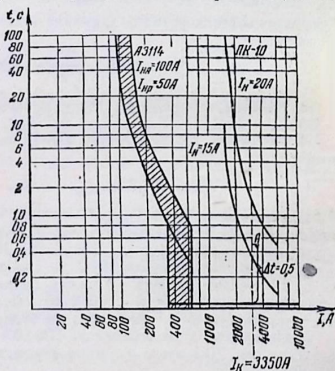


Рис. 7.2 Построение карты селективности.

на проходить характеристика ПК-10. Из всего множества характеристик ПК-10 следует выбрать такую, которая ближе всего к точке А, но не ниже ее. Номинальный ток, соответствующий этой характеристике, и является искомой величиной.

При построении карты селективности характеристики автомата и предохранителей следует приводить к одной ступени напряжения. Характеристики согласовываемых аппаратов ПК-10 и автоматов даны в приложении настоящего пособия.

Далее приведен пример согласования отключения автоматического выключателя и предохранителя ПК-10.

Пример. Согласовать время отключения автоматического выключателя А-3114 с предохранителем ПК-10. Данные о нагрузках и автоматическом выключателе А-3114 приведены на рисунке 7.1.

Порядок построения карты селективности.

1. Перенесем характеристики автомата А-3114 с номинальным током $I_n=100$ А и током расцепителя $I_{np}=50$ А на карту селективности (рис. 7.2).

$I=80 \dots 140$ А, $t=100$ с; $I=150$ А, $t=8 \dots 40$ с; $I=350$ А, $t=0,8 \dots 3$ с; $I=650$ А, $t=0,3 \dots 0,8$ с. Время действия электромагнитного расцепителя $t_{расц}=0,02$ с.

2. Определим трехфазный ток короткого замыкания в точке К:

$$I_k^{(3)} = \frac{100}{u_k\%} \cdot \frac{S_n}{\sqrt{3} U_n} = \frac{100}{4,5} \cdot \frac{100}{3 \cdot 0,38} = 3350 \text{ А.}$$

Трехфазный ток короткого замыкания, приведенный к напряжению 10 кВ:

$$I_k^{(3)} = 3350 : \frac{10}{0,38} = 127,3 \text{ А.}$$

3. Нанесем контрольную точку А по двум параметрам: $I_k^{(3)}=3350$ А и $t=0,02+0,5=0,52$ с на карту селективности (рис. 7.2).

4. Подберем характеристику ПК-10 по значениям контрольной точки:

$$I_k^{(3)} = 127,3 \text{ А; } t_{ср} = 0,52 \dots 1,02 \text{ с.}$$

Ближайшей к этой точке является характеристика предохранителя ПК-10 с номинальным током $I_n=20$ А, при $I=127,3$ А предохранитель срабатывает за 2,8 с. ПК-10 с номинальным током $I_n=15$ А при токе, равном 127,3 А, срабатывает за время, равное 0,3 с, что меньше ступени выдержки времени $\Delta t=0,5 \dots 1,0$ с. Следовательно, селективность с предохранителем ПК-10, номинальный ток которого $I_n=15$ А, обеспечена не будет.

5. Перенесем характеристику ПК-10 с $I_{ном}=20$ А на карту селективности. Для этого значения токов характеристики умножаем на коэффициент

$$k = \frac{U_n}{U_{II}} = \frac{10}{0,38} = 26,3.$$

Таблица 7.1. Характеристика срабатывания ПК-10

Ток срабатывания при напряжении 10 кВ, А	Ток срабатывания при напряжении 0,38 кВ, А	Время срабатывания $t_{ср}, \text{с}$
70	1841	0,0
127,3	3350	2,8
190	5000	0,45

При коротком замыкании в точке К сработает автомат А-3114 с $I_{нр}=50 \text{ А}$ за время, равное 0,02 с; при отказе работы автомата перегорит ПК-10 с $I_{нр}=20 \text{ А}$ за время 2,8 с.

7.7. Мероприятия по охране труда

В соответствии с ПУЭ и ПТЭ по нормам безопасной работы должны быть рассчитаны заземляющие устройства ТП, выбраны повторные заземления на отходящих линиях и зануления электроустановок, а также проверено защитное отключение при повреждении электроустановок.

Если заземляющее устройство одновременно используют для установок напряжением выше 1000 В с малыми токами замыкания на землю и для установок напряжением до 1000 В, то необходимо соблюдать следующие условия:

$$10 \text{ Ом} > R_3 \leq 125/I_3, \quad (7.8)$$

где I_3 — наибольший ток замыкания на землю для сетей выше 1000 В с незаземленной нейтралью;

$$R_3 < 4\rho/100\text{Ом}, \quad (7.9)$$

где ρ — удельное сопротивление грунта с учетом коэффициента сезона, $\rho_c = \rho \cdot k_c$.

Если к заземляющему устройству присоединены нейтрали обмоток напряжением 380/220 В трансформаторов или генераторов, то сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 4 Ом, даже если по формулам (7.8, 7.9) получилось большее значение.

Определяющим является меньшее значение.

Все эти сопротивления должны быть обеспечены не одним лишь искусственным, но и естественным заземлителем (например, свинцовыми оболочками кабелей или повторными заземлителями на воздушных линиях 380/220 В).

Сопротивление искусственного заземлителя должно быть не более 30 Ом. Искусственный заземлитель может состоять из вертикальных электродов (стержневых заземлителей) и соединительной полосы.

Сопротивление стержневого заземлителя:

$$R_{\text{ст}} = \frac{0,366\rho}{l} \lg \frac{4l}{d}, \quad (7.10)$$

где l, d — длина и диаметр стержня; ρ — удельное сопротивление грунта.

При определении числа стержней пренебрегаем их взаимным экранированием, тогда число стержневых заземлителей:

$$n = \frac{R_c}{R_3}.$$

По рисунку 31 [2] определяют коэффициент взаимного экранирования $\eta_{\text{ср}}$ в зависимости от числа стержней n , длины l и расстояния между ними a .

Результирующее сопротивление стержневых заземлителей:

$$R_{\text{рез.с}} = \frac{R_c}{n\eta_{\text{ср}}}. \quad (7.11)$$

Сопротивление соединительной полосы:

$$R_{\pi} = \frac{0,366}{l\eta_{\pi\kappa}} \lg \frac{2l^2}{bt_{\pi}}, \quad (7.12)$$

где l — длина всей полосы, м; $\eta_{\pi\kappa}$ — коэффициент взаимного экранирования полосы; b — ширина полосы; t_{π} — глубина заделки полосы; ρ — удельное сопротивление грунта.

Значения удельных сопротивлений грунта, размеры стержней и соединительных полос приведены в литературе [2].

Общее сопротивление заземлителя:

$$R_{\text{з.общ.тп}} = \frac{R_{\text{ст}}R_{\pi}}{R_{\text{ст}}+R_{\pi}}. \quad (7.13)$$

Сопротивление заземляющего устройства должно быть меньше 4 Ом.

$$R_{\text{з.устр}} = \frac{R_{\text{л.з}}R_{\text{з.общ.тп}}}{R_{\text{л.з}}+R_{\text{з.общ.тп}}}, \quad (7.14)$$

где $R_{\text{л.з}}$ — сопротивление заземления линии.

При $R_{з.устр} \leq 4$ Ом значение повторного заземления не должно превышать 10 Ом; при $R_{з.устр} \leq 10$ Ом $R_{повторное} \leq 30$ Ом при числе повторных заземлителей не менее трех на данной линии.

При выполнении зануления в целях надежного срабатывания защитной аппаратуры необходимо соблюдать следующие условия:

$I_{к^{(1)}} \leq 3 I_{н.р}$ — при использовании автоматов с тепловым расцепителем;

$I_{к^{(1)}} \leq 1,25 \dots 1,4 I_{н.в}$ — при использовании автоматов без теплового расцепителя в сочетании с предохранителями,

где $I_{к^{(1)}}$ — однофазный ток металлического к. з. в конце линии; $I_{н.р}$; $I_{н.в}$ — номинальный ток теплового расцепителя или вставки предохранителя.

Во взрывоопасных помещениях необходимо, чтобы

$I_{к^{(1)}} \leq 4 I_{н.в}$ — при использовании предохранителей;

$I_{к^{(1)}} \leq 6 I_{н.р}$ — при использовании автоматов с тепловыми расцепителями.

$$I_{к^{(1)}} = \frac{U_{\phi}}{Z_{\pi} + \frac{Z_{\tau}}{3}}, \quad (7.15)$$

где U_{ϕ} — фазное напряжение, кВ; Z_{π} — полное сопротивление петли из фазного и нулевого проводов, Ом; Z_{τ} — сопротивление трансформатора подстанции, Ом.

Если перечисленные условия не соблюдаются, то необходимо применять защитные отключающие устройства (ЗОУ) в сочетании с автоматами, оборудованными нулевыми или независимыми расцепителями, либо применять специальные схемы ЗОУ.

7.8. Техничко-экономические показатели

Техничко-экономическими показателями спроектированной системы электроснабжения являются стоимость и себестоимость одного киловатт-часа, отпущенного потребителю.

Методика приближенного расчета, излагаемая в данном пособии, разработана в ВИЭСХ.

Для группы электроприемников, присоединенных к сельской электрической сети 0,38 кВ, приведенные затраты на производство и передачу электрической энергии можно рассматривать как сумму трех составляю-

ших: затрат на электроэнергию, отпускаемую с шин энергосистемы (Z_c), затрат на передачу энергии по сельским сетям напряжением 35—10 кВ (Z_v) и затрат на ее передачу через ТП напряжением 10/0,4 кВ и воздушные линии 0,38 кВ (Z_n).

Затраты на передачу энергии по сетям напряжением 35—10 кВ определяют по формуле

$$Z_o = \sum_1^n K_i E_n + \sum_1^n \sum_1^t I_{it} \quad (7.16)$$

где n — число элементов схемы электроснабжения, учитываемое в расчете (например, ВЛ 35 кВ, $n/\text{ст.}$ 35/10, ВЛ 10 кВ); t — число составляющих издержек производства; K_i — капиталовложения в i -й элемент схемы, тыс. руб.; E_n — нормативный коэффициент эффективности, равный 0,12; I_{it} — t -я составляющая издержек производства i -го элемента схемы электроснабжения.

Издержки производства включают в себя издержки на амортизацию (I_a), на потери электрической энергии ($I_{эл.эн}$), на обслуживание электрических сетей ($I_{обсл}$), на ущерб от недоотпуска электрической энергии потребителям (I_y) и прочие неэлектрические издержки ($I_{пр}$).

$$I = I_a + I_{эл. эн} + I_{обсл} + I_y + I_{пр}, \quad (7.17)$$

где $I_a = K_i p_a$; p_a — коэффициент амортизационных отчислений, установленный нормами Госплана (приложение 29 [1]); $I_{эл.эн} = c \Delta W$; c — стоимость одного потерянного киловатт-часа (руб./кВт·ч); приблизительно берется равной приведенным затратам на предыдущей (к элементу системы) ступени напряжения, то есть $c = Z_c$; ΔW — количество потерянной электроэнергии (в сумме для элементов схемы); $I_{обсл}$ — издержки на обслуживание ВЛ 10 кВ может быть приближенно берется равной приведенным затратам на предыдущей (к элементу системы) ступени напряжения, то есть $c = Z_c$; ΔW — количество потерянной электроэнергии (в сумме для элементов схемы); I_y — издержки на ущерб от недоотпуска электрической энергии потребителям; $I_{пр}$ — прочие неэлектрические издержки.

Здесь y_0 — стоимость одного киловатт-часа;
 $W_{нед}$ — количество недоотпущенной электроэнергии;

$W_{нед}$ — количество недоотпущенной электроэнергии;

$W_{нед}$ — количество недоотпущенной электроэнергии;

$$\sum_1^n P T p_i, \quad (7.18)$$

где P — максимальная нагрузка i -го элемента схемы, кВт; T — время использования максимума нагрузки, ч/год; p_i — вероятность простоя потребителей из-за отключений i -го элемента схемы:

$$p = \frac{T_{pi}}{8760}.$$

Здесь $T_{п_i}$ — время перерыва из-за аварий и плановых отключений i -го элемента схемы; для воздушных линий $T_{п} = \alpha L$; α — среднестатистический показатель повреждаемости ВЛ, зависит от напряжения ВЛ: $\alpha_{ВЛ35} = 0,7$ ч/(км·год); $\alpha_{ВЛ10} = 0,9$ ч/(км·год).

Для трансформаторных подстанций с двумя трансформаторами $T_{п} = 0$, с одним трансформатором $T_{п} = 12$ ч/год.

Стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, отпущенной потребителю, равна отношению суммарных годовых затрат на элементы схемы (от источника питания до места присоединения потребителя) к значению отпущенной электроэнергии.

Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии равна отношению суммарных годовых издержек всех элементов к значению отпущенной электроэнергии.

Таким образом, стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, отпущенной с шин 10 кВ ТП 10/0,4:

$$Z_B = C_{10} = \frac{E_n \sum_1^n K_i + Z_c 0,07 P_{р\tau\pi} T_{р\tau\pi} + \gamma \sum_1^n n_{y.e} + \sum_1^n k p_{a_i} + y_0 \Delta W_{нед}}{P_{р\tau\pi} T_{р\tau\pi} + 3_c} + \quad (7.19)$$

где $P_{р\tau\pi} = S_{р\tau\pi} \cos \varphi$; $T_{р\tau\pi}$ — время использования максимума нагрузок за год (приложение 10).

Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии на шинах 10 кВ ТП 10/0,4:

$$C'_{10} = \frac{\sum_1^n k_i p_{a_i} + Z_c 0,07 P_{р\tau\pi} T_{р\tau\pi} + \gamma \sum_1^n n_{y.e} + y_0 \Delta W_{нед}}{P_{р\tau\pi} S_{р\tau\pi}} + 3_c. \quad (7.20)$$

По аналогии стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, отпущенной потребителю:

$$Z_{п} = C_{0,38} = \frac{E_n \sum_1^n K_i + \sum_1^n K_i p_{a_i} + \gamma \sum_1^n n_{y.a_i} + (3_c + C_{10}) \Delta W + y_0 \Delta W_{нед}}{P_{тп} T_{тп} + 3_B + 3_c} + \quad (7.21)$$

или, расшифровывая знаки сумм,

$$Z_{п} = C_{0,38} = \frac{E_n (K_{тп} + K_{ВЛ 0,38} L_{0,38}) + K_{тп} P_a + K_{0,38} L P_a + + 35 (n_{y.e тп} + n_{y.e 0,38} L_{0,38}) + (3_c + 3_B) \Delta A + y_0 \Delta W_{нед}}{P_{тп} T_{тп}} + 3_B + 3_0. \quad (7.22)$$

В расчете учитывают два элемента схемы: трансформаторную подстанцию (ТП) 10/0,4 кВ и линию напряжением 0,38 кВ. Для линий 0,38 кВ принимают суммарную длину линий, отходящих от данной ТП.

Стоимость потеряннного киловатт-часа учитывает затраты в энергосистеме и в высоковольтной ступени напряжения. Время использования максимума нагрузок ТП принимается в соответствии с приложением 10 данного пособия. Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии, отпущенной потребителю:

$$C'_{0,38} = \frac{\sum_1^n K_i p_a + \gamma \sum_1^n n_{y.e_i} + (3_e + C_{10}) \Delta W + y_0 \Delta W_{нед}}{P_{ТП} T_{ТП}} + C'_{10}. \quad (7.23)$$

Количество потерянной электроэнергии определяют (см. главу 2):

а) для линии

$$W = m \sum_1^n I^2 r \tau 10^{-3},$$

где m — число проводов в линии; n — число участков линии напряжением 0,38 кВ; I — ток на участке линии, А; r — активное сопротивление участка линии (приложение 1 [1]), Ом; τ — время максимальных потерь, ч (рис. V.6 [1]);

б) для трансформатора на ТП

$$W = \Delta P_{х.х} \cdot 8760 + \Delta P_{к.з} \tau \frac{S_{\max}^2}{S_n^2};$$

где $\Delta P_{х.х}$ — потери холостого хода, кВт; $\Delta P_{к.з}$ — потери короткого замыкания, кВт; $S_{\max}$ — максимальная нагрузка на ТП, кВ·А; S_n — номинальная мощность трансформатора, установленного на ТП, кВ·А.

Расшифровывая формулу (7.23), имеем

$$C'_{0,38} = Z_{II} = \frac{K_{ТП} p_{a\text{ } \text{ТП}} + K_{II\text{ } 0,38} L_{0,38} + 35 (r_{y.e\text{ } \text{ТП}} + n_{y.e\text{ } 0,38} L_{0,38}) + (3_e + 3_v) \Delta W + y_0 \Delta W_{нед}}{P_{ТП} T_{ТП}} + C'_{10} \quad (7.24)$$

Полученное значение себестоимости следует сравнивать со средней себестоимостью электроэнергии по СССР.

7.9. Пример выполнения курсового проекта по электроснабжению сельского населенного пункта

Исходные данные и характеристика электрифицируемого населенного пункта. Исходные данные на проектирование приведены на плане (рис. 7.3) и в задании.

Сельский населенный пункт содержит 120 одноквартирных жилых домов с населением 485 человек, школу на 80 учащихся, клуб на 400 мест, магазин на четыре рабочих места, баню на 20 мест, сельскую амбулаторию, административное здание, комбинат бытового обслуживания, гараж на 50 автомобилей, измельчитель кормов «Волгарь-5», мастерскую обслуживания сельхозтехники, склад минеральных удобрений.

Годовое потребление электроэнергии по данным обследования составляет 1100 кВт·ч на дом.

Электрифицируемый населенный пункт находится в центральной части РСФСР на расстоянии 2 км от шоссейной дороги и в 15 км от железной дороги. Он относится ко второму району по скоростному напору ветра (400 Па, скорость ветра 25 м/с) с повторяемостью один раз в 10 лет и ко второму району по гололеду (толщина стенки гололеда составляет 10 мм). Грозовая деятельность насчитывает до 30 ч в год. Населенный пункт питается от линии 10 кВ (присоединен в середине линии). По данным энергосистемы, напряжение на

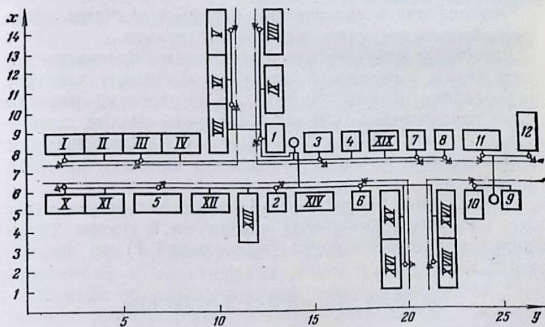


Рис. 7.3 План электрифицируемого населенного пункта.

шинах 10 кВ РТП составляет $1,05 U_n$ при 100%-ной нагрузке и $1,02 U_n$ при 25%-ной нагрузке.

Допустимую потерю напряжения в сети 0,38 кВ определяем в соответствии с дополнением к ГОСТ 13109—67 по отклонению напряжения у сельскохозяйственных потребителей, которое должно быть в пределах $\pm 7,5\%$. Для этого составляем таблицу отклонений напряжения у потребителей (табл. 7.2).

Таблица 7.2. Потери и отклонения напряжения

Элемент схемы	Надбавки и потери напряжения	
	для удаленного потребителя при 100 %-ной нагрузке	для ближайшего потребителя при 25 %-ной нагрузке
Шины 10 кВ	+5	+2
ЛЭП 10 кВ	—5	—1,25
Трансформатор 10/0,38 кВ:		
надбавка	+5	+5
потери	—4	—1
ЛЭП 0,38 кВ	—8,5	0
Отклонения напряжения у потребителя	—7,0	+4,75

Из таблицы 7.2 видно, что в ЛЭП 0,38 кВ допустимая потеря напряжения 8,5 %.

Определение электрических нагрузок и схемы электроснабжения сельского населенного пункта.

Расчетную нагрузку на вводе в дом определяем по приложению 1 (кривая 7 лет) и по заданному электропотреблению (3 кВт на дом). Для удобства расчета линий напряжением 0,38 кВ объединяем жилые дома в группы по пять, шесть и восемь домов. Каждая из групп пронумерована римскими цифрами и нанесена на план селения.

Для каждой из групп определяем расчетную мощность дневного и вечернего максимума с учетом коэффициента одновременности (приложение 7) по формулам (1.1, 1.2):

$$P_{д5в} = P_{дв} K_{0л} = 3 \cdot 0,47 \cdot 5 = 7,05 \text{ кВт};$$

$$P_{д5д} = 7,05 K_{уч} = 7,05 \cdot 0,3 = 2,12 \text{ кВт};$$

$$S_{Д5 \text{ в}} = \frac{P_{5Д \text{ в}}}{\cos \varphi} = \frac{7,05}{0,9} = 7,83 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{Д5 \text{ д}} = 2,12/0,9 = 2,36 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{Д6 \text{ в}} = \frac{36 \cdot 0,43}{0,9} = 8,6 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{Д6 \text{ д}} = 2,58 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{Д8 \text{ в}} = \frac{38 \cdot 0,41}{0,9} = 10,93 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{Д8 \text{ д}} = 3,28 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Расчетные нагрузки коммунально-бытовых, административных, общественных и производственных помещений определяют по приложениям 2,11.

В таблице 7.3 даны потребители, присвоенные им номера, нагрузки дневного и вечернего максимума, добавки от мощностей, значения координат потребителей.

Ориентировочная мощность трансформаторов: $S_{\text{тр.в}} = 157,2 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ ($S_{\text{н}} = 160 \text{ кВ} \cdot \text{А}$); $S_{\text{тр.д}} = 57,8 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ ($S_{\text{н}} = 63 \text{ кВ} \cdot \text{А}$).

Выбор схемы электроснабжения. Трансформаторный пункт (ТП) будет получать питание по воздушной линии 10 кВ, следовательно, его напряжение 10/0,4 кВ.

Ориентировочная мощность электрифицируемого пункта составляет 162 кВ·А для вечернего максимума нагрузок и 133,9 кВ·А для дневного.

При выборе числа трансформаторных подстанций в населенном пункте принимают во внимание наличие двигателя большой мощности ($P = 22 \text{ кВт}$) для измельчения кормов и возможность его запуска от предполагаемой ТП. Предварительный расчет колебания напряжения при пуске двигателя от одной ТП, установленной в центре тяжести нагрузок, при использовании максимально возможного сечения провода $4 \times \text{А}50$ показал, что колебание напряжения выходит за допустимые ГОСТ нормы и составляет 35,4 %. Это является основанием для проектирования двух трансформаторных подстанций в электрифицируемом населенном пункте.

Первая трансформаторная подстанция (ТП1), питающая коммунально-бытовые потребители поселка, установлена в центре электрических нагрузок, а вторая (ТП2), питающая все производственные потребители, —

Таблица 7.3. Расчет электрических нагрузок потребителей

Номер потребителя	$S_{д'}$ кВ·А	$S_{в'}$ кВ·А	$\Delta S_{д'}$ кВ·А	$\Delta S_{в'}$ кВ·А	γ_i	X_i	Наименование потребителя
I	2,36	7,83	1,27	4,7	2	8	Группа из 5 домов
II	2,36	7,83	1,27	4,7	4	8	То же
III	2,36	7,83	1,27	4,7	6	8	» »
IV	2,36	7,83	1,27	4,7	8	8	» »
V	3,28	10,93	—	6,7	10,5	14,5	Группа из 8 домов
VI	3,28	10,93	1,95	6,7	10,5	12	То же
VII	3,28	10,93	1,95	6,7	10,5	9	» »
VIII	3,28	10,93	1,95	6,7	12,5	14	» »
IX	3,28	10,93	1,95	6,7	12,5	11	» »
X	2,58	8,6	1,55	5,2	2	6	Группа из 6 домов
XI	2,58	8,6	1,55	5,2	4	6	То же
XII	2,58	8,6	1,55	5,2	9,5	6	» »
XIII	2,58	8,6	1,55	5,2	11,5	6	» »
XIV	2,58	8,6	1,55	5,2	15	6	» »
XV	2,58	8,6	1,55	5,2	19,5	4,5	» »
XVI	2,58	8,6	1,55	5,2	19,5	2,5	» »
XVII	2,58	8,6	1,55	5,2	21,5	4,5	» »
XVIII	2,58	8,6	1,55	5,2	21,5	2,0	» »
XIX	2,58	8,6	1,55	5,2	18,5	8	» »
1	6	20	3,6	12,5	13	8,5	Клуб
2	5	5	3,0	3,0	13	6	Административное здание
3	5	3	3,0	1,8	15,5	8	Детский сад
4	6	2	3,6	1,2	17	8	Комбинат бытового обслуживания
5	12	4	7,3	2,4	6,5	6	Школа-интернат
6	16	2	9,8	1,2	17,5	6	Поликлиника
7	5	8	3,0	4,8	20,5	8	Магазин
8	20	20	1,25	—	22	8	Баня
9	22	1	1,36	0,6	25,5	6	Измельчитель кормов «Волгарь-5» ($P_{дв}=22$ кВт)
10	30	10	—	6	23,5	6	Механическая мастерская
11	15	5	9,2	3,0	24	8	Гараж
12	8	2	4,8	1,2	26,5	8	Склад

в непосредственной близости от производственной нагрузки. Схема питания электроэнергией производственных потребителей показана на рисунке 7.3, а расчетная схема — на рисунке 7.4.

ТП1 имеет вечерний максимум нагрузки, его ориентировочная потребляемая мощность 157,2 кВт.

У ТП2 значение дневной расчетной нагрузки 57,8 кВт·А.

Расчет приближенной нагрузки по добавкам мощностей всех потребителей населенного пункта приведен в таблице 7.3.

Место установки *ТП1* определяют по формулам (7.5, 7.6). Чтобы определить центр тяжести электрических нагрузок, на план наносят оси координат; каждому потребителю соответствует свое значение *X* и *Y* координатной сетки (значения *X* и *Y* приведены в таблице 7.3).

Координаты мест установки *ТП1* определяют по формулам:

$$X = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} S_i x_i}{\sum_{i=1}^{i=n} S_i} = \frac{2196,9}{253,9} = 8,65 ;$$

$$Y = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} S_i y_i}{\sum_{i=1}^{i=n} S_i} = \frac{3498,2}{253,9} = 13,77.$$

По согласованию с архитектурно-планировочным отделом и сельским Советом трансформаторную подстанцию в реальных условиях можно установить в точке с расчетными координатами *X*=8,65; *Y*=13,77 (см. план поселка).

Сельский населенный пункт является потребителем III категории, поэтому приняты комплектные ТП с одним трансформатором как более качественно изготовленные и удобные при монтаже и эксплуатации.

Нагрузка коммунально-бытовых потребителей раделена равномерно по трем отходящим линиям с ТП 10/0,4 кВ. Расчетные схемы линий электропередач 0,38 кВ, отходящих от *ТП1*, приведены на рисунке 7.4.

Нагрузку на участках ВЛ 0,38 определяют по формуле (1.3) и заносят в таблицу 7.4.

Расчет уличного освещения (см. приложение 3) для поселковых дорог и улиц с покрытиями простейшего типа шириной 10 м выполняют с учетом длины улиц:

$$P_{\text{ул.в}} = 10 \cdot 2660 \cdot 10^{-3} = 24,5 \text{ кВт} ;$$

$$S_{\text{ул.в}} = 24,5 / 0,9 = 27,2 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

В итоге электрическая нагрузка на ТП1 с учетом уличного освещения:

$$S_{\text{ТП1}_в} = S_{\text{ВЛ1}_в} + \Delta S_{\text{ВЛ2}_в} + \Delta S_{\text{ВЛ3}_в} + S_{\text{ул}} = \\ = 47,83 + 31,8 + 29,7 + 27,2 = 136,53 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

В соответствии с расчетной максимальной нагрузкой выбирают мощность трансформатора, устанавливаемого на ТП1, по экономическим интервалам (приложение 15). Мощность трансформатора на ТП1 равна 160 кВ·А, а на ТП2—63 кВ·А.

Линии электропередач выполняют воздушными на деревянных (пропитанных) опорах с железобетонными приставками (в соответствии со структурной картой).

Электрический расчет ВЛ 0,38 кВ ведут на минимуме приведенных затрат по экономическим интервалам [1] с дальнейшей проверкой по допустимой потере напряжения. Принимаем $k_d = 0,7$ для всех участков трех линий.

Результаты расчета сводят в таблицу 7.4. Из таблицы видно, что допустимую потерю напряжения можно обеспечить только при замене сечений проводов на большие на нескольких участках воздушной линии № 3.

Проверка электрической сети по условиям запуска электродвигателя.

Методика проверки сети при пуске двигателя подробно изложена в главе 2 (пример 2.25,а).

Выбор аппаратуры на ТП. Согласно ПУЭ, все электрические аппараты выбирают по номинальному напряжению и току и проверяют на термическую и динамическую стойкость. Средства защиты проверяют еще на чувствительность и селективность действия. Низковольтные автоматические выключатели должны обеспечивать защиту от поражения током людей, прикоснувшихся к металлическим заземленным частям, оказавшимся в результате неисправности под напряжением. Поэтому автоматические выключатели проверяют еще по условию эффективности действия зануления.

Согласно выбранному типовому проекту, на КТП устанавливаем следующее оборудование со стороны высшего напряжения: разъединитель РЛНД-10, разрядник РС-10 и предохранитель ПК-10.

Поскольку в сельских распределительных сетях токи короткого замыкания сравнительно невелики, то

Таблица 7.4. Расчет ВЛ 0,38 кВ на минимум приведенных затрат

Номер участка	S _{расч} , кВ·А	Длина участка, м	S _{акт} , кВ·А	Марка и сечение основного провода	Потери ΔU, %		Марка и сечение дополнительного провода	Потери ΔU, %		от ТП
					на 100 м	на участке		на 100 м	на участке	
ВЛ 1										
0-1	47,83	100	33,5	A50	2,2	2,2	—	—	—	—
1-1	20	100	14	—	—	—	—	—	—	—
1-2	35,33	40	24,8	A25	2,85	1,14	—	—	—	—
2-3	17,63	60	12,32	A16	2,1	1,26	—	—	—	—
3-IX	10,93	—	7,65	—	—	—	—	—	—	—
3-VIII	10,93	—	7,65	—	—	—	—	—	—	—
2-4	24,33	40	17	A25	1,9	0,76	—	—	—	—
4-VII	10,93	—	7,65	—	—	—	—	—	—	—
4-5	17,63	100	12,32	A16	2,1	2,1	—	—	—	—
5-VI	10,93	—	7,65	—	—	—	—	—	—	—
5-V	10,93	80	7,65	A16	1,35	1,08	—	—	—	—
ВЛ 2										
0-0	46,8	0,01	32,8	A50	2,2	0,02	—	—	—	—
0-1	21,93	220	14,1	A25	1,9	4,2	—	—	—	—
1-IV	7,83	—	5,47	—	—	—	—	—	—	—
1-2	17,23	80	12,1	A16	2,1	1,68	—	—	—	—
2-III	7,83	—	5,47	—	—	—	—	—	—	—
2-3	12,53	80	8,75	A16	1,5	1,2	—	—	—	—
3-II	7,83	—	5,47	—	—	—	—	—	—	—
3-1	7,83	100	5,47	—	—	—	—	—	—	—
0-4	33	40	2,31	A16*	0,98	0,98	—	—	—	—
4-3	3	—	2,1	A25	2,7	1,08	—	—	—	—
4-5	31,2	80	21,8	A25	2,45	1,96	—	—	—	—

[illegible]

• Выбран провод 3×А16, остальная сеть выполняется четырьмя проводами.

оборудование со стороны высшего напряжения заведомо удовлетворяет условию термической и динамической стойкости, и поэтому достаточно выбрать аппаратуру со стороны высшего напряжения по номинальным параметрам: РВО-10 на $U_n = 10$ кВ; ПК-10 на $U_n = 10$ кВ. Номинальный ток плавкой вставки выбираем после согласования действия ПК-10 с работой автоматического выключателя, установленного со стороны 0,38 кВ, на отходящих линиях.

На отходящих линиях устанавливаем автоматические выключатели серии АЗ100, на вводе — рубильник с предохранителями типа НПН, для уличного освещения — магнитный пускатель в сочетании с предохранителями НПН.

Для выбора этих аппаратов и согласования защит по селективности и проверки эффективности зануления необходимо рассчитать трехфазный ток короткого замыкания на шинах ТП и однофазный ток короткого замыкания в конце линии 0,38 кВ.

$$I_K^{(3)} = \frac{100}{u_K \%} \frac{S_n}{\sqrt{3} U_n} = \frac{100}{4,5} \cdot \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 5400 \text{ А};$$

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} k_y I_K^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 5400 = 7614 \text{ А};$$

$$I_K^{(1)} = \frac{U_\phi}{Z_n + \frac{Z_l}{3}}.$$

Сопротивления петли фазного и нулевого проводов $z_n = l \sqrt{r_{no}^2 + x_{no}^2}$ приведены в таблице 7.5, где даны также значения токов однофазного короткого замыкания самой удаленной точки каждой линии, а также типы выбранных автоматов и их параметры. r_{no} принимаем в соответствии с приложением (1) литературы [1], $X_{no} = 0,6$ Ом/км.

Из таблицы видно, что автоматы на отходящих линиях № 1 и № 3 не удовлетворяют условию защитного отключения, так как $\frac{I_K^{(1)}}{I_{н \text{ расц}}} < 3$.

Чтобы выполнить это условие, устанавливаем автоматы, имеющие, кроме комбинированного расцепителя, еще независимый расцепитель, на который действует токовое реле, с обмоткой, включенной в нулевой провод

Таблица 7.5. Расчет однофазных токов короткого замыкания и выбор автоматов на линиях, отходящих от ТП

Линия	$\frac{Z_T}{3}, \text{ Ом}$	$Z_n, \text{ Ом}$	$I_k^1, \text{ А}$	$I_k^3, \text{ А}$	$I_{\text{раб}}, \text{ А}$	$\frac{I_k^1}{I_{\text{н. рас}}}$
№ 1	0,0135	1,072	204	5400	72,5	2,4
№ 2	0,0135	0,835	260	5400	71,2	3,06
№ 3	0,0135	1,73	126	5400	67,4	1,8

Продолжение

Линия	Параметры автоматов					
	тип	$U_n, \text{ В}$	$I_{\text{н. авт}}, \text{ А}$	$I_{\text{н. рас}}, \text{ А}$	$I_k^3, \text{ пред, кА}$	тип реле в нулевом проводе
№ 1	A3114/1	500	100	85	11	РЭ-571т
№ 2	A3114/1	500	100	85	11	—
№ 3	A3114/1	500	100	70	11	РЭ-571т

линии. Выбираем реле типа РЭ-571т. Для линии № 1 ток срабатывания принят равным 80 А, кратность

$$\frac{I_k^{(1)}}{I_{y.p}} = \frac{204}{80} = 2,55;$$

для линии № 3 ток срабатывания принят равным 75 % от тока уставки (80 А), то есть 60 А, кратность

$$\frac{I_k^{(1)}}{I_{y.p}} = \frac{126}{60} = 2,1.$$

Чтобы автомат с реле типа РЭ-571т надежно сработал в нулевом проводе, достаточна кратность

$$\frac{I_k^{(1)}}{I_{y.p}} = 2.$$

Согласование защит по селективности. Для выбора номинального тока ПК-10 необходимо провести согласование времени действия ПК-10 и автомата типа А3114/1, установленного на отходящей линии, при трехфазном токе короткого замыкания непосредственно за автоматом.

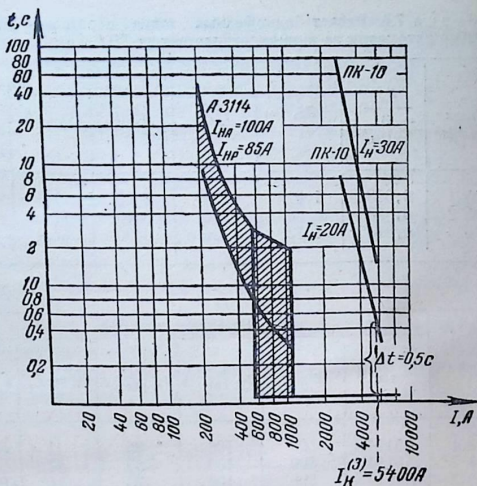


Рис. 7.5 Карта селективности работы защитных аппаратов А3114 и ПК-10.

Согласование проведено на карте селективности (рис. 7.5) при $I_H^{(3)} = 5400$ А и $I_{н.расц} = 85$ А. У выбранного ПК-10 номинальный ток $I_H = 20$ А.

При коротком замыкании сразу за автоматом сработает электромагнитный расцепитель и отключит короткое замыкание за 0,02 с, при отказе автомата через 0,5 с сработает ПК-10.

Электрическая схема комплектной трансформаторной подстанции показана на рисунке 4.12 настоящего практикума. Кроме эффективного защитного отключения по условиям техники безопасности, на ТП следует обеспечить необходимое сопротивление заземления.

На ВЛ до 1000 В с заземленной нейтралью должны быть заземлены крюки или штыри фазных проводов и нулевого провода не реже чем через 200 м. Сопротивление заземления должно быть не более 30 Ом. Эти заземлители могут рассматриваться как повторное заземление нулевого провода. Такое заземление обяза-

тельно делается на опорах с ответвлением к вводу в здание, где имеются большие хозяйственные ценности. При этом предыдущее заземление должно отстоять от концевой опоры с заземлением не более чем на 100 м.

Молниезащита III категории состоит из защиты от прямого удара молнии и защиты от заноса высших потенциалов в здание через подземные металлические трубопроводы, которые должны присоединяться к заземлителю с сопротивлением не более 20 Ом. На подстанции заземляют нейтраль трансформатора со стороны низшего напряжения, а также все металлические кожухи, основное оборудование и аппаратуру.

От ТП I отходят три ВЛ 380/220 В, на каждой из которых установлено: на Л1 и Л2 по четыре повторных заземления, а на Л3 шесть повторных заземлений. Таким образом, результирующее сопротивление повторных заземлений для Л1 составляет 7,5 Ом, для Л2 — 7,5 и для Л3 — 4,2 Ом. Удельное сопротивление грунта в данной местности (принимая условно) $\rho = 150 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. Коэффициент сезона принимаем $k_c = 1,7$ для заземлителя стержневого вертикального длиной 3 м и глубиной заложения 0,8 м. Ток замыкания на землю обычно не более 20 А в сети 10 кВ. Кроме повторных заземлений, естественных заземлителей на подстанции нет.

Поскольку заземлитель нужно использовать одновременно и для оборудования ТП I, питающегося от сети 10 кВ, то есть с незаземленной нейтралью, и для заземления нейтрали вторичной обмотки трансформатора напряжением 0,4 кВ, сопротивление заземлителя должно соответствовать следующим трем условиям:

$$10 \geq R_3 \leq 125/I_3; R_3 \leq 4\rho/100 \text{ Ом}.$$

1. Определяем удельное сопротивление грунта с учетом коэффициента сезона:

$$\rho_c = \rho k_c = 150 \cdot 1,7 = 255 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

2. Определяем наиболее жесткое условие выбора заземлителя:

$$\text{а) } R_3 \leq \frac{125}{20} = 6,25 \text{ Ом};$$

$$\text{б) } R_3 \leq 10 \text{ Ом};$$

$$\text{в) } R_3 = \frac{4 \cdot 255}{100} = 10,2 \text{ Ом}.$$

Наиболее жестким оказалось условие $R_3 \leq 6,25 \text{ Ом}$.
Сопrotивление линий $R_{\text{лз}} = 4,2 \text{ Ом}$.

Сопrotивление всех линий, отходящих от ТП I,
 $R_{\text{лТП I}} = 1,15 \text{ Ом}$.

К заземляющему устройству присоединена нейтраль обмотки трансформатора 380/220 В. Сопrotивление заземляющего устройства должно быть не более 4 Ом, если даже по формуле $10 \text{ Ом} \geq R_3 \leq 125/I_3$ значение сопротивления получилось больше.

Заземления на трех отходящих линиях обеспечивают выполнение условия: $R_3 \leq 6,25 \text{ Ом}$ и $R_{\text{з.линий}} = 1,15 \text{ Ом}$. Однако искусственный заземлитель на ТП все же нужен. Его сопротивление должно быть не более чем

$$30\rho_c/100 = \frac{30 \cdot 255}{100} = 76,5 \text{ Ом}.$$

Задаемся габаритами заземлителя: $l = 3 \text{ м}$, $d = 0,016 \text{ м}$, $\rho_c = 255 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Определяем сопротивление стержневого заземлителя:

$$R_{\text{зтп I}} = \frac{0,366\rho_c}{l} \lg \frac{4l}{d} = \frac{0,366 \cdot 255}{3} = \frac{12}{0,016} = 89,4 \text{ Ом}.$$

Определяем число стержней заземлителя:

$$n_{\text{ст}} = \frac{R_c}{R_3} = \frac{89,4}{76,5} = 1,17.$$

Принимаем два стержня, расположенных на расстоянии $a = 1,5 \text{ м}$ друг от друга. Для $a/l = 0,5$ находим коэффициент использования заземлителя $\eta_{\text{ср}} = 0,71$.

Результирующее сопротивление двух стержней:

$$R_{\text{рез.с}} = \frac{R_c}{n_{\text{ст}}\eta_{\text{ср}}} = \frac{89,4}{2 \cdot 0,71} \approx 63 \text{ Ом}.$$

Таким образом, одна стержневая часть заземлителя обеспечивает необходимое сопротивление (76,5 Ом). При использовании соединительной полосы сопротивление заземлителя уменьшится.

Технико-экономические показатели. Затраты на передачу электрической энергии по сетям напряжением 35—10 кВ определяют по формуле (7.16).

В расчете приняты система распределения электрической энергии 110/35/10/0,38 кВ и следующие средние

показатели: средняя мощность районной трансформаторной подстанции $S_{\text{РТП } 35/10} = 3500 \text{ кВ} \cdot \text{А}$;

средняя длина линии напряжением 35 кВ ($L_{\text{ВЛ } 35} = 23 \text{ км}$) выполнена проводом АС70;

средняя суммарная длина линий 10 кВ, отходящих от РТП ($L_{\text{ВЛ } 10} = 94 \text{ км}$) выполнена проводом А50.

1. Капиталовложения в электрическую сеть высшего напряжения:

$$\begin{aligned} K_{\text{в}} &= K_{\text{РТП}} + K_{\text{ВЛ}35} L_{\text{ВЛ}35} + K_{\text{ВЛ}10} L_{\text{ВЛ}10} = \\ &= 42,1 + 6,7 \cdot 23 + 2,77 \cdot 94 = 42,1 + 154,1 + 260,38 = \\ &= 456,58 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Отчисления от капиталовложений:

$$K_{\text{в}} E_{\text{н}} = 456,58 \cdot 0,12 = 54,8 \text{ тыс. руб.}$$

Издержки на амортизацию:

$$\begin{aligned} U_{\text{а}} &= 42,1 \cdot 0,063 + 154,1 \cdot 0,028 + 260,38 \cdot 0,053 = \\ &= 2,65 + 4,31 + 13,8 = 20,76 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Издержки на эксплуатацию:

$$\begin{aligned} U_{\text{обсл}} &= (2,4 + 23 \cdot 0,8 + 94 \cdot 1,7) \cdot 0,035 = \\ &= 180,6 \cdot 0,035 = 6,32 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Издержки на ущерб от недоотпуска электроэнергии:

$$\begin{aligned} U_{\text{у}} &= U_{\text{о}} \Delta W_{\text{нед}} = 0,24 \cdot 2000 = 480 \text{ руб.} = \\ &= 0,48 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Количество недоотпущенной электрической энерг

$$W_{\text{нед}} = PT \cdot \frac{15}{8760} = \frac{3500}{0,9} \cdot 3000 \cdot \frac{15}{8760} = 2000 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Издержки на потери электроэнергии в сети высшего напряжения:

$$U_{\text{эл} \cdot \text{эн}} = 0,0133 \cdot 544444 = 7241 \text{ руб.} = 7,24 \text{ тыс. руб.};$$

$$\begin{aligned} Z_{\text{в}} &= K_{\text{в}} E_{\text{н}} + U_{\text{а}} + U_{\text{экспл.}} + U_{\text{у}} + U_{\text{эл} \cdot \text{эн}} = \\ &= 54,8 + 20,76 + 6,32 + 0,48 + 7,24 = 88,8 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Количество потерянной электроэнергии:

$$W = 0,07 PT = 0,07 \cdot \frac{3500}{0,9} \cdot 2000 = 544444 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Стоимость 1 кВт·ч, отпущенного с шин 10 кВ ТП 10/0,4 кВ:

$$C_{10} = \frac{88,8}{P_{\text{ТП}} T_{\text{ТП}}} = \frac{88 \cdot 800}{3500 \cdot 3000} = 0,0084 + 0,0133 = 0,022 \text{ руб кВт} \cdot \text{ч.}$$

Себестоимость 1 кВт·ч, отпущенного с шин 10 кВ ТП 10/0,4 кВ:

$$C'_{10} = \frac{U}{PT} + Z_c = \frac{34000}{3500 \cdot 3000} + 0,0133 = 0,0032 + 0,0133 = 0,0165 \text{ руб кВт} \cdot \text{ч.}$$

2. Капиталовложения в электрическую сеть низшего напряжения:

$$K = K_{\text{ТП1}} + K_{\text{ВЛ0,38}} + K_{\text{ТП2}} = 1,59 + 6,29 + 1,28 = 9,16 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения в ТП1 мощностью 160 кВ·А составляют $K=1,59$ тыс. руб., а в ТП2 мощностью 63 кВ·А — 1,28 тыс. руб.

Отчисления от капиталовложений:

$$K_{0,38} E_n = 9,16 \cdot 0,12 = 1,1 \text{ тыс. руб.}$$

Издержки на амортизацию:

$$U_a = 2,87 \cdot 0,063 + 6,29 \cdot 0,053 = 0,181 + 0,333 = 0,514 \text{ тыс. руб.}$$

издержки на обслуживание:

$$U_{\text{экспл}} = [(2,3 + 2,5) + 2,1(0,48 + 0,71 + 1,16 + 0,1)] \cdot 0,035 = 0,348 \text{ тыс. руб.}$$

Издержки на потери электроэнергии:

$$U_{\text{эл.эн}} = Z_{\text{в}} \Delta W = 31 \, 584 \cdot 0,022 = 0,694 \text{ тыс. руб.};$$

$$W = (P_1 T_1 + P_2 T_2) \cdot 0,07 = (168 \cdot 2000 + 64 \cdot 1800) \times 0,07 = 31 \, 584 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Издержки на ущерб от недоотпуска электроэнергии:

$$U_y = Y_o \Delta W_{\text{нед}} = 0,24 \cdot 0,515 = 0,123 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta W_{\text{нед}} = P_{\text{ТП}} T_{\text{ТП}} \cdot \frac{10}{8760} = (168 \cdot 2000 + 64 \cdot 1800) \cdot \frac{10}{8760} = 451 \, 200 \cdot \frac{10}{8760} = 515 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Стоимость 1 кВт·ч, отпущенного потребителю:

$$\begin{aligned} C'_{0,38} &= \frac{KE_{II} + U_a + U_{эл.эл} + U_{обсл} + U_{ущерб}}{PT} + Z_v = \\ &= \frac{1,1 + 0,514 + 0,348 + 0,694 + 0,123}{168 \cdot 2000 + 64 \cdot 1800} + 0,022 = \\ &= 0,006 + 0,022 = 0,0226 \text{ руб./кВт·ч}. \end{aligned}$$

Себестоимость 1 кВт·ч, отпущенного потребителю:

$$\begin{aligned} C'_{0,38} &= \frac{0,514 + 0,348 + 0,694 + 0,123}{168 \cdot 2000 + 64 \cdot 1800} + 0,0165 = \\ &= 0,00372 + 0,0133 + 0,022 = 0,026 \text{ руб./кВт·ч}. \end{aligned}$$

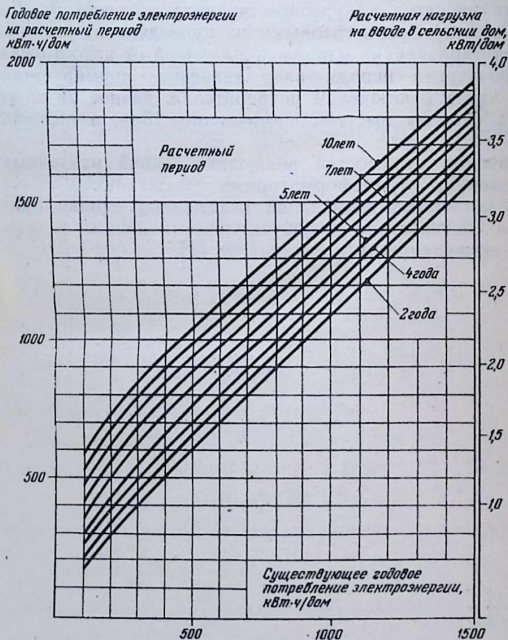
Для расчетов в курсовом проекте значения Z_v , C_{10} и C'_{10} можно брать готовыми из приведенного расчета.

При определении издержек на ущерб от недоотпуска электроэнергии использовано значение нормируемого числа часов отключений потребителей, равное 25 ч, из них на систему высшего напряжения 15 ч, а низшего 10 ч.

Значения стоимостей воздушных линий различных напряжений, трансформаторных подстанций, норм амортизационных отчислений и условных единиц приняты в соответствии с существующими ценами и нормами, приведенными в литературе [1].

ПРИЛОЖЕНИЕ I

Удельная расчетная нагрузка на вводе в сельский дом и перспективное потребление электроэнергии на внутриквартирные нужды в зависимости от существующего уровня электропотребления



ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Электрические нагрузки производственных, общественных и коммунальных потребителей

Наименование объектов	Установ- ленная мощность электро- приемни- ков, кВт	Расчетная нагрузка на вводе, кВт А	
		дневной максимум S_d	вечерний максимум S_v
Коровник привязного содержания с механизированным доением, убор- кой навоза, электроводонагрева- телем:			
на 100 коров	20...31	13	13
» 200 »	35...57	22	22
Молочный блок при коровнике:			
3 т молока в сутки	25	10	10
6 » » »	35	15	15
Помещение для ремонтного и откор- мочного молодняка:			
на 170...180 голов	3	1	3
240...260 »	5	2	5
То же, с механизированной уборкой навоза:			
на 170...180 голов	12...23	5	8
» 240...260 »	17...40	6	10
» 300...330 »	20...42	9	15
Летний лагерь КРС:			
на 200 коров	23	15	15
» 400 »	35	20	20
Летний лагерь молодняка КРС на 400...5000 голов	5	1	5
Кормоприготовительное отделение при коровнике	7	7	7
Свинарник-маточник на 50 маток	4	2	4
То же, с навозоуборочным транс- портером	11	2	7
То же, с теплогенератором	20	8	12
То же, с электрообогревом	60	30	30
Птичник:			
на 15...20 тыс. цыплят	65	35	35
» 8 » »	52	30	30
Птичник клеточного содержания:			
на 20 тыс. кур	85	37	50
» 30 » »	104	40	60
Кормоцех птицефермы на 25... 30 тыс. кур*	60	35	12
Овчарня:			
на 800...1000 овцематок	6	1	5
» 1000 голов молодняка	5	1	4
Выращивание и откорм свиней:			
12 тыс. голов	870	540	460
54 » »	2400	900	770

Наименование объектов	Установ- ленная мощность электро- приемни- ков, кВт	Расчетная нагрузка на вводе, кВт·А	
		дневной максимум S_d	вечерний максимум S_v
Откорм свиней:			
4 000 тыс. голов	—	100	60
8 000 » »	—	250	140
10 000 » »	—	320	160
Выращивание и откорм свиней (с законченным циклом):			
3 000 голов	—	140	90
6 000 »	—	200	140
10 000 »	—	400	200
Откорм свиней с электрообогревом молодняка:			
3 000 голов	—	200	160
6 000 »	—	300	250
10 000 »	—	600	400
Производство молока:			
200 коров	—	46	30
1000 »	—	250	250
2000 »	—	510	510
Выращивание и откорм КРС:			
5 000 голов	—	360	225
10 000 »	—	540	314
Птицефабрика по производству яиц:			
на 200 тыс. кур-несушек	—	1700	1750
» 400 » »	—	2360	2470
Птицефабрика мясного направления:			
на 250 тыс. бройлеров	—	250	250
» 500 » »	—	435	435
Овцеводческая ферма с полным обо- ротом стада			
на 2400 овцематок	—	180	180
» 3000 »	—	210	210
» 5000 »	—	300	300
Овцеводческая ферма мясо-молочно- го направления:			
на 5 000 голов	23	8	17
» 15 000 »	35	13	28
Стационарный зерноочистительный пункт производительностью:			
10 т/ч	20	15	15
20 т/ч	40	25	25
Пункт по обработке и хранению зер- на (ЗАР-5, ЗАВ-20) с механиз- рованным хранилищем произведи- тельностью 20 т/ч	—	200	200
Сенажная башня	60	53	53

Наименование объектов	Установ- ленная мощность электро- приемни- ков, кВт	Расчетная нагрузка на вводе, кВт·А	
		дневной максимум S_d	вечерний максимум S_B
Холодильник для хранения фруктов емкостью:			
50 т	12	10	10
250 т**	62	45	45
700 т***	195	120	120
Кузница	5	5	0,5
Мастерская обслуживания сельско- хозяйственной техники	70	30	10
Центральная ремонтная мастерская на 25 тракторов	90	40	15
Гараж на 25 автомашин с вакрытой стоянкой для 5 машин	16	10	3
Плотницкая	5	5	1
Столярный цех	25	15	1
Лесопильный цех с пилорамой ЛРМ-794*	35	25	2
Жерновая мельница с поставом:			
5/4	10	7	1
8/4 ⁵ *	25	22	1
Мельница вальцовая производитель- ностью 6 т/сутки ^{6*}	25	20	2
Маслобойка	20	12	1
Пункт первичной обработки льна	25	20	2
Мяльно-трепальный цех на 4 т/сутки	70	40	3
Кирпичный завод на 1...1,5 млн. кирпича в год ^{7*}	30	25	8
Котельная с котлами «Универсал-6» на 2 котла	30	15	15
Парники на электрообогреве на 1 м ²	0,2	0,05	0,1
Теплица зимне-весенняя овощная пленочная или остекленная на 1 м ²	0,25	0,1	0,23
Теплица зимняя с обогревом от ко- тельной на 1 м ²	—	0,02	0,02
Хлопкозаготовительный пункт с су- шильно-очистительным цехом ^{8*}	800	480	480
Вентиляционная установка для до- сушивания сена ^{9*}	156	150	150
Начальная школа:			
на 40 учащихся	10	6	2
» 160 »	20	12	4
Общеобразовательная школа с элек- троплитой на 320 учащихся	115	45	45
Спальный корпус школы-интерната на 50 мест	15	5	10
Столовая школы-интерната	15	10	5
Мастерские при сельской школе	15	8	2

Наименование объектов	Установ- ленная мощность электро- приемни- ков, кВт	Расчетная нагрузка на вводе, кВт·А	
		дневной максимум S_d	вечерний максимум S_v
Детские ясли-сад:			
на 25 мест	7	5	3
» 90 »	20	12	8
Детские ясли-сад с электроплитой на 50 мест	30	20	12
Административное здание (контора колхоза)	25	5	5
Дом культуры со зрительным залом на 150...200 мест	30	5	15
Бригадный дом	6	2	5
Сельская поликлиника на 150 посе- щений в смену	100	53	58
Фельдшерско-акушерский пункт	6	2	4
Столовая:			
на 25 мест	10	6	2
» 35...50 »	15	10	3
» 75...100 »	20	15	5
Торговый центр для поселков с на- селением 2 тыс. жителей (столо- вая, магазин, гостиница, комбинат бытового обслуживания)	60	50	30
Магазин на 2 рабочих места (сме- шанный ассортимент)	5	2	4
Комбинат бытового обслуживания на 6 рабочих мест	5	4	1
Прачечная производительностью 0,125 т белья в смену	20	12	12
Баня на 10 мест	10	8	8

* Мощность наибольшего двигателя 14 кВт.

0,5	»	»	»	13	»
1	»	»	»	40	»
1,5	»	»	»	22	»
2	»	»	»	22	»
3	»	»	»	10	»
4	»	»	»	20	»
5	»	»	»	55	»
6	»	»	»	13	»

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Нагрузки уличного освещения в сельских населенных пунктах

Характеристика улиц	Расчетная нагрузка на 1 м длины улицы, Вт	Примечание
Поселковые улицы с асфальтобетонными и переходными типами покрытий шириной:		Освещаются газоразрядными источниками света
5 м	4,5...6	
10 »	6...8	
20 »	8...9	
30 »	11	
Поселковые дороги и улицы с покрытиями простейшего типа шириной:		Освещаются лампами накаливания
5 м	6...8	
10 »	7,5...10	
20 »	11...13	
Улицы и дороги местного значения и пешеходные шириной:		То же
5 м	3...4	
10 »	4...5	
20 »	5...6	

Примечание. Меньшие нормы используют при высоте подвеса светильников 7 м для ламп накаливания и 8,5 м для газоразрядных источников света; большие — при высоте подвеса светильников соответственно 10 и 11 м.

S*	ΔS**	S	ΔS	S	ΔS	S	ΔS	S	ΔS	S	ΔS	S	ΔS
0,2	+0,2	11	+6,7	36	+23,5	61	+41,7	102	+70	152	+110	202	+152
0,3	+0,2	12	+7,3	37	+24,2	62	+42,4	104	+72	154	+111	204	+153
0,4	+0,3	13	+7,9	38	+25,0	63	+43,1	106	+73	156	+113	206	+155
0,5	+0,3	14	+8,5	39	+25,8	64	+43,8	108	+75	158	+114	208	+156
0,6	+0,4	15	+9,2	40	+26,5	65	+44,5	110	+76	160	+116	210	+158
0,8	+0,5	16	+9,8	41	+27,2	66	+45,2	112	+78	162	+117	212	+160
1,0	+0,6	17	+10,5	42	+28,0	67	+45,6	114	+80	164	+119	214	+161
1,5	+0,9	18	+11,2	43	+28,8	68	+46,6	116	+81	166	+120	216	+163
2,0	+1,2	19	+11,8	44	+29,5	69	+47,3	118	+82	168	+122	218	+164
2,5	+1,5	20	+12,5	45	+30,2	70	+48,0	120	+84	170	+123	220	+166
3,0	+1,8	21	+13,1	46	+31,0	72	+49,4	122	+86	172	+124	222	+168
3,5	+2,1	22	+13,6	47	+31,8	74	+50,2	124	+87	174	+126	224	+169
4,0	+2,4	23	+14,4	48	+32,5	76	+52,2	126	+89	176	+127	226	+171
4,5	+2,7	24	+15,0	49	+33,2	78	+53,6	128	+90	178	+129	228	+172
5,0	+3,0	25	+15,7	50	+34,0	80	+55,0	130	+92	180	+130	230	+174
5,5	+3,3	26	+16,4	51	+34,7	82	+56,4	132	+94	182	+132	232	+176
6,0	+3,6	27	+17,0	52	+35,4	84	+57,8	134	+95	184	+134	234	+177
6,5	+3,9	28	+17,7	53	+36,1	86	+59,2	136	+37	186	+136	236	+179
7,0	+4,2	29	+18,4	54	+36,8	88	+60,6	138	-98	188	+138	238	+180
7,5	+4,5	30	+19,0	55	+37,5	90	+62,0	140	+100	190	+140	240	+182
8,0	+4,8	31	+19,7	56	+38,2	92	+63,4	142	+102	192	+142	242	+184
8,5	+5,1	32	+20,4	57	+38,9	94	+64,8	144	+103	194	+144	244	+185
9,0	+5,4	33	+21,2	58	+39,6	96	+66,2	146	+105	196	+146	246	+187
9,5	+5,7	34	+22,0	59	+40,3	98	+67,6	148	+106	198	+148	248	+188
10,0	+6,0	35	+22,8	60	+41,0	100	+69,0	150	+108	200	+150	250	+190

• S — меньшая из слагаемых нагрузок. •• ΔS — добавка от мощности S .

Таблица для суммирования нагрузок в сетях 6—35 кВ

S	ΔS	S	ΔS	S	ΔS	S	ΔS	S	ΔS	S	ΔS	S	ΔS	S	ΔS
1	+0,6	26	+17,2	52	+38,0	105	+78	260	+204	510	+408	760	+618	1020	+847
2	+1,2	27	+18,0	54	+39,5	110	+82	270	+212	520	+416	770	+626	1040	+865
3	+1,8	28	+18,8	56	+41,0	115	+86	280	+220	530	+424	780	+634	1060	+882
4	+2,5	29	+19,6	58	+42,6	120	+90	290	+228	540	+432	790	+642	1080	+900
5	+3,1	30	+20,4	60	+44,0	125	+94	300	+235	550	+440	800	+650	1100	+918
6	+3,7	31	+21,2	62	+45,6	130	+98	310	+243	560	+448	810	+659	1120	+935
7	+4,3	32	+22,0	64	+47,2	135	+102	320	+251	570	+456	820	+668	1140	+953
8	+5,0	33	+22,8	66	+48,8	140	+106	330	+259	580	+463	830	+667	1160	+970
9	+5,6	34	+23,6	68	+50,4	145	+110	340	+267	590	+474	840	+686	1180	+987
10	+6,3	35	+24,4	70	+52,0	150	+115	350	+275	600	+483	850	+695	1200	+1005
11	+7,0	36	+25,2	72	+53,5	155	+119	360	+283	610	+492	860	+704	1220	+1022
12	+7,7	37	+26,0	74	+55,0	160	+123	370	+291	620	+500	870	+713	1240	+1040
13	+8,4	38	+26,8	76	+56,5	165	+127	380	+299	630	+508	880	+722	1260	+1057
14	+9,0	39	+27,6	78	+58,0	170	+131	390	+307	640	+517	890	+731	1280	+1075
15	+9,7	40	+28,4	80	+59,5	175	+135	400	+315	650	+525	900	+740	1300	+1093
16	+10,4	41	+29,2	82	+61,0	180	+139	410	+323	660	+534	910	+749	1320	+1110
17	+11,0	42	+30,0	84	+62,5	185	+143	420	+332	670	+543	920	+758	1340	+1128
18	+11,6	43	+30,8	86	+64,0	190	+147	430	+340	680	+552	930	+767	1360	+1146
19	+12,3	44	+31,6	88	+65,5	195	+151	440	+348	690	+561	940	+776	1380	+1164
20	+13,0	45	+32,4	90	+67,0	200	+155	450	+357	700	+570	950	+785	1400	+1182
21	+13,7	46	+33,2	92	+68,5	210	+162	460	+365	710	+578	960	+794	1420	+1200
22	+14,4	47	+34,0	94	+70,0	220	+170	470	+374	720	+586	970	+803	1440	+1218
23	+15,1	48	+34,8	96	+71,5	230	+178	480	+382	730	+594	980	+812	1460	+1235
24	+15,8	49	+35,6	98	+73,0	240	+186	490	+391	740	+602	990	+821	1480	+1252
25	+16,5	50	+36,5	100	+74,5	250	+194	500	+400	750	+610	1000	+830	1500	+1270

ПРИЛОЖЕНИЕ 6

Вид преобладающей нагрузки	Естественный коэффициент	
	реактивной мощности $\text{tg } \varphi$	мощности $\cos \varphi$
Производственная	0,75	0,8
Коммунально-бытовая	0,48	0,9
Животноводческие комплексы (без электротепла)	0,88	0,75
Орошение мелкомагистральное	0,75	0,8
Закрытый грунт на электрообогреве	0,33	0,95

ПРИЛОЖЕНИЕ 7

Коэффициенты одновременности для суммирования электрических нагрузок потребителей в сетях 0,38 кВ

Наименование потребителей	Коэффициент одновременности при числе потребителей									
	2	3	5	7	10	15	20	50	100	200 и более
Жилые дома с удельной нагрузкой на вводе 1...2 кВт/дом	0,7	0,6	0,5	0,42	0,38	0,3	0,28	0,22	0,2	0,15
То же, 3...4 кВт/дом	0,7	0,6	0,47	0,4	0,36	0,28	0,25	0,18	0,15	0,12
Производственные потребители	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65	0,6	0,55	0,5	0,45	0,4

ПРИЛОЖЕНИЕ 8

Коэффициенты одновременности для суммирования электрических нагрузок ТП 10/0,4 кВ в сетях 10 кВ

Число ТП	2	3	5	10	25	25 и более
Коэффициент одновременности	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65

ПРИЛОЖЕНИЕ 9

Коэффициенты одновременности при определении нагрузок в сетях 35, 110 кВ

Число подстанций 110—35/10 кВ или линий 35, 110 кВ	2	4	4 и более
Коэффициент одновременности	0,97	0,95	0,9

ПРИЛОЖЕНИЕ 10

Расчетная нагрузка, кВт·А	Годовое число часов использования максимальной нагрузки, ч, в зависимости от ее характера		
	коммунально-бытовая	производственная	смешанная
До 10	800	1100	1100
10...20	1100	1300	1400
20...50	1400	1700	1900
50...100	1800	2000	2400
100...500	2000	2200	2800
Более 500	2100	2300	3000

ПРИЛОЖЕНИЕ 11

Нормы удельных нагрузок искусственного освещения помещений

Наименование помещения	Удельная нагрузка освещения, Вт м² (по наружному обмеру)	Средняя установленная мощность светоточек, Вт
Коровники с доением в доильном зале	4	75
Коровники с доением в стойлах	4,5	75
Доильное, молочное отделения	15,5	100
Родильное отделение	23,0	100
Телятник	3,75	75
Помещение для молодняка КРС	3,25	75
Пункт искусственного осеменения	25,0	100
Помещение для хряков-производителей, тяжелосупоросных и подсосных маток, поросят-отъемышей	4,5	75
Свинарник для холостых и легкосупоросных маток, молодняка	3,3	75
Помещение для откормочного поголовья	2,6	75
Помещение для кормления свиней	5,5	75

Наименование помещения	Удельная нагрузка освещения, Вт·м ² (по наружному обмеру)	Средняя установленная мощность светоточек, Вт
Овчарня для маток, баранов, молодня-ка	3,5	60
Ягнятник с родильным отделением, манеж	8	100
Птичник при напольном содержании	4	75
» » клеточном »	5	75
Конюшня	2,3	60
Мастерские, весовая	12	150
Мельница, маслобойка, крупорушка	14	150
Гараж, пожарное депо	11	100
Склады, хранилища	3	100
Контора, кабинет	16	100
Магазин, столовая	21	100
Детский сад, ясли	24	150
Школа	30	150
Клуб, отделение связи	27	100
Больница	21	100
Библиотека	17	100
Дом для приезжающих	16	100
Комбинат бытового обслуживания	27	150
Прачечная	25	100
Баня	33	150
Хлебопекарня	22	150

Примечание. Удельная мощность освещения принята с учетом условий эксплуатации и типа светильников.
На один сельский дом принимается в среднем 5...7 светоточек мощностью 75 Вт каждая.

Оrientировочные показатели для определения электрических нагрузок отдельных предприятий в сельской местности

Наименование потребителей	Основной вид продукции	Потребление электроэнергии на единицу продукции		Коэффициент реактивной мощности в максимум нагрузки		Смена	Число часов использования максимума нагрузки, ч
		единица измерения	кВт·ч	дневной	вечерней		
Хлебоприемные пункты	Зерно	т	2,5...3,5	0,88	0,75	I	1500
		т	2,5...3,5 60...75	0,88	0,75	II, III	3000
Мясокомбинаты	Мясо	т		0,88	0,48	I	1800
		т		0,88	0,75	I, II	2500
Молокозаводы	Молоко, сыр, брынза	т	165	0,88	0,62	I	2000
		т	300	0,88	0,75	II	2500
Кондитерские фабрики	Сухое молоко	т	40	1,16	1,02	III	3000
		т	45	0,88	0,75	III	2500
Пивзаводы	Солод пивной	т	950	0,88	0,75	II	2500
		т	170	1,02	0,48	I	1000
Винзаводы	Вино	т		0,88	0,75	II	1500
		т	450	1,02	0,33	I	1600
Ремонтные предприятия Госсельхозтехники	Ремонт техники	тыс. руб.		1,02	0,88	II	2300
		тыс. руб.	20...40	1,02	0,48	I	1500
Межколхозстрой	Железобетонные изделия	м³		1,02	0,88	II	2000
		м³	650	1,02	0,75	I	1800
Льнопенькозавод	Волокно	т		0,88	0,75	II, III	2500
		т	50...80	1,17	1,02	I	1500
Кирпичные заводы	Кирпич	тыс. шт.		0,88	0,62	II	3000
		тыс. шт.	15...20	0,88	0,75	I	1800
Леспромхозы	Лес	м³		1,02	0,33	II, III	2500
		м³	300...400	1,17	1,02	I	1500
Мебельные фабрики	Мебель	тыс. руб.		0,88	0,62	II	4000
		тыс. руб.	15...20	0,88	0,62	III	3000
Торфопредприятия	Торф	т		0,88	0,62	III	3000

Таблицы интервалов экономических нагрузок
для основных и дополнительных сечений проводов ВЛ 0,4 кВ
(для всех материалов опор)

Интервал мощности, кВ·А	Марки основных проводов	Расчетная нагрузка, кВ А	Марка допол- нительного провода	μ	Превыше- ние при- веденных затрат, %
Гололед 5 мм					
0...3,1	A16+A16	1	2A16+A16	2,7	3,7
			3A16+A16	4,5	3,25
			3A25+A25	5,5	11,0
		2	2A16+A16	0,85	2,3
			3A16+A16	1,7	6,25
			3A25+A25	2,3	8,85
		3	2A16+A16	0,02	0,07
			3A16+A16	0,6	3,15
			3A25+A25	1,05	5,45
		3,1...5,6	2A16+A16	3,5	3A16+A16
3A25+A25	2,4				4,75
3A35+A35	6,1				13,2
4,5	A16+A16			0,3	1,35
	3A16+A16			0,75	1,4
	3A25+A25			1,3	3,2
5,5	3A35+A35			4,1	11,35
	A16+A16			-0,85	4,35
	3A16+A16			0,01	0,02
6	3A25+A25			0,45	1,35
	3A35+A35			2,8	9,05
	A16+A16			-1,3	9,7
	3A25+A25			1,6	1,1
	3A35+A35			8,1	8,7
	2A16+A16			-0,3	0,75
7	3A25+A25			0,75	0,6
	3A35+A35			6,3	7,8
	2A16+A16			-0,9	2,55

Интервал мощности, кВт·А	Марки основных проводов	Расчетная нагрузка, кВт·А	Марка дополнительного провода	μ	Превышение приведенных затрат, %
8 ... 20,5	3А25+А25	8	3А25+А25	0	0
			3А35+А35	4,95	6,85
			2А16+А16	-1,3	4,5
		9	3А35+А35	12,2	6,25
			3А50+А50	17,3	15,1
			3А16+А16	-0,95	0,5
		12	3А35+А35	7,4	5,0
			3А50+А50	10,9	12,9
			3А16+А16	-2,5	1,5
		15	3А35+А35	4,35	3,35
			3А50+А50	6,8	9,65
			3А16+А16	-4,4	3,15
		18	3А35+А35	1,7	1,55
			3А50+А50	4,0	6,3
		21	3А35+А35	0	0
			3А50+А50	1,55	2,8
20,5 ... 26,4	3А35+А35	22	3А50+А50	3,3	2,55
			3А25+А25	-1,0	-1,0
		24	3А50+А50	1,7	1,4
			3А25+А25	-2,2	2,3
		26	3А50+А50	0,3	0,25
			3А25+А25	-3,3	3,7
Свыше 26,4	3А50+А50	28		-1,05	0,95
		32	3А35+А35	-3,0	3,2
		35		-4,07	4,7

Таблицы интервалов экономических нагрузок
для основных и дополнительных проводов
при длине ВЛ 10 кВ до 25 км

Интервал эконо- мических нагрузок, кВ·А	Рекомендуе- мый провод для данного интервала	Возможные варианты внутри интервала		Превышение затрат, %
		мощность, кВ·А	марка провода	
Деревянные опоры ($b=5$ мм, $q_n=270 \dots 350$ Н/м ²)				
0...225	AC16	80...225	A25	6...0
		80...225	AC25	6,4...1,7
		155...225	A35	10...4,8
		80...177	ПС25	0...10
225...400	A25	225...400	A35	4,8...0
		225...400	AC35	6,6...3,5
		295...400	A50	10...4
		225...400	AC25	1,7...2,3
		225...400	AC16	0...3,4
		400...525	A50	4...0
400...525	A35	400...525	AC50	6,3...2,5
		368...525	A70	10...7,9
		400...525	AC35	3,5...2,3
		400...525	A25	0...4
		400...525	AC25	2,3...7
		400...428	AC16	8,4...10
		525...815	A70	7,9...0
		741...815	A95	10...6,8
		525...815	AC50	2,5...2
		525...815	A35	0...7,8
525...815	A50	525...815	AC35	2,3...7,7
		525...682	A25	4...10
		525...576	AC25	7...10
		815...1200	A95	6,8...0
		815...1200	A50	0...7,8
		815...1200	AC50	2...9,8
		815...869	A35	7,8...10
		815...883	AC35	7,7...10
Свыше 1200	A95	1200...1800	A70	0...10

ПРИЛОЖЕНИЕ 15

Выбор мощности трансформаторов п/ст 10/0,4 кВ для центральной зоны страны

Вид нагрузки	Среднесуточная температура охлаждающего воздуха, °С	Интервалы экономических нагрузок с учетом допустимых систематических перегрузок без динамики роста нагрузки, кВ·А, с 8%-ной динамикой роста нагрузки при номинальной мощности трансформаторов, кВ·А					
		25		40		63	
		при со- оружении	при рекон- струкции	при со- оружении	при рекон- струкции	при со- оружении	при рекон- струкции
Коммунально-бытовая нагрузка	-10		До 36		35 ... 56		57 ... 88
	-5	До 30		31 ... 50	36 ... 56	51 ... 87	56 ... 87
	0	До 32		33 ... 54		55 ... 83	56 ... 86
	+5		До 34		35 ... 54		55 ... 84
Производственная нагрузка	-10						
	-5	До 33	До 38	33 ... 57	39 ... 60	58 ... 85	61 ... 95
	0	До 36		37 ... 60		61 ... 93	
	+5						
Смешанная нагрузка $0,2 < K_{стр} \leq 0,5$	-10		До 37		38 ... 58		59 ... 90
	-5	До 26		27 ... 44	37 ... 58	45 ... 67	59 ... 90
	0	До 28	До 36	29 ... 48	37 ... 57	49 ... 73	58 ... 90
	+5		До 35		36 ... 56		57 ... 88

Вид нагрузки	Среднесуточная температура охлаждающего воздуха, °С	Интервалы экономических нагрузок с учетом допустимых систематических перегрузок без динамики роста нагрузки с 8 %-ной динамикой роста нагрузки при номинальной мощности трансформаторов, кВ·А							
		100		160		250			
		при со- оружении	при рекон- струкции	при со- оружении	при рекон- струкции	при со- оружении	при рекон- струкции		
Коммунально-бытовая нагрузка	-10	78...129	89...140	130...224	141...214	225...350			
		84...140		141...224					
	-5	78...129	88...138	130...221	139...221	225...345			
		84...138		139...221					
	0	78...129	87...137	130...219	138...219	220...343			
		84...137		130...219					
	+5	78...129	85...134	130...214	135...214	215...335			
		84...134		135...214					
Производственная нагрузка	-10								
	-5	87...145	96...150	146...240	151...240	241...375			
	0	94...150		151...240					
	+5								
	Смешанная нагрузка $0,2 < K_{стр} \leq 0,5$	-10	68...113		91...142	114...228	143...234	229...365	235...365
				93...146	124...234	147...234	235...365		
-5				91...142	114...228	143...230	229...360	231...360	
				92...144	124...230	145...230	231...360		
0				91...142	114...223	143...229	229...358	230...358	
				91...143	124...229	144...229	230...358		
+5				89...140	114...224	141...224	225...350	225...350	
					124...224		225...350		

Характеристики трехполюсных автоматических выключателей серии АП-50 и АЗ000

Серия	Номинальный ток, А	Вид расцепителя	Номинальные токи расцепителей, А	Номинальный ток срабатывания электромагнитного расцепителя*	Ток электродинамической стойкости, кА**, при напряжении 380 В
АП-50	50	2МЗТН***	10; 16; 25	8 I _{н.расц}	2,0
		2МН,	40; 50		
		2МЗТО			
		ЗТН,	10		
		ЗТО	16		
АЗ114/1	100	Комбинированный	25; 40; 50	10 I _{н.расц}	0,9
			15		
			20		
			25		
			30		
			40		
			60		
			80		
АЗ134	200	»	100	7 I _{н.расц}	12,0
			120		
			140; 170		
АЗ144	600	»	200	7 I _{н.расц}	30,0
			250		
			300; 350; 400; 500; 600		

* Допустимый разброс токов срабатывания электромагнитных расцепителей автоматов АП50 составляет $\pm 20\%$, автоматов АЗ114/1 — $\pm 30\%$, прочих автоматов типа АЗ000 — $\pm 15\%$.

** Ток электродинамической стойкости для автоматов АП50 приведен в действующих значениях, а для автоматов АЗ000 — в амплитудных значениях.

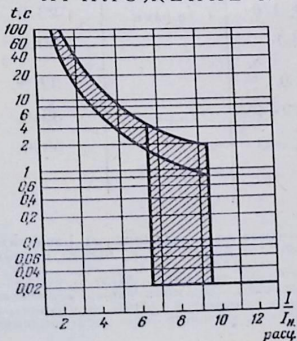
*** Условные обозначения расцепителей автоматов АП50: М — электромагнитный, Т — тепловой, Н — минимального напряжения, О — электромагнитный расцепитель в нулевом проводе.

Характеристики трехполюсных автоматических выключателей серии АЕ2000*

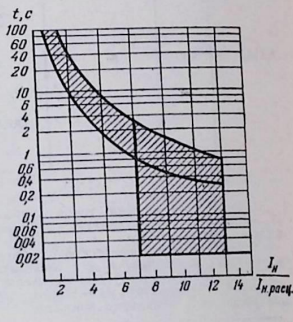
Номинальный ток, А	Вид расцепителя	Номинальный ток расцепителей, А	Ток отключения при напряжении 380 В, кА	Ток электродинамической устойчивости (мгновенное значение), кА	Ток термической стойкости, кА, для $t=1с$
25	Комбинированный	0,6; 0,8; 1; 1,25; 1,6	1,5	1,5	0,2
		2; 2,5; 3,2; 4,5	0,9	1,5	0,2
		6; 8; 10; 12,5	1,5	1,5	0,2
		16; 20; 25	3,0	1,5	0,2
		0,6...25	3,0	1,5	0,2
63	Комбинированный	10; 12,5	2,0	1,8	1,0
		16	3,0	1,8	1,0
		20; 25	3,5	1,8	1,0
		32; 40; 50; 63	6,0	1,8	1,0
		10...63	6,0	1,8	1,0
100	Комбинированный	16	3,0	2,0	2,0
		20; 25	4,0	2,0	2,0
		32; 40	6,0	2,0	2,0
		50; 63; 80; 100	9,0	2,0	2,0
		16...100	9,0	2,0	2,0
	Электромагнитный				

* В условном обозначении автоматов серии АЕ2000 последняя цифра означает число полюсов и вид токовых расцепителей: 1, 4, 7 — однополюсные; 2, 5, 8 — двухполюсные; 3, 6, 9 — трехполюсные; 1, 2, 3 — электромагнитные расцепители; 4, 5, 6 — комбинированные расцепители; 7, 8, 9 — без расцепителей; предпоследняя цифра — номинальный ток: 3 — 25 А; 4 — 63 А; 5 — 100 А.

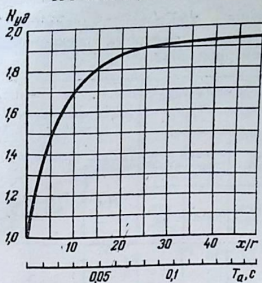
ПРИЛОЖЕНИЕ 17



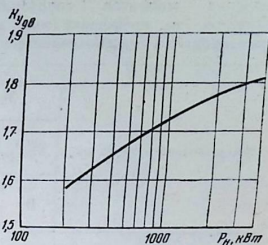
ПРИЛОЖЕНИЕ 18



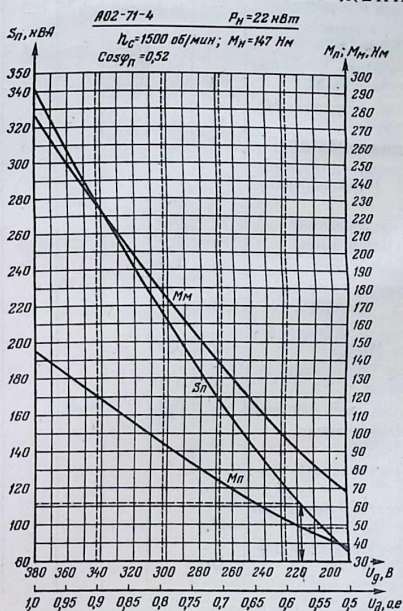
ПРИЛОЖЕНИЕ 19



ПРИЛОЖЕНИЕ 20



ПРИЛОЖЕНИЕ 21



ПРИЛОЖЕНИЕ 22

Значения моментов сопротивления троганию, максимальных моментов и коэффициентов загрузки некоторых механизмов, применяемых в сельскохозяйственном производстве

Наименование механизмов	Момент сопротивления троганию, $M_{тр}$				Максимальный момент		Коэффициент загрузки
	пуск без нагрузки		пуск под нагрузкой		Нм	отн. ед.	
	Нм	отн. ед.	Нм	отн. ед.			
Вентиляторы пропеллерные, дисковые	—	—	—	0,3	—	1,5	—
То же, центробежные	—	0,3	—	0,3	—	1,5	—
Дробилка кормов УДКТ-ВИЭСХ	5	—	—	—	14	—	—
Измельчитель грубых кормов ИГК-30	3	0,1	—	—	17	—	—
То же, кормов «Волгарь-5»	12	0,1	—	—	10	—	—
Корнерезка РКР-2,0	3	—	—	—	3	—	—
Компрессоры центробежные (турбокомпрессоры)	—	0,3	—	0,3	—	1,5	—
То же, поршневые	—	0,4	—	—	—	1,4	—
Лесопильные рамы	—	1,0	—	—	—	1,5	—
Пилы ленточные	—	1,5	—	—	—	2,5	—
Мельницы стержневые	—	—	—	1,75	—	1,75	—
» ДМГ-0,5	3,5	—	—	—	—	—	0,9
Молотилка льняного вороха МВ-2,5	43	0,5	—	—	—	—	0,8
Насосы поршневые вакуумные	—	0,4	—	—	—	1,4	—
То же, центробежные	—	0,3	—	0,3	—	1,5	—
Раздатчики кормов УЗК-2500	10,8	—	—	—	—	—	0,8
Соломосилосорезка РСС-6	1,7	—	—	—	—	14	—
Транспортер уборки урожая ТН 4,5	24,2	—	—	—	—	—	0,46
Транспортер уборки зерна ленточный	12,7	—	—	—	—	—	0,8

Примечание. Если в таблице 22 нет данных для рассматриваемого механизма, то можно применить данные аналогичного механизма.

Электрические сопротивления постоянному току
при 20 °С

Номиналь- ное сече- ние прово- да, мм ²	Сопротивления, Ом км, проводов марок			Провода стале-алюми- новые марки АС	
	А, АКП, Ап, АпКН	АН	АЖ	номинальное сечение прово- да алюминий сталь, мм ²	сопротивле- ние провода, Ом км
16	1,8	1,91	2,07	16/2,7	1,77
25	1,14	1,21	1,33	25/4,2	1,146
35	0,83	0,884	0,96	35/6,2	0,773
50	0,576	0,614	0,665	50/8,0	0,592
70	0,412	0,439	0,475	70/11	0,42
95	0,308	0,326	0,354	95/16	0,299
120	0,246	0,26	0,283	120/19	0,245
150	0,194	0,206	0,223	150/19	0,195
185	0,157	0,167	0,181	185/24	0,154
240	0,12	0,128	0,139	—	—

Примечание. Приведенные в таблице сопротивления для практиче-
ских расчетов электрических сетей можно принимать в качестве активных со-
противлений переменному току частотой 50 Гц.

ЛИТЕРАТУРА

1. Будзко И. А., Гессен В. Ю. Электроснабжение сельского хозяйства. 2-е изд. перераб. — М.: Колос, 1979. 479 с.
2. Луковников А. В. Охрана труда. 4-е изд., перераб. и доп. — М.: Колос, 1978. 319 с.
3. Электроснабжение сельскохозяйственного производства. Справочник. Под ред. И. А. Будзко. — М.: Колос, 1977. 352 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Глава 1. Электрические нагрузки	3
1.1. Расчетная нагрузка на вводе в сельский дом	5
1.2. Расчет электрических нагрузок сетей 0,38—110 кВ	7
1.3. Определение перспективных уровней потребления электроэнергии при разработке схем развития сетей 35—110 кВ	10
1.4. Примеры расчета электрических нагрузок	11
Глава 2. Электрические сети	19
Практические занятия	19
2.1. Активные и индуктивные сопротивления проводов	19
2.2. Определение потерь энергии в электрических сетях	22
2.3. Выбор сечения проводов по минимальным приведенным затратам	25
2.4. Выбор сечений проводов и кабелей по условию нагрева	32
2.5. Расчет электрических сетей по потере напряжения	42
2.6. Расчет разомкнутых трехфазных сетей с неравномерной нагрузкой фаз	53
2.7. Расчет замкнутых сетей	57
2.8. Расчет сетей на колебания напряжения при пуске электродвигателя	60
2.9. Определение оптимальных ответвлений трансформаторов и допустимой потери напряжения в сети	65
2.10. Расчет проводов на механическую прочность	71
2.11. Расчет деревянных одностоечных опор на механическую прочность	75
Лабораторные работы	80
<i>Работа 1. Исследование режимов работы линии с двухсторонним питанием</i>	<i>80</i>
<i>Работа 2. Исследование режима напряжения сельской радиальной сети и выбор надбавок у трансформаторов</i>	<i>84</i>
<i>Работа 3. Регулирование напряжения в радиальных сетях при помощи статических конденсаторов</i>	<i>0</i>

<i>Работа 4.</i> Исследование радиальной линии с неравномерной нагрузкой фаз на модели переменного тока	97
Глава 3. Расчет токов короткого замыкания	101
3.1. Расчет токов короткого замыкания в электроустановках напряжением выше 1000 В	101
3.2. Расчет токов короткого замыкания в сетях напряжением 380/220 В	127
Глава 4. Электрическая аппаратура	133
<i>Работа 5.</i> Разъединители, отделители, короткозамыкатели, выключатели нагрузки	133
<i>Работа 6.</i> Плавкие предохранители	137
<i>Работа 7.</i> Автоматические воздушные выключатели	141
<i>Работа 8.</i> Масляный выключатель типа ВМГ-10	144
<i>Работа 9.</i> Измерительные трансформаторы тока и напряжения	148
<i>Работа 10.</i> Трубчатые и вентильные разрядники	154
<i>Работа 11.</i> Сельские трансформаторные подстанции и выбор аппаратуры	158
Глава 5. Релейная защита сельских электроустановок . .	173
<i>Работа 12.</i> Электромагнитные реле переменного тока и напряжения	179
<i>Работа 13.</i> Электромагнитные реле времени, промежуточные и указательные реле	183
<i>Работа 14.</i> Комбинированные токовые реле серии РТ-80, РТ-90	192
<i>Работа 15.</i> Вторичные реле прямого действия	198
<i>Работа 16.</i> Основные схемы соединения трансформаторов тока и реле	204
<i>Работа 17.</i> Максимальные токовые защиты с независимой выдержкой времени. Токовые отсечки	213
<i>Работа 18.</i> Согласование максимальных токовых защит с разнотипными временными характеристиками	219
<i>Работа 19.</i> Защита с питанием оперативных цепей от трансформаторов тока	225
Глава 6. Автоматизация сельского электроснабжения . .	225
<i>Работа 20.</i> Автоматическое повторное включение линий . .	225
<i>Работа 21.</i> Автоматическое регулирование возбуждения синхронных генераторов	233

Работа 22. Схемы синхронизации и автоматического гашения поля синхронных генераторов	242
Работа 23. Автоматическое включение резервного питания	248
Глава 7. Методические указания и пример расчета по курсовому проекту «Электроснабжение сельского хозяйства»	257
7.1. Содержание курсового проекта	257
7.2. Задание на курсовое проектирование по курсу «Электро- снабжение сельского хозяйства»	259
7.3. Постановка задачи и исходные условия для проекти- рования	260
7.4. Определение электрических нагрузок	261
7.5. Выбор и расчет схемы электроснабжения	262
7.6. Проверка высоковольтной аппаратуры, установленной на ТП, и согласование защит по селективности	268
7.7. Мероприятия по охране труда	271
7.8. Техничко-экономические показатели	273
7.9. Пример выполнения курсового проекта по электроснаб- жению сельского населенного пункта	277
Приложения	294
Литература	316

Игорь Гаврилович Беляков,
Иван Федорович Бородин,
Николай Михайлович Зуль,
Тамара Борисовна Лещинская,
Елена Сергеевна Полетаева,
Валентин Иванович Сукманов

ПРАКТИКУМ ПО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЮ СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА

Заведующая редакцией Л. И. Чичева

Редактор Г. М. Микая

Художественный редактор С. В. Соколов

Технический редактор Н. В. Суржева

Корректор Д. Е. Ткачева

ИБ № 2835

Сдано в набор 29.03.82. Подписано к печати 19.11.82. Т-19615. Формат 84×10
Бумага тип. № 1. Гарнитура литературная. Печать высокая. Усл. печ. л.
Усл. кр.-отт. 17,12. Уч.-изд. л. 18,13. Изд. № 133. Тираж 15 000 экз.
Заказ № 3136. Цена 75 коп.

Ордена Трудового Красного Знамени издательство «Колос»,
107807, ГСП, Москва, Б-53, ул. Садовая-Спаская, 18.

Областная типография управления издательства, полиграфии и книжной
говли Ивановского облисполкома, 153628, г. Иваново, ул. Типографская, 6

