

М.А. Юндин, А.М. Королев

КУРСОВОЕ И ДИПЛОМНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЮ СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА

Учебное пособие



М.А. Юндин, А.М. Королев

**КУРСОВОЕ И ДИПЛОМНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ
ПО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЮ
СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА**

Учебное пособие

2010

УДК 621.311.019.019.3

Рецензенты:

Доктор технических наук, профессор **С.В. Оськин**
(зав. кафедрой электрических машин и электропривода ФГОУ ВПО
«Кубанский государственный аграрный университет»);

Доктор технических наук, профессор **В.С. Газалов**
(ведущий научный сотрудник отдела электроэнергетики
ГНУ ВНИПТИМЭСХ)

Юндин М.А., Королев А.М. Курсовое и дипломное проектирование по электроснабжению сельского хозяйства: учебное пособие. – 2-е издание, испр. и доп. – Зерноград: ФГОУ ВПО АЧГАА, 2010. – 282 с.

Изложены теоретические основы проектирования систем электроснабжения сельского хозяйства. Приводятся современные требования к построению систем электроснабжения до 10 кВ включительно. Рассмотрены рекомендации по обеспечению требуемого уровня надежности и заданного качества электроснабжения сельскохозяйственных потребителей с наибольшей экономичностью. Дан обширный справочный материал для выбора основных элементов системы электроснабжения.

© М.А. Юндин, А.М. Королев, 2010
© ФГОУ ВПО АЧГАА, 2010

СОДЕРЖАНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ.....	6
1 ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ.....	7
1.1 Содержание и объем проекта	7
1.2 Исходные данные к проектированию	12
1.3 Требования к выполнению, оформлению и защите проекта	27
2 МЕТОДЫ РАСЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК	30
2.1 Характеристики электрических нагрузок	30
2.2 Определение расчетной нагрузки на вводе в сельский жилой дом	32
2.3 Определение расчетной нагрузки на вводе производственных потребителей	33
2.4 Определение расчетной нагрузки в сетях 0,38 кВ.....	35
2.5 Определение расчетной нагрузки в сетях 10 кВ.....	37
3 ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА.....	40
3.1 Общие принципы построения схем электрических сетей	40
3.2 Определение необходимого количества, места расположения ТП 10/0,4 кВ и трассировка сети 0,38 кВ	41
3.3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов.....	45
4 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 0,38–10 кВ.....	50
4.1 Расчет электрических сетей 0,38–10 кВ по экономическим показателям.....	51
4.2 Проверка сечений проводов воздушных линий по условиям механической прочности	57
4.3 Проверка сети на допустимую потерю напряжения	58
4.4 Проверка сети 0,38 кВ на успешность запуска асинхронного электродвигателя с короткозамкнутым ротором	62
4.5 Согласование токовых аппаратов защиты с сетью 0,38 кВ по условию быстродействия.....	68
5 ВОПРОСЫ КАЧЕСТВЕННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ	73
5.1 Уровень напряжения	74
5.2 Регулирование напряжения в сельских электрических сетях	78
5.3 Симметрия напряжения в трехфазных электрических сетях.....	82
5.4 Форма кривой напряжения и тока.....	86

6 МЕРОПРИЯТИЯ ПО РАЦИОНАЛЬНОМУ И ЭКОНОМНОМУ РАСХОДОВАНИЮ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ...	90
6.1 Мероприятия по снижению расчетных потерь мощности и энергии при проектировании	91
6.2 Мероприятия по уменьшению коммерческих потерь электроэнергии	97
6.3 Регулирование суточного графика нагрузки и снижение пиков в часы максимума энергосистемы	99
6.4 Рациональное расходование электроэнергии при помощи средств автоматизации	101
7 ОБЕСПЕЧЕНИЕ НОРМАТИВНЫХ УРОВНЕЙ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ...	103
7.1 Категории сельскохозяйственных потребителей по надежности электроснабжения	103
7.2 Нормы надежности для сельскохозяйственных потребителей	106
7.3 Мероприятия по обеспечению нормативных уровней надежности электроснабжения	107
8 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	111
8.1 Общие положения	111
8.2 Составление расчетных схем	115
8.3 Расчетные формулы	119
8.4 Порядок расчета токов короткого замыкания	124
8.5 Особенности расчета токов короткого замыкания в сетях при питании от резервных электростанций	125
9 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ.....	129
10 ЗАЩИТА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ОТ АВАРИЙНЫХ И НЕНОРМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ	134
10.1 Защита силовых трансформаторов 10/0,4 кВ от токов короткого замыкания	134
10.2 Защита линий 0,38 кВ от токов короткого замыкания	136
10.3 Защита электроустановок от перенапряжений	141
10.4 Заземление подстанции 10/0,4 кВ и нулевого провода сети 0,38 кВ	149
ЛИТЕРАТУРА	154

ПРИЛОЖЕНИЯ

А Условно-графические и позиционные обозначения основных элементов систем электроснабжения	158
Б Сведения по расчету электрических нагрузок.....	171
В Сведения для выбора мощности трансформаторных подстанций напряжением 10/0,4 кВ	195
Г Технические характеристики силовых трансформаторов	197
Д Технические характеристики проводов ВЛ и кабелей.....	199
Е Технические характеристики электрооборудования напряжением свыше 1000 В	210
Ж Технические характеристики электрооборудования напряжением до 1000 В	217
З Технические характеристики источников автономного электроснабжения	274
И Сведения для расчета заземляющих устройств.....	278

ПРЕДИСЛОВИЕ

Электроснабжение сельского хозяйства гармонично развивалось, особенно с 1953 по 1990 годы. После распада СССР эксплуатация сельских электросетей и электроустановок ухудшилась. Ликвидация РАО «ЕЭС России» и приватизация генерирующих компаний страны, вопреки ожиданиям апологетов либеральной реформы электроэнергетики, не привлекли частный капитал из-за неоправданных рисков в строительство новых энергоблоков и линий электропередачи.

Для России энергоресурсосбережение является одной из самых актуальных задач XXI века. От результатов решения проблемы энергосбережения зависит место нашего общества в ряду развитых в экономическом отношении стран и уровень жизни граждан. Рациональное потребление электроэнергии позволит обеспечить подключение новых потребителей при минимальных капитальных затратах на развитие инфраструктуры и снимет проблемы выделения земельных участков под новое строительство.

Настоящее учебное пособие предназначено для бакалавров и специалистов, обучающихся по направлению подготовки «Агроинженерия» всех видов обучения: очного, заочного и написано в соответствии с учебной программой, утвержденной учебно-методическим объединением вузов по инженерным специальностям.

Во вторую редакцию учебного пособия внесены изменения в соответствии с действующими нормативными документами. Введен раздел приложений. Учебное пособие может быть также полезно бакалаврам техники и технологии по направлению подготовки «Электроэнергетика».

Главы 1, 2, 4–7, 9, 10 написаны М.А. Юндиным; главы 3, 8 – А.М. Королевым.

1 ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 СОДЕРЖАНИЕ И ОБЪЕМ ПРОЕКТА

Дипломное проектирование является заключительным этапом обучения студентов в вузе и направлено на систематизацию и расширение теоретических знаний студентов, развитие аналитического и творческого мышления, на закрепление навыков использования современной вычислительной техники и выполнения расчетно-графических работ.

ТЕМА ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА выдается в соответствии со специальностью и специализацией, по которым обучался студент, и утверждается приказом ректора по институту. Разработки по теме проекта должны быть реальны и применимы к практическому использованию. Целесообразно выполнение проектов, в которых имеются элементы научно-исследовательского характера. Задание на проектирование составляется руководителем проекта и содержит название темы, развернутое ее содержание (основные разделы, вопросы, подлежащие разработке, и т.д.), количество и содержание чертежей.

ТЕМА КУРСОВОГО ПРОЕКТА по сравнению с дипломным проектом охватывает более узкий круг вопросов, обусловленный учебной программой дисциплины "Электроснабжение сельского хозяйства". Задание на курсовое проектирование выдается студентам руководителем проекта после утверждения тем на заседании кафедры.

Текстовой частью проекта является расчетно-пояснительная записка, объем которой составляет 100–120 страниц рукописного текста для дипломного проекта и 40–60 страниц для курсового проекта, оформленная в соответствии с существующей ЕСКД.

Расчетно-пояснительная записка к курсовому проекту включает в себя титульный лист, задание на проект с исходными данными на проектирование, аннотацию, оглавление, введение, основное содержание проекта, выводы и список использованной литературы.

Расчетно-пояснительная записка к дипломному проекту, кроме перечисленных выше разделов, содержит главы по экономике и организации производства, по безопасности и экологичности проекта.

ТИТУЛЬНЫЙ ЛИСТ И БЛАНК ЗАДАНИЯ на проект оформляются в соответствии с формами, приведенными ниже.

В АННОТАЦИИ, располагаемой в пояснительной записке за заданием, кратко излагаются основные положения работы и полученные результаты, а также указывается объем страниц пояснительной записки, количество рисунков, таблиц, количество библиографических источников. Объем аннотации не должен превышать 15–20 строк.

ОГЛАВЛЕНИЕ приводится после аннотации и состоит из названия разделов и подразделов записки с указанием их расположения по страницам.

ВВЕДЕНИЕ раскрывает сущность решаемых задач и их значение для народного хозяйства. Здесь же приводится обзор литературных источников по вопросам, рассматриваемым в проекте.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ излагается в разделах проекта. Рекомендуется в курсовом проекте выполнять детальную разработку системы электроснабжения объекта, а в дипломном проекте – дополнительно разрабатывать специальный вопрос.

В ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЧАСТИ дипломного проекта определяются технико-экономические показатели разрабатываемых изделий, дается оценка их эффективности.

В РАЗДЕЛЕ «БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА» предусматривается углубленное изучение вопросов, связанных с темой проекта. Например, мероприятия по технике безопасности при монтаже электрооборудования системы электроснабжения населенного пункта, противопожарные требования и охрана труда на предприятии и др.

В РАЗДЕЛЕ «ЛИТЕРАТУРА» указывается литература, на которую даются ссылки в пояснительной записке.

ГРАФИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ проекта должна с достаточной полнотой иллюстрировать материал, представленный в расчетно-пояснительной записке.

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
АЗОВО-ЧЕРНОМОРСКАЯ ГОСУДАРСТВЕННАЯ АГРОИНЖЕНЕРНАЯ АКАДЕМИЯ

Кафедра ТОЭ и ЭСХ

ЗАДАНИЕ

на курсовой проект по электроснабжению сельского хозяйства
студенту _____
на тему "Электроснабжение населенного пункта"

Содержание расчетно-пояснительной записки:

1. Введение.
2. Определение расчетной мощности на вводах потребителей.
3. Выбор необходимого количества трансформаторных пунктов и определение мест их установки.
4. Построение схемы и расчет нагрузок по участкам сети 0,38 кВ.
5. Выбор мощности силовых трансформаторов.
6. Расчет нагрузок по участкам сети 10 кВ.
7. Проверка успешности прямого пуска мощного электродвигателя от спроектированной сети.
8. Оценка качества напряжения у потребителей.
9. Расчет потерь электроэнергии в элементах электрической сети.
10. Расчет токов короткого замыкания.
11. Выбор аппаратуры трансформаторных пунктов 10/0,4 кВ.
12. Выводы.
13. Литература.

Перечень графического материала (2 листа):

- план объекта с нанесением линий 0,38 и 10 кВ, повторными заземлениями, светильниками наружного освещения;
- принципиальная схема соединений трансформаторного пункта;
- расчетные схемы электрической сети 10 и 0,38 кВ;
- таблица с диаграммой отклонений и потерь напряжения в сети;
- конструктивное исполнение отдельных элементов трансформаторного пункта и линий электропередачи;
- карта селективности токовых защит ТП 10/0,38 кВ.

Руководитель _____

Задание принял к исполнению _____

" ____ " _____ 201__ г.

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
АЗОВО-ЧЕРНОМОРСКАЯ ГОСУДАРСТВЕННАЯ АГРОИНЖЕНЕРНАЯ АКАДЕМИЯ

Факультет _____
Кафедра _____
Зав. кафедрой _____
(подпись)

(ученая степень, звание, ф. и. о.)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

(Расчетно-пояснительная записка)

Тема _____

Автор _____ <div style="text-align: center;">(подпись)</div>	<div style="text-align: center;">(фамилия, имя, отчество)</div>
Руководитель _____ <div style="text-align: center;">(подпись)</div>	<div style="text-align: center;">(ученая степень, звание, ф. и. о.)</div>
Нормоконтроль _____ <div style="text-align: center;">(подпись)</div>	<div style="text-align: center;">(ученая степень, звание, ф. и. о.)</div>

КОНСУЛЬТАНТЫ:

Конструктивная часть _____ <div style="text-align: center;">(подпись)</div>	<div style="text-align: center;">(ученая степень, звание, ф. и. о.)</div>
Безопасность и экологичность проекта _____ <div style="text-align: center;">(подпись)</div>	<div style="text-align: center;">(ученая степень, звание, ф. и. о.)</div>
Экономическая часть _____ <div style="text-align: center;">(подпись)</div>	<div style="text-align: center;">(ученая степень, звание, ф. и. о.)</div>

Зерноград
201__ г.

1.2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ К ПРОЕКТИРОВАНИЮ

Для курсового проекта необходимы следующие исходные данные: план населенного пункта, сведения о потребителях, характеристики технологических процессов отдельных потребителей, информация о районе климатических условий, схемы питания напряжением 10 кВ с указанием мощности потребительских трансформаторных подстанций, а также данные о величине удельного сопротивления грунта.

Для дипломного проектирования студент проводит обследование объекта и собирает исходные материалы на преддипломной практике. Объем и характер материалов определяется темой проекта и задачами, которые должны быть решены.

При реконструкции системы электроснабжения хозяйства необходимо собрать следующие материалы:

а) сведения о существующей системе электроснабжения (год строительства ВЛ 0,38–10 кВ, их протяженность, марки и сечения проводов, количество и мощность ТП 10/0,4 кВ, количество мощных электродвигателей с указанием, на каких процессах и объектах они установлены, данные о потреблении электроэнергии, ближайшие перспективы развития энергопотребления и т.д.);

б) генеральные планы принятых к реконструкции населенных пунктов с нанесенными линиями электропередачи. На генеральном плане должны быть указаны все постройки и площадки, имеющие потребителей электроэнергии;

в) перечень предполагаемых к установке в ближайшие 5–7 лет потребителей электроэнергии с их характеристиками, достаточными для выбора мощности на вводе;

г) данные о месте присоединения ВЛ 10 кВ к ТП 10/0,4 кВ и их нагрузках, не принадлежащих данному хозяйству, но участвующих в формировании электрических нагрузок на участках линии 10 кВ при максимальном и минимальном электропотреблении, а также режимы регулирования напряжения;

д) сведения об обеспечении надежности электроснабжения в соответствии с требованиями /4/ (наличие местного и сетевого резерва для потребителей первой категории, количество аварийных и плановых перерывов в электроснабжении и их общая длительность в течение года, наличие устройства АПВ для питающих ВЛ 10 кВ, наличие секционирующих устройств на отпайках от магистрали ВЛ 10 кВ);

е) данные об уровне напряжения в сети 0,38 кВ с учетом положений переключателя коэффициента трансформации трансформатора 10/0,4 кВ (анцапфы) у наиболее удаленного от источника питания потребителя электроэнергии при максимальной нагрузке и у наиболее близкого – при минимальной нагрузке;

ж) сведения о типах защит в электрических сетях 0,38 кВ и 10 кВ, о значении их уставок по току, о результатах проверки защитных аппаратов на быстроедействие и селективность действия;

з) данные о типе рабочей машины, приводимой в движение самым мощным электродвигателем, моменте сопротивления троганию или максимальной мощности рабочей машины, её угловой скорости, а также данные об уровне напряжения в сети 0,38 кВ и параметрах линии, от которой питается электродвигатель.

Собранные материалы необходимо обработать и тщательно проанализировать.

Если, например, в процессе сбора исходных данных установлено, что физический износ опор ВЛ 0,38–10 кВ близок к критическому, а пропускная способность ВЛ недостаточна, или, если обнаружены участки сетей напряжением 10 кВ, выполненные стальными проводами марок ПС или ПСО, то данное обстоятельство является поводом для проведения реконструкционного расчета питающей или распределительной сети.

В процессе реконструкции электрической сети может быть изменена трасса прохождения линии, ВЛ может быть заменена на ВЛИ или кабельную линию. Целесообразно предусмотреть, с одной стороны, прокладку трасс линий по землям несельскохозяйственного назначения, непригодным для ведения сельского хозяйства, или по сельскохозяйственным угодьям худшего качества, а, с другой стороны, конфигурация сети должна обеспечивать надежность электроснабжения, удобство ее обслуживания, экономичность и возможность последующего развития без серьезных изменений.

При наличии на территории хозяйства сетей напряжением 6 кВ имеет смысл выполнить реконструкцию на напряжение 10 кВ, что позволит увеличить пропускную способность сети, уменьшить потери электроэнергии и улучшить качество отпускаемой потребителям электроэнергии. При сборе исходных данных может быть установлено, что хозяйство получает электроэнергию от питающей подстанции напряжением 35/10 кВ, а по территории угодий хозяйства проходит линия электропередачи ЛЭП 110 кВ. Это позволяет рассмотреть в проекте вариант питания хозяйства от подстанции с "глубоким" вводом напряжением 110/10 кВ.

В следующих примерах показаны варианты обработки исходных данных для постановки задач к дипломному проектированию.

расчетная нагрузка, кВА/коэффициент мощности

Рисунок 1 – Расчетная схема электроснабжения

1.1. Для нахождения на участках ВЛ 10 кВ составляющих полной мощности определяем расчетные нагрузки, начиная с участка линии 3–4:

$$S_{3-4} = S_2 \cdot k_3 \cdot k_n,$$

где k_3 – коэффициент загрузки трансформатора. Принят $k_3 = 0,7$;

k_n – коэффициент роста нагрузки. В соответствии с таблицей П.Б.5 приложения для семилетнего расчетного периода $k_n = 1,3$.

$$S_{3-4} = 100 \cdot 0,7 \cdot 1,3 = 91 \text{ кВА};$$

$$P_{3-4} = S_{3-4} \cdot \cos \varphi_2 = 91 \cdot 0,8 = 72,8 \text{ кВт};$$

$$Q_{3-4} = S_{3-4} \cdot \sin \varphi_2 = 91 \cdot 0,6 = 54,6 \text{ квар.}$$

1.2. Сопротивления участков линии 10 кВ определяем по удельным активному $r_0 = 0,83 \text{ Ом/км}$ (табл. П.Д.1) и индуктивному $x_0 = 0,4 \text{ Ом/км}$ /2/ сопротивлениям:

$$r_{3-4} = 0,83 \cdot 4 = 3,3 \text{ Ом}; \quad x_{3-4} = 0,4 \cdot 4 = 1,6 \text{ Ом};$$

$$\Delta U_{3-4}, \% = \frac{72,8 \cdot 3,3 + 54,6 \cdot 1,6}{10 \cdot 10^2} = 0,33 \text{ \%}.$$

1.3. Аналогично /1/ ведем расчет потерь напряжения на других участках ВЛ 10 кВ, предварительно просуммировав нагрузки по надбавкам таблицы П.Б.10:

$$P_{2-3} = S_3 \cdot \cos \varphi_3 + \Delta P_{3-4} = 310 \cdot 0,7 + 53,5 = 270,5 \text{ кВт};$$

$$Q_{2-3} = S_3 \cdot \sin \varphi_3 + \Delta Q_{3-4} = 310 \cdot 0,71 + 39,5 = 259,6 \text{ квар};$$

$$\Delta U_{2-3}, \% = \frac{270,5 \cdot 0,83 \cdot 3 + 259,6 \cdot 0,4 \cdot 3}{10 \cdot 10^2} = 0,99 \%;$$

$$P_{1-2} = P_{2-3} + \Delta P_2 = 270,5 + 39,5 = 310 \text{ кВт};$$

$$Q_{1-2} = Q_{2-3} + \Delta Q_2 = 259,6 + 29,2 = 288,8 \text{ квар};$$

$$\Delta U_{1-2}, \% = \frac{310 \cdot 3,3 + 288,8 \cdot 1,6}{10 \cdot 10^2} = 1,49 \%;$$

$$P_{0-1} = P_{1-2} + \Delta P_1 = 310 + 78 = 388 \text{ кВт};$$

$$Q_{0-1} = Q_{1-2} + \Delta Q_1 = 288,8 + 70 = 358,8 \text{ квар};$$

$$\Delta U_{0-1}, \% = \frac{388 \cdot 0,83 \cdot 4,5 + 358,8 \cdot 0,4 \cdot 4,5}{10 \cdot 10^2} = 2,1 \%.$$

2. Суммарная потеря напряжения в линии № 3 10 кВ при максимальной нагрузке до самого удаленного ТП 10/0,4 кВ составляет:

$$\Delta U_{10}^{100}, \% = \Delta U_{3-4}, \% + \Delta U_{2-3}, \% + \Delta U_{1-2}, \% + \Delta U_{0-1}, \% = 0,33 + 0,99 + 1,49 + 2,1 = 4,9 \%.$$

3. Потеря напряжения в линии № 2 10 кВ при минимальной нагрузке

$$\begin{aligned} \Delta U_{10}^{25}, \% &= \frac{0,25 \cdot S_1 \cdot k_s \cdot k_n \cdot \ell_2 \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi_1 + x_0 \cdot \sin \varphi_1)}{10 \cdot U_n^2} = \\ &= \frac{0,25 \cdot 63 \cdot 0,8 \cdot 1,3 \cdot 2 \cdot (0,83 \cdot 0,7 + 0,4 \cdot 0,71)}{10 \cdot 10^2} = 0,03 \%. \end{aligned}$$

4. Потери напряжения в силовых трансформаторах:

– при минимальной нагрузке у Т1:

$$\begin{aligned} \Delta U_{T1}^{25}, \% &= \frac{0,25 \cdot S_{T1} \cdot k_s \cdot (r_{T1} \cdot \cos \varphi_1 + x_{T1} \cdot \sin \varphi_1)}{10 \cdot U_H^2} = \\ &= \frac{0,25 \cdot 63 \cdot 0,8 \cdot (0,05 \cdot 0,7 + 0,1 \cdot 0,71)}{10 \cdot 0,4^2} = 0,83 \%, \end{aligned}$$

где U_H – номинальное напряжение трансформатора стороны НН, кВ;

r_{T1} – активное сопротивление силового трансформатора Т1, Ом;

x_{T1} – индуктивное сопротивление силового трансформатора Т1, Ом.

$$r_{T1} = \frac{\Delta P_K \cdot U_H^2}{S_{H1}^2} \cdot 10^3 = \frac{1,28 \cdot 0,4^2}{63^2} \cdot 10^3 = 0,05 \text{ Ом};$$

$$x_{T1} = \sqrt{U_{K,\%}^2 - \left(\frac{100 \cdot \Delta P_K}{S_{H1}} \right)^2} \cdot \frac{U_H^2}{S_{H1}} \cdot 10 =$$

$$= \sqrt{4,5^2 - \left(\frac{100 \cdot 1,28}{63} \right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{63} \cdot 10 = 0,1 \text{ Ом},$$

здесь ΔP_K – потери короткого замыкания трансформатора, кВт (приложение Г);

S_{H1} – номинальная мощность трансформатора Т1, кВА;

$U_{K,\%}$ – потери короткого замыкания трансформатора, % (приложение Г).

У силового трансформатора Т2 при минимальной нагрузке

$$\Delta U_{T2}^{25,\%} = \frac{0,25 \cdot 100 \cdot 0,7 \cdot (0,03 \cdot 0,8 + 0,065 \cdot 0,6)}{10 \cdot 0,4^2} = 0,69 \text{ \%}.$$

– при максимальной нагрузке аналогично

$$\Delta U_{T2}^{100,\%} = \frac{100 \cdot 0,7 \cdot (0,03 \cdot 0,8 + 0,065 \cdot 0,6)}{10 \cdot 0,4^2} = 2,8 \text{ \%}.$$

5. Составляем таблицу 1 отклонений и потерь напряжения и заполняем первые пять строк.

6. Потери напряжения в линии 0,38 кВ для заполнения 6-й строки таблицы 1

$$\Delta U_{0,38,\%} = \frac{S_p \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi)}{10 \cdot U_H^2},$$

где S_p – полная мощность на участке линии, кВА;

L – протяженность участка линии, км;

r_0, x_0 – удельное активное и индуктивное сопротивления проводов линии.

6.1. Считая нагрузки однородными производственными, выполняем суммирование нагрузок по участкам линии с учетом коэффициента одновременности (табл. П.Б.6):

$$S_{3-4} = (S_B + S_4) \cdot k_{одн} = (8 + 16) \cdot 0,85 = 20,4 \text{ кВА};$$

$$S_{2-31} = (16 + 20,4) \cdot 0,85 = 30,9 \text{ кВА};$$

$$S_{1-2} = (20 + 30,9) \cdot 0,85 = 43,3 \text{ кВА};$$

$$S_{0-1} = (42 + 43,3) \cdot 0,85 = 72,5 \text{ кВА}.$$

6.2. Потери напряжения на участках сети 0,38 кВ при максимальной нагрузке равны:

$$\Delta U_{4-B}, \% = \frac{8 \cdot 0,1 \cdot (0,83 \cdot 0,77 + 0,4 \cdot 0,64)}{10 \cdot 0,38^2} = 0,5\%;$$

$$\Delta U_{3-4}, \% = \frac{20,4 \cdot 0,1 \cdot (0,83 \cdot 0,77 + 0,4 \cdot 0,64)}{10 \cdot 0,38^2} = 1,3\%;$$

$$\Delta U_{2-3}, \% = \frac{30,9 \cdot 0,2 \cdot (0,83 \cdot 0,77 + 0,4 \cdot 0,64)}{10 \cdot 0,38^2} = 3,8\%;$$

$$\Delta U_{1-2}, \% = \frac{43,3 \cdot 0,1 \cdot (0,83 \cdot 0,77 + 0,4 \cdot 0,64)}{10 \cdot 0,38^2} = 2,7\%;$$

$$\Delta U_{0-1}, \% = \frac{72,5 \cdot 0,3 \cdot (0,83 \cdot 0,77 + 0,4 \cdot 0,64)}{10 \cdot 0,38^2} = 13,5\%;$$

$$\Delta U_{0,38}^{100}, \% = 0,5 + 1,3 + 3,8 + 2,7 + 13,5 = 21,8\%.$$

7. Для заполнения последней строки таблицы 1 составляем баланс напряжения по столбцам:

$$\delta U_A^{25}, \% = 0 - 0,03 + 5 + 5 - 0,83 = +9,1\%;$$

$$\delta U_B^{25}, \% = 0 - 1,23 + 5 + 5 - 0,69 - 0 = +8,1\%;$$

$$\delta U_B^{100}, \% = +5 - 4,9 + 5 + 5 - 2,8 - 21,8 = -14,5\%.$$

Таблица 1 – Отклонения и потери напряжения в электрической сети

№ п/п	Наименование элементов сети	Отклонения и потери напряжения		
		потребитель "А" при нагрузке 25% Т1	потребитель "В" при нагрузке 25% Т2	потребитель "В" при нагрузке 100% Т2
1.	Шины 10 кВ питающей подстанции	0	0	+5

2.	Линия 10 кВ	-0,03	-1,23	-4,9
3.	Силовой трансформатор 10/0,4 кВ:			
3.1	Нерегулируемая надбавка	+5	+5	+5
3.2	Регулируемая надбавка	+5	+5	+5
3.3	Потери на трансформаторе	-0,83	-0,69	-2,8
4.	Линия 0,38 кВ	0	0	-21,8
5.	Потребитель	+9,1	+8,1	-14,5

Как видно из таблицы 1, отклонение напряжения у потребителя "В" при максимальной нагрузке не удовлетворяет требованиям ГОСТ 13109-97.

Данная проблема является поводом для постановки задачи доведения уровня напряжения до нормируемой величины.

Пример 1.2. От ТП 10/0,4 кВ мощностью 250 кВА по ВЛ 0,38 кВ длиной 300 м (провод А50) питается электродвигатель 4А 200 М2У3, приводящий в движение рабочую машину с максимальной мощностью 35 кВт и частотой вращения 2000 об мин^{-1} . Указанный ТП подключен к шинам питающей подстанции через ВЛ 10 кВ протяженностью 4,7 км (провод А50). Проверить возможность успешного пуска электродвигателя от сети.

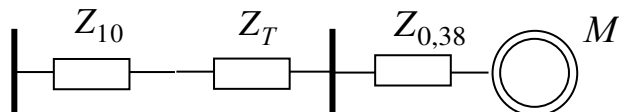


Рисунок 2 – Схема замещения сети, от которой запускается электродвигатель

Решение.

1. Определяем момент сопротивления рабочей машины

$$M_c = \frac{P_{max}}{\omega} = \frac{35000}{209} = 167 \text{ Н} \cdot \text{м},$$

где $\omega = \frac{\pi \cdot n}{30} = \frac{3,14 \cdot 2000}{30} = 209 \frac{\text{рад}}{\text{сек}^{-1}}$ – угловая скорость вала.

2. По /3/ выписываем паспортные данные электродвигателя 4А200 М2У3:

Таблица 2 – Технические характеристики электродвигателя

P_n , кВт	n_n , об/мин	I_n , А	$\cos \varphi$	η_n	K_i	m_n	S_n , %	$S_{кр}$, %
37	2645	70	0,89	0,9	7,5	2,5	1,8	11

3. Приводим M_c к валу электродвигателя:

$$M_{спп} = M_c \frac{\omega}{\omega_n} = 167 \frac{209 \cdot 30}{3,14 \cdot 2645} = 126 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

4. Определяем отклонение напряжения на зажимах электродвигателя при пуске:

$$\delta U = \frac{Z_c}{Z_c + Z_d} = \frac{Z_{10П} + Z_T + Z_{0,38}}{Z_{10П} + Z_T + Z_{0,38} + Z_d}.$$

4.1. Сопротивление ВЛ 10 кВ, приведенное к напряжению 0,38 кВ,

$$Z_{10П} = \ell_{10} \cdot \sqrt{r_0^2 + x_0^2} \cdot \left(\frac{U_{0,38}}{U_{10}} \right)^2 = 4,7 \cdot \sqrt{0,58^2 + 0,4^2} \cdot \left(\frac{0,38}{10} \right)^2 = 0,005 \text{ Ом}.$$

4.2. Сопротивление трансформатора ТП 10/0,4 кВ

$$Z_T = \frac{u_k \% \cdot U_n^2}{100 \cdot S_n} = \frac{4,5 \cdot 0,38^2}{100 \cdot 0,25} = 0,026 \text{ Ом}.$$

4.3. Сопротивление ВЛ 0,38 кВ

$$Z_{0,38} = 0,3 \cdot \sqrt{0,58^2 + 0,4^2} = 0,21 \text{ Ом}.$$

4.4. Сопротивление электродвигателя при пуске

$$Z_d = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot I_n \cdot K_i} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot 70 \cdot 7,5} = 0,42 \text{ Ом}.$$

Тогда отклонение напряжение при пуске составит:

$$\delta U = \frac{0,05 + 0,026 + 0,21}{0,005 + 0,026 + 0,21 + 0,42} = 0,36.$$

5. Проверяем возможность запуска:

$$M_H = K_3 \frac{M_{СПР}}{m_{мф}},$$

где K_3 – коэффициент запаса, принимаем $K_3 = 1,3$;

$m_{мф}$ – кратность момента электродвигателя с учетом реальной величины напряжения на зажимах электродвигателя.

5.1. Момент электродвигателя

$$M_H = \frac{P_H}{\omega_H} = \frac{37000 \cdot 30}{3,14 \cdot 2645} = 133,6 \text{ Н}\cdot\text{м}.$$

5.2. Фактическая кратность пускового момента электродвигателя

$$m_{мф} = \left(\frac{U_c}{U_H} \right)^2 \cdot m_M = \left(\frac{U_H - \delta U}{U_H} \right)^2 \cdot m_M = \left(\frac{1 - 0,36}{1} \right)^2 \cdot 2,5 = 1,02.$$

$$133,6 > 1,3 \frac{126}{1,02} = 161.$$

Так как правая часть неравенства оказалась больше левой, т.е. фактический момент рабочей машины, с учетом реального колебания напряжения, оказался выше номинального момента электродвигателя, то электродвигатель не запустится. Следовательно, необходимо выполнить технические мероприятия по устранению данного недостатка.

Пример 1.3. Проверить быстродействие автоматического выключателя АЕ2046 с номинальным током выключателя $I_{на} = 100 \text{ А}$ и номинальным током расцепителя перегрузки $I_R = 100 \text{ А}$, установленного на головном участке линии 0,38 кВ протяженностью 400 м, выполненной проводом 4А 35 и отходящей от

силового трансформатора 10/0,4 кВ Y/Y-н – мощностью 100 кВА. На линии установлены два повторных заземления.

Решение.

1. Составляем схему замещения электрической цепи для вычисления минимального тока однофазного КЗ в конце линии (рисунок 3).

2. Определяем сопротивления элементов по схеме замещения рисунка 3.

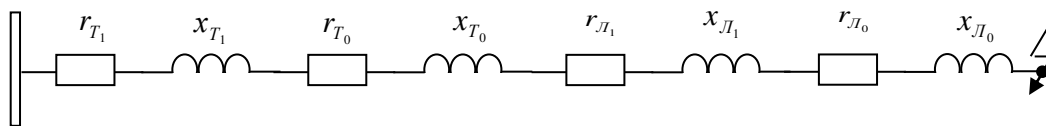


Рисунок 3 – Схема замещения электрической цепи для расчета тока однофазного КЗ

Активное сопротивление прямой последовательности трансформатора

$$r_{T_1} = \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot U_{\text{н}}^2}{S_{\text{н}}^2} \cdot 10^6 = \frac{1,97 \cdot 0,4^2}{100^2} \cdot 10^6 = 28,4 \text{ мОм.}$$

Индуктивное сопротивление прямой последовательности трансформатора

$$\begin{aligned} x_{T_1} &= \sqrt{U_{\kappa}^2 \% - \left(\frac{100 \cdot \Delta P_{\kappa}}{S_{\text{н}}} \right)^2} \cdot \frac{U_{\text{н}}^2}{S_{\text{н}}} \cdot 10^4 = \\ &= \sqrt{4,5^2 - \left(\frac{100 \cdot 1,97}{100} \right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{100} \cdot 10^4 = 58,4 \text{ мОм.} \end{aligned}$$

Активное сопротивление нулевой последовательности трансформатора для схемы соединения обмоток Y/Y-н

$$r_{T_0} = 10 \cdot r_{T_1} = 10 \cdot 28,4 = 284 \text{ мОм.}$$

Индуктивное сопротивление нулевой последовательности трансформатора

$$x_{T_0} = 7 \cdot x_{T_1} = 7 \cdot 58,4 = 409 \text{ мОм.}$$

Активное сопротивление прямой последовательности линии

$$r_{Л1} = r_{01} \cdot L = 0,83 \cdot 0,4 = 0,332 \text{ Ом или } 332 \text{ мОм},$$

где r_{01} – удельное активное сопротивление прямой последовательности линии, Ом/км;

L – расстояние по линии от трансформатора до точки короткого замыкания, км.

Индуктивное сопротивление прямой последовательности линии

$$x_{Л1} = x_{01} \cdot L = 0,308 \cdot 0,4 = 0,123 \text{ Ом или } 123 \text{ мОм},$$

где x_{01} – удельное индуктивное сопротивление прямой последовательности линии, Ом/км.

Активное сопротивление нулевой последовательности линии без учета повторных заземлений на линии и сезонности

$$r_{Л0} = r_{00} \cdot L = 1,7 \cdot 400 = 680 \text{ мОм},$$

где r_{00} – удельное активное сопротивление нулевой последовательности линии, мОм/м. Значение принято по приложению Д.

Активное сопротивление нулевой последовательности линии с учетом повторных заземлений на линии и коэффициента сезонности

$$r_{Л0} = 680 \cdot \kappa_R \cdot \kappa_{СЗ} = 680 \cdot 0,98 \cdot 0,67 = 446,5 \text{ мОм},$$

здесь κ_R – коэффициент, учитывающий влияние повторных заземлителей на активное сопротивление нулевой последовательности линии 0,38 кВ.

По исходным данным с учетом приложения Д $\kappa_R = 0,98$;

$\kappa_{СЗ}$ – коэффициент, учитывающий влияние удельного сопротивления грунта на растекание токов нулевой последовательности (приложение Д).

Индуктивное сопротивление нулевой последовательности линии без учета повторных заземлений на линии и сезонности

$$x_{л0} = x_{00} \cdot L = 0,64 \cdot 400 = 256 \text{ мОм},$$

где x_{00} – удельное индуктивное сопротивление нулевой последовательности линии, Ом/км.

Индуктивное сопротивление нулевой последовательности линии с учетом повторных заземлений на линии и сезонности

$$x_{л0} = 256 \cdot \kappa_x \cdot \kappa_{сз} = 256 \cdot 0,97 \cdot 0,67 = 166,4 \text{ мОм},$$

здесь κ_x – коэффициент, учитывающий влияние повторных заземлителей на индуктивное сопротивление нулевой последовательности линии 0,38 кВ. По исходным данным с учетом приложения Д $\kappa_x = 0,97$;

3. Рассчитываем суммарные сопротивления прямой и нулевой последовательности всех элементов до точки КЗ без учета влияния повторных заземлений линии:

$$r_{1\Sigma} = 28,4 + 332 = 360,4 \text{ мОм}.$$

$$x_{1\Sigma} = 58,4 + 123 = 181,4 \text{ мОм}.$$

$$r_{0\Sigma} = 284 + 446,5 = 730,5 \text{ мОм}.$$

$$x_{0\Sigma} = 409 + 166,4 = 575,4 \text{ мОм}.$$

4. Определяем ток однофазного КЗ в конце линии:

$$\begin{aligned} I_{\kappa}^{(1)} &= \frac{\sqrt{3} \cdot U_n}{\sqrt{(2 \cdot r_{1\Sigma} + r_{0\Sigma})^2 + (2 \cdot x_{1\Sigma} + x_{0\Sigma})^2}} = \\ &= \frac{\sqrt{3} \cdot 380}{\sqrt{(2 \cdot 360,4 + 730,5)^2 + (2 \cdot 181,4 + 575,4)^2}} = 0,381 \text{ кА}. \end{aligned}$$

5. Используя характеристику автоматического выключателя /4/ по току однофазного КЗ, определяем быстродействие (рисунок 4). Для этого рассчитываем кратность тока:

$$\frac{381}{100} = 3,8.$$

Как следует из рисунка 4, наименьшее время отключения автоматическим выключателем тока минимального однофазного КЗ, даже из нагретого состояния расцепителя, составит 8 с, что превышает не только нормируемые 0,2 с, но и максимально допустимые 5 с для цепей, питающих распределительные щиты.

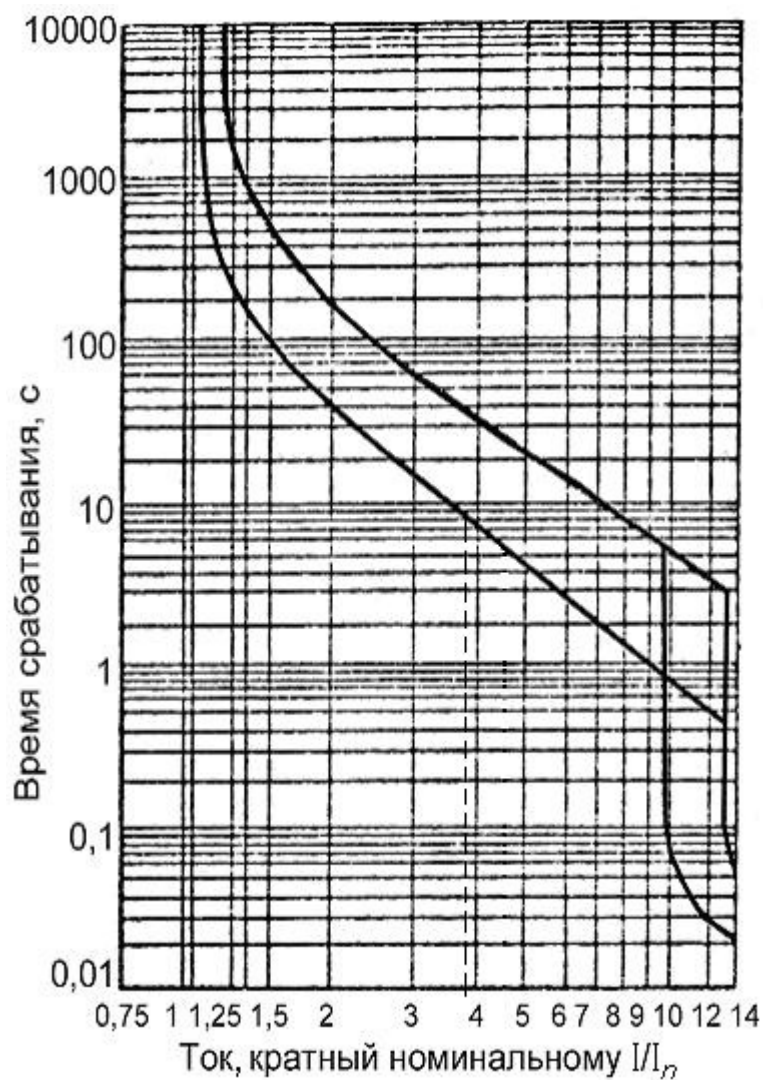


Рисунок 4 – Определение времени срабатывания автоматического выключателя

Для увеличения быстродействия токовой защиты линии следует предусмотреть технические мероприятия, которые бы позволили обеспечить выполнение действующих норм /5/.

1.3 ТРЕБОВАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ, ОФОРМЛЕНИЮ И ЗАЩИТЕ ПРОЕКТА

Правила выполнения и оформления всей конструкторской документации изложены в комплекте государственных стандартов, образующих Единую систему конструкторской документации (ЕСКД). Соблюдение стандартов ЕСКД при проектировании в высших учебных заведениях обязательно. Кроме этого, в учебных заведениях разрабатываются стандарты предприятия, соблюдение которых также обязательно.

Курсовой и дипломный проекты, посвященные электроснабжению сельского хозяйства, по характеру разрабатываемых вопросов ближе всего подходят к техническим проектам (ГОСТ 2.120–73). Если вместо дипломного проекта студенту поручается дипломная работа, то ее следует оформлять как отчет по научно-исследовательской работе в соответствии с ГОСТ 7.32–91.

Текстовые документы курсового и дипломного проектов в соответствии с ЕСКД могут оформляться машинописными на одной стороне листа через два интервала (расстояние между основаниями соседних строк 8,3–8,5 мм), рукописными с высотой букв и цифр не менее 2,5 мм, печатными с периферийных устройств (принтеров) ПЭВМ и типографскими по авторскому машинописному оригиналу.

Ссылки на литературные источники следует оформлять, указывая в соответствующем месте текста в косых скобках порядковый номер, под которым данный источник приведен в списке литературы. Названия источников в списке литературы следует оформлять по ГОСТ 7.1–84. Примеры такого оформления можно увидеть в списке литературы настоящего указания.

Требования к оформлению таблиц регламентируются ГОСТ 1.5–93, электрических схем – ГОСТ 2.721–74...2.727–68 и ГОСТ 2.752–71...2.755–87.

Графический материал проекта должен представляться на бумаге стандартного формата (594 × 840). Схемы и чертежи выполняются чертежным карандашом, тушью черного цвета с одинаковой контрастностью всех элементов, а также с использованием современных средств оргтехники. При этом необходимо стремиться к равномерному заполнению листа и его наглядности. Каждый лист должен сопровождаться основной надписью согласно ГОСТ 2.104–68, которая располагается в правом нижнем углу листа.

Текстовый материал пояснительной записки проекта рекомендуется располагать в такой последовательности:

- титульный лист;
- заявка хозяйства о разработке проекта (для дипломного проекта);
- задание на проект (работу);
- аннотация;
- содержание;
- введение;
- основная часть;
- заключение (выводы и предложения);
- список литературы;
- приложения.

По завершении курсового проекта студент представляет пояснительную записку и подписанные им чертежи руководителю, который осуществляет проверку представленных материалов. После проверки решается вопрос о допуске студента к защите. Защита курсового проекта осуществляется перед комиссией, образованной из двух-трех преподавателей. Студент должен

коротко изложить основное содержание проекта (не более 10 минут и без детализации общеизвестных положений). После ответов на вопросы членов комиссии выносится решение об оценке проекта.

В дипломном проекте студентом должны быть соблюдены правила профессиональной этики, к которым относят в первую очередь плагиат и фальсификацию данных. Под плагиатом понимается наличие прямых заимствований без соответствующих ссылок из всех печатных и электронных источников, защищенных ранее дипломных работ, кандидатских и докторских диссертаций. Под фальсификацией данных понимается подделка или изменение исходных данных с целью доказательства правильности вывода, а также умышленное использование ложных данных в качестве основы анализа.

Законченный дипломный проект подписывается студентом (в основной надписи графической части, на спецификациях в приложении, на задании, на титульном листе), руководителем (в основной надписи графической части и на титульном листе; в зачетной книжке: о зачете по преддипломной практике и о допуске к защите; в задании проставляется отметка о ритмичности выполнения разделов проекта), консультантами. Руководитель дипломного проекта подготавливает на дипломный проект (работу) отзыв. После этого пояснительная записка и чертежи подписываются заведующим кафедрой.

Готовый дипломный проект вместе с отзывом отправляется на рецензию. Дипломный проект защищается публично перед Государственной аттестационной комиссией (ГАК).

2 МЕТОДЫ РАСЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

2.1 ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Первым этапом проектирования систем электроснабжения является определение расчетных электрических нагрузок. По значениям расчетных нагрузок выбирают и проверяют сечения проводов воздушных линий (ВЛ), мощность силового трансформатора, определяют потери мощности и электроэнергии.

РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКОЙ считается наибольшее из средних значений полной мощности за интервал времени 30 минут (получасовой максимум), которое может возникнуть на вводе к потребителю или питающей электросети в расчетном году с вероятностью не ниже 0,95.

РАСЧЕТНЫМ ГОДОМ является последний год расчетного периода (5–7 лет), для которого определяется уровень нагрузок.

При проектировании системы электроснабжения в качестве расчетных нагрузок рассматривают следующие группы потребителей электроэнергии: сельские жилые дома; коммунально-общественные потребители; производственные потребители; нагрузки наружного освещения и уличного освещения.

Для сельскохозяйственных потребителей и сетей различают дневную активную P_d (реактивную Q_d) и вечернюю активную P_v (реактивную Q_v) расчетные нагрузки. Преобладание дневного максимума в графике электрической нагрузки характерно для производственных потребителей (электропривод, электронагревательные и электротехнологические установки). У коммунально-бытовых потребителей (внутреннее освещение жилых и общественных зданий, электробытовые приборы индивидуального и

коллективного пользования) наибольшее значение нагрузки наблюдается в вечернее время. Для смешанных потребителей график нагрузки может иметь пик, как в дневное, так и в вечернее время. Поэтому в каждом конкретном случае соотношение значений дневной и вечерней расчетных нагрузок следует определять в соответствии с таблицей П.Б.2 приложения.

Коэффициент участия в дневном K_{yd} (вечернем – K_{ye}) максимуме нагрузок показывает, какая часть максимальной нагрузки электропотребителя приходится на дневной (вечерний) максимум.

При расчетах в качестве расчетной нагрузки следует принимать большую из дневной или вечерней нагрузок.

Допускается определение расчетных нагрузок по одному из максимумов, например, дневному, если известно, что к сети напряжением 0,38 кВ присоединены только производственные потребители, или вечернему, когда все нагрузки только бытовые.

Условно принято, что если один из видов потребителей (производственные или бытовые) составляет менее 30% от общей нагрузки в сети 0,38 кВ, то характер нагрузки определяется преобладающим видом потребителей. В противном случае нагрузка считается смешанной.

Для традиционных сельскохозяйственных потребителей расчетная нагрузка, как правило, приходится на зимние сутки – зимний максимум. При наличии в зоне электроснабжения сезонных потребителей (парников, теплиц, зернотоков, насосных станций орошения) и при условии, что сезонная нагрузка составляет: летом более 30% суммарной нагрузки несезонных потребителей, весной более 20%, осенью более 10%, следует помимо зимнего максимума определять расчетные нагрузки соответствующего сезона с учетом коэффициентов сезонности, приведенных в /1, 2/.

2.2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКИ НА ВВОДЕ В СЕЛЬСКИЙ ЖИЛОЙ ДОМ

Сельским жилым домом считается многоквартирный дом или квартира в многоквартирном доме, имеющие отдельный счетчик электроэнергии.

При наличии сведений о существующем уровне электропотребления, полученных во время обследования потребителей на преддипломной практике, расчетную нагрузку на вводе определяют по одной из номограмм рисунков П.Б.1–П.Б.3 настоящего пособия. В качестве расчетного периода рекомендуется брать 7 лет, с учетом срока разработки проекта (1 год) и его реализации (1 год) на 5-й расчетный год. Если к концу расчетного периода намечена газификация жилого дома, то полученное из номограммы значение расчетной нагрузки следует уменьшить на 20 %.

Полную расчетную мощность в дневной и вечерний максимумы нагрузок следует определять как

$$\begin{aligned} S_{pд} &= K_{yд} \frac{P_{pв}}{\cos \varphi_{д}} ; \\ S_{pв} &= K_{yв} \frac{P_{pв}}{\cos \varphi_{в}} , \end{aligned} \quad (2.1)$$

где $\cos \varphi_{д}$, $\cos \varphi_{в}$ – соответственно коэффициенты мощности в дневной и вечерний максимумы нагрузок (таблица П.Б.8);

$P_{pв}$ – значение активной расчетной вечерней нагрузки, определенное по номограмме рисунка П.Б.2.

Для вновь электрифицируемых населенных пунктов или при отсутствии сведений об электропотреблении в домах расчетную нагрузку на вводе можно определять следующими методами:

а) по шифру таблицы П.Б.1;

б) по характеристике населенного пункта в соответствии с таблицей П.Б.3.

С учетом данных таблицы П.Б.1 по методу (а) полную расчетную мощность для дневного и вечернего максимума определяют как

$$\begin{aligned} S_{pд} &= \sqrt{P_{мд}^2 + Q_{мд}^2} ; \\ S_{pв} &= \sqrt{P_{мв}^2 + Q_{мв}^2}, \end{aligned} \quad (2.2)$$

где $P_{мд}$, $Q_{мд}$ – значения дневных максимумов активной и реактивной нагрузок соответственно, взятые из столбцов 5 и 6 таблицы П.Б.1;

$P_{мв}$, $Q_{мв}$ – значения вечерних максимумов активной и реактивной нагрузок соответственно, взятые из столбцов 7 и 8 таблицы П.Б.1.

Полную расчетную нагрузку на вводе бытовых потребителей для вечернего и дневного максимумов по методу (б) следует вычислять в соответствии с формулами (2.1).

Расчетные нагрузки на вводах у бытовых потребителей, имеющих только электроосвещение и до трех силовых электроприемников, приближенно можно принять равными арифметической сумме установленных мощностей силовых электроприемников и освещения.

2.3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКИ НА ВВОДЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Расчетные нагрузки на вводах в общественные, производственные и коммунальные предприятия, здания и сооружения в тех случаях, когда характеристика объекта электроснабжения совпадает с приведенными в таблице П.Б.1, следует определять по формулам (2.2).

Расчетные нагрузки потребителей, отличающихся значением установленной мощности от приведенных в таблице П.Б.1, необходимо корректировать интерполяцией или экстраполяцией.

В случае, когда данные объекта электроснабжения не совпадают с характеристиками таблицы П.Б.1, а также для вновь электрифицируемых нетиповых объектов, расчетные нагрузки на вводах отдельных зданий и сооружений следует определять по графику электрических нагрузок потребителя. Для построения графика электрических нагрузок необходимо знать технологический график работы силового, нагревательного и осветительного электрооборудования. По оси ординат, при этом, откладывается присоединенная мощность (P_n), а по оси абсцисс – продолжительность работы оборудования (t).

У всех электроприемников, кроме электродвигателей, присоединенная мощность равна номинальной. Для электродвигателей необходим учет степени их загрузки

$$P_n = \frac{P_H}{\eta} K_z, \quad (2.3)$$

где P_H – номинальная мощность электродвигателя;

η – коэффициент полезного действия (КПД) электродвигателя;

K_z – коэффициент загрузки электродвигателя при конкретной технологической операции. Для наиболее распространенного технологического оборудования значения K_z приведены в /1, 2/.

По построенному графику расчетную нагрузку следует выбирать как наибольшую на участке, где она действует в течение не менее получаса. В тех случаях, когда максимум нагрузки на графике длится менее получаса,

необходимо определять эквивалентную мощность, которую следует использовать в качестве расчетной:

$$P_{\text{экв}} = \sqrt{\frac{P_1^2 \cdot t_1 + P_2^2 \cdot t_2 + \dots + P_i^2 \cdot t_i}{t_1 + t_2 + \dots + t_i}}, \quad (2.4)$$

где P_1, P_2, P_i – наибольшее значение суммарной нагрузки продолжительностью менее 0,5 часа;

$t_1 + t_2 + \dots + t_i = 0,5 \text{ часа}$ – продолжительность действия i -тых нагрузок.

При отсутствии технологического графика работы электрооборудования расчетную нагрузку допускается рассчитывать как

$$P_p = \sum_1^n \frac{P_y \cdot K_3}{\eta} + \sum_1^m \frac{P_{ук} \cdot K_3 \cdot t}{0,5\eta}, \quad (2.5)$$

где P_y – установленная номинальная мощность каждого из " n " электроприемников, участвующих в формировании получасового максимума нагрузки и работающих в максимуме более 30 минут, кВт;

$P_{ук}$ – установленная мощность каждого из " m " электроприемников, участвующих в формировании получасового максимума и работающих в максимум менее 30 минут, кВт;

t – продолжительность непрерывной работы каждого из электроприемников мощностью $P_{ук}$, ч.

Электрооборудование, создающее максимум электрических нагрузок, выявляется на основании анализа технологического процесса с учетом последовательности выполнения операций и организации работ.

2.4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКИ В СЕТЯХ 0,38 кВ

Расчетные электрические нагрузки на участках линий 0,38 кВ и на шинах трансформаторных пунктов (ТП) 10/0,4 кВ следует определять путем суммирования расчетных нагрузок на вводах потребителей.

При суммировании расчетных электрических нагрузок необходимо руководствоваться следующим правилом:

1. Если на участках линии, присоединенные к ним потребители разнородны (например, жилые дома и производственные потребители) или нагрузки на вводах у однородных потребителей различаются более чем в 4 раза, то суммирование производят по добавкам таблицы П.Б.9.

При этом к большей из слагаемых расчетных нагрузок следует прибавлять добавку от меньшей.

2. Если суммируемые однородные нагрузки не отличаются по величине друг от друга более чем в 4 раза, то расчетные нагрузки необходимо суммировать с учетом коэффициента одновременности.

Суммирование расчетных нагрузок следует выполнять отдельно для дневного и вечернего максимума по формулам:

$$\begin{aligned} S_{\partial} &= K_o \sum_{i=1}^n S_{\partial i} & \text{или} & & P_{\partial} &= K_o \sum_{i=1}^n P_{\partial i}; \\ S_{\text{в}} &= K_o \sum_{i=1}^n S_{\text{в}i} & \text{или} & & P_{\text{в}} &= K_o \sum_{i=1}^n P_{\text{в}i}, \end{aligned} \quad (2.6)$$

где K_o – коэффициент одновременности, учитывающий разновременность работы группы потребителей в максимуме нагрузки;

$S_{\partial i}$, $P_{\partial i}$ – дневные расчетные нагрузки на вводе i -го потребителя или i -го участка линии, соответственно полная (кВА) и активная (кВт);

$S_{\text{в}i}$, $P_{\text{в}i}$ – вечерние расчетные нагрузки на вводе i -го потребителя или i -го участка линии, соответственно полная (кВА) и активная (кВт).

Значения коэффициентов одновременности для сетей 0,38 кВ при суммировании электрических нагрузок можно принимать по таблице П.Б.6.

Допускается определять расчетные нагрузки в сетях 0,38 кВ по одному из максимумов (дневному или вечернему), если известно, что все нагрузки на шинах 0,4 кВ ТП 10/0,4 кВ однородны.

Расчетные нагрузки сетей наружного и уличного освещения, определенные по нормам таблицы П.Б.4, следует учитывать на шинах 0,4 кВ ТП 10/0,4 кВ простым суммированием с вечерним расчетным максимумом нагрузки.

При этом расчетная нагрузка уличного освещения в сельских населенных пунктах определяется простым умножением удельной мощности на протяженность улицы с учетом ширины проезжей части.

Нагрузка наружного освещения территорий хозяйственных центров (дворов) принимается из расчета 250 Вт на одно помещение или 3 Вт на погонный метр длины периметра хоздвора.

Расчетная нагрузка наружного освещения площадей общественных и торговых центров принимается по норме 0,5 Вт/м² площади.

2.5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКИ В СЕТЯХ 10 кВ

Электрические нагрузки на участках линий напряжением 10 кВ и на шинах 10 кВ питающих подстанций 35–110/10 кВ образуют расчетные мощности ТП 10/0,4 кВ.

Расчетные нагрузки в сетях 10 кВ определяются суммированием расчетных нагрузок участков линий 10 кВ аналогично тому, как это выполняется для сети 0,38 кВ. Различие состоит лишь в том, что при суммировании необходимо

пользоваться другими добавками (табл. П.Б.10) и другими коэффициентами одновременности (табл. П.Б.7).

В процессе сбора исходных данных для дипломного проектирования существующие нагрузки ТП могут быть определены по измерениям максимального тока нагрузки или годовому потреблению электроэнергии.

Если известно годовое потребление электроэнергии на ТП, то расчетную полную нагрузку на расчетный год следует определять по выражению

$$S_p = \frac{W \cdot K_n}{T \cdot \cos \varphi} , \quad (2.7)$$

где W – годовое электропотребление ТП, кВт·час;

T – время использования максимума нагрузки, ч. При известном характере нагрузки оно может быть принято по данным таблицы П.Б.11;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности нагрузки ТП. Коэффициент мощности нагрузок на участках сети 10 кВ может быть определен в зависимости от соотношения нагрузок производственных потребителей к суммарной расчетной нагрузке по номограммам рисунка 4.1 /1/ или рисунка 47.2 /2/.

В качестве суммарной расчетной нагрузки следует брать сумму расчетных нагрузок всех производственных и коммунально-бытовых потребителей, составляющих расчетную нагрузку на шинах ТП;

K_n – коэффициент роста нагрузок. Для расчетного периода на 5–7 лет может быть принят $K_n = 1,3$ для коммунально-бытовых потребителей (см. табл. П.Б.5).

По значению максимального тока нагрузки максимальную полную мощность находят по формуле

$$S_p = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{max} \cdot K_n , \quad (2.8)$$

где U – значение линейного напряжения со стороны 0,4 кВ ТП;

I_{max} – значение максимального тока нагрузки, А.

При наличии данных только об установленной мощности ТП 10/0,4 кВ расчетная полная нагрузка может быть определена по следующему выражению:

$$S_p = S_{уст} K_z K_n, \quad (2.9)$$

где $S_{уст}$ – установленная мощность трансформатора на ТП, кВА;

K_z – коэффициент загрузки трансформатора. На этапе проектирования при отсутствии точных данных можно принимать: $K_z = 1$ – для ТП, питающих бытовые потребители; $K_z = 0,6...0,8$ – для ТП, находящихся в эксплуатации до 5 лет; $K_z = 0,7...0,9$ – для ТП, находящихся в эксплуатации свыше 5 лет.

3 ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА

3.1 ОБЩИЕ ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Схема электрической сети должна отвечать основным требованиям действующих норм и правил, отраженным в ПУЭ, СНиП, ПЭЭП и НТПС /4, 5, 6, 7/. Не менее важным моментом в проектировании электрической сети является оценка экономической эффективности принятого технического решения. Отмеченное должно быть положено в основу разработки проекта электрической сети.

Разработка проекта схемы электрической сети включает в себя следующие этапы:

- определение необходимого количества и места расположения трансформаторных пунктов (ТП) 10/0,4 кВ;
- трассировка сетей 0,38 кВ;
- выбор числа и мощности трансформаторов ТП 10/0,4 кВ;
- уточнение схемы и параметров электрической сети после проверки на технические ограничения.

Здесь целесообразно выделить несколько общих практических замечаний, учет которых на любом из перечисленных этапов позволит избежать трудностей при дальнейшей разработке проекта и поможет обеспечить выполнение требований нормативных документов:

- мощность трансформаторов сельских ТП 10/0,4 кВ, как правило, 630 кВА и менее;
- рекомендуемый радиус магистрального участка ВЛ 0,38 кВ – до 500 м;
- длина отходящей линии 0,38 кВ с учетом отпаяк – до 1500 м;

- для производственных и явно выраженных мощных общественных нагрузок устанавливают отдельные ТП;
- мощность трансформаторов на ТП, по возможности, должна быть одинаковой с целью взаимозаменяемости и обеспечения складского резерва;
- количество отходящих линий для типового ТП: с трансформаторами до 250 кВА – три; с трансформаторами 250 кВА – четыре; с трансформаторами большей мощности – пять.

3.2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕОБХОДИМОГО КОЛИЧЕСТВА, МЕСТА РАСПОЛОЖЕНИЯ ТП 10/0,4 кВ И ТРАССИРОВКА СЕТИ 0,38 кВ

Выбор оптимального количества трансформаторных пунктов, то есть наилучшей системы распределения электрической энергии, является многокритериальной оптимизационной задачей с неопределенными значениями различных факторов. В наиболее общем виде при решении этой задачи должны быть учтены:

- перспектива роста нагрузок;
- экономические показатели, то есть выбранная система должна обеспечивать минимум затрат;
- технические ограничения: отклонение напряжения у потребителей, быстродействие защит, удобство монтажа и соблюдение норм на выполнение ТП и ВЛ.

Для крупных населенных пунктов точные методы решения задачи о выборе оптимального числа, мощности и мест расположения ТП не разработаны. Ниже приведены общие рекомендации по методике решения этой задачи.

Оценка количества трансформаторных пунктов производится после определения нагрузок на вводах потребителей по расчетной суммарной мощности объекта электроснабжения. Расчетная суммарная мощность выбирается как наибольшая из рассчитанных суммарных дневной и вечерней нагрузок объекта. Допускается определение расчетной мощности по одному режиму – дневному, если суммируются нагрузки производственных потребителей, или вечернему, если суммируются нагрузки бытовых потребителей. Для явно выраженных производственных и жилых зон объекта электроснабжения со значительной суммарной нагрузкой целесообразно сразу предусмотреть отдельные производственные и коммунально-бытовые ТП и производить проектирование электрических сетей каждой из зон отдельно.

Суммирование нагрузок рекомендуется выполнять по методике /1, 2/ (см. п. 2.4. настоящих указаний) с учетом коэффициента одновременности или надбавок. При определении вечернего максимума нагрузки объекта учитывается нагрузка наружного и уличного освещения, которая складывается с определенным по методике /1, 2/ вечерним максимумом нагрузки путем простого арифметического суммирования (без учета коэффициента одновременности или надбавок).

Аналитически оценить количество трансформаторных пунктов на объекте можно по формуле

$$N_{\text{тп}} = \frac{S_p}{K_c} \cdot 3 \sqrt[3]{\frac{100 \cdot d}{\Delta U \cdot m^2 \cdot U_n^2 \cdot \gamma \cdot P_0 \cdot \alpha}}, \quad (3.1)$$

где S_p – расчетная суммарная нагрузка объекта (большая из дневного или вечернего максимума нагрузок), кВА;

K_c – коэффициент сложности сети. $K_c = 1-4$, чем сложнее сеть 0,38 кВ, тем выше данный коэффициент;

d – удельная стоимость провода, для алюминиевых и сталеалюминиевых проводов $d = 0,17–0,47$ руб/(м·мм²) (по базовым ценам 1991 г.);

ΔU – допустимая потеря напряжения в сети 0,38 кВ, %;

m – число отходящих от ТП линий;

U_n – номинальное напряжение на шинах низшего напряжения ТП,

$$U_n = 0,4 \text{ кВ};$$

γ – проводимость материала провода, $\gamma = 32$ м/(Ом·мм²);

P_o – удельная нагрузка линии 0,38 кВ, Вт/м. Допускается принимать

$$P_o = 5–15 \text{ Вт/м};$$

α – стоимость оборудования трансформаторного пункта без учета силового трансформатора, руб.

При проектировании сеть 0,38 кВ рекомендуется упрощать, поэтому коэффициент сложности сети K_c следует принимать не более 2, а удельную стоимость провода – как среднее арифметическое по приведенным выше данным. Допустимую потерю напряжения в сети 0,38 кВ обосновывают по таблице отклонений напряжения (см. п. 4.3.1 настоящих указаний). Удельную нагрузку линий 0,38 кВ следует рассчитывать как частное от деления расчетной суммарной мощности объекта на предполагаемую длину линий 0,38 кВ. Величину α можно оценить из графика, где по оси ординат откладывается стоимость ТП, а по оси абсцисс – номинальная мощность, при этом значение α определяется при нулевой мощности силового трансформатора. Стоимость ТП выбирается по справочным данным /8, 9, 10/. При отсутствии данных о стоимости d и α на период проектирования допускается принимать их значение по состоянию 1991 г. Цены 1991 г. приняты базовыми для формирования цен текущего периода. Чтобы определить стоимость электрооборудования в

текущем году, надо его цену в 1991 г. умножить на коэффициент коррекции (инфляции) для текущего года по отношению к 1991 г.

Для оценки количества ТП в сельском населенном пункте с преимущественно жилой застройкой можно рекомендовать более простые формулы /11/:

– для протяженных поселков

$$N_{Tn} = 0,25 \cdot \sqrt{\frac{S_m \cdot L}{\Delta U}}, \quad (3.2)$$

– для населенных пунктов иной конфигурации

$$N_{ТП} = 0,35 \cdot \sqrt[3]{\frac{S_p^2 \cdot F}{\Delta U^2}}, \quad (3.3)$$

где S_p – расчетная мощность, кВА;

L – протяженность населенного пункта в длину, км;

F – площадь населенного пункта или другого объекта электроснабжения, км²;

ΔU – допустимая потеря напряжения в сети 0,38 кВ, %.

Полученные по формулам (3.1), (3.2), (3.3) значения округляют до целого числа. Следует отметить, что приведенные формулы дают достоверные результаты при равномерно распределенной нагрузке. В связи с этим, при окончательном выборе числа ТП необходимо учитывать также общие рекомендации, изложенные в п. 3.1.

Если ТП получилось несколько, то потребители территориально объединяются в группы, и место установки трансформатора для каждой группы определяется отдельно. При объединении потребителей в группы необходимо учитывать рекомендации п. 3.1 настоящих указаний.

Трансформаторные пункты, как правило, располагаются в центре тяжести электрических нагрузок. Расчет координат центра тяжести электрических нагрузок проводится следующим образом.

На плане объекта электроснабжения наносят условные оси координат и относительно их определяют координаты каждого потребителя (в условных единицах или в единицах длины – сантиметрах, метрах).

Координаты центра тяжести нагрузок определяют по формулам /12/:

$$X_p = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} P_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^{i=n} P_i}, \quad Y_m = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} P_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^{i=n} P_i}, \quad (3.4)$$

где X_p, Y_p – координаты центра тяжести электрических нагрузок;

P_i – активная расчетная нагрузка i -го потребителя, расположенного в зоне электроснабжения данного ТП, кВт. Вместо P_i можно использовать также и S_i , кВА.

X_i, Y_i – координаты i -го потребителя на плане объекта электроснабжения.

После размещения ТП на плане производится трассировка сети 0,38 кВ. Трассировку сетей производят, руководствуясь рекомендациями пункта 3.1 с соблюдением норм /4, 7/.

3.3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Выбор числа силовых трансформаторов на проектируемых ТП осуществляется исходя из условий обеспечения нормативного уровня надежности объекта электроснабжения по рекомендациям /8, 13/. Два трансформатора в ТП принимаются в случаях питания потребителей первой категории и потребителей второй категории с нагрузкой 250 кВт и более /8/. В

других случаях принятие двухтрансформаторного ТП требует соответствующего технико-экономического обоснования. Перечень сельскохозяйственных потребителей и приемников первой и второй категорий приведен в главе 7 /8, 13/.

В основу методики выбора установленной мощности силовых трансформаторов положен принцип минимизации приведенных затрат. Годовые приведенные затраты на ТП оцениваются следующей формулой:

$$Z = (E_n + \Sigma p) \cdot K + 8760 \cdot C_x \cdot \Delta P_x + \tau \cdot C_k \cdot \Delta P_k \cdot S_p^2 / S_n^2, \quad (3.5)$$

где E_n – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений;

Σp – суммарный коэффициент отчислений на реновацию, капитальный и текущий ремонт;

K – капитальные затраты на строительство ТП, руб;

C_x, C_k – стоимость потерь электроэнергии для времени потерь 8760 часов и τ , руб/кВт ч;

$\Delta P_x, \Delta P_k$ – потери холостого хода и короткого замыкания соответственно, кВт;

S_p – полная расчетная мощность проектируемого ТП, кВА;

S_n – номинальная мощность проектируемого трансформатора, кВА.

В формуле (3.5) первое слагаемое правой части представляет собой затраты на строительство, а второе и третье – затраты на потери мощности. Это дает основание полагать, что при неизменной расчетной мощности S_p существует минимум затрат на какой-либо трансформатор стандартного ряда мощностей, так как затраты на строительство с увеличением мощности растут, а затраты на потери уменьшаются.

В /14/ приведены так называемые экономические интервалы нагрузки, рассчитанные для трансформаторов полного ряда номинальных мощностей при

использовании в определенных зонах страны для питания различных по характеру нагрузок. Экономические интервалы нагрузок – это область значений расчетных нагрузок ТП, при которых годовые приведенные затраты на ТП с трансформатором данной мощности оказываются минимальными по сравнению с трансформаторами других мощностей стандартного ряда. В таблице П.В.1 приведены уточненные интервалы нагрузок с учетом систематических перегрузок и динамики роста нагрузок /8/.

Выбор установленной мощности трансформаторов производится по условиям их работы в нормальном режиме по расчетной мощности и приведенным интервалам нагрузки (таблица П.В.1). Данные таблицы можно использовать для любой зоны России, учитывая при этом конкретную среднесуточную температуру расчетного сезона проектируемого потребителя (таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Значения сезонных эквивалентных температур окружающего воздуха по населенным пунктам Юга России

Населенный пункт	Эквивалентная температура, °С	
	зимняя	летняя
Астрахань	–5,3	24,1
Воронеж	–8,4	19,0
Краснодар	–0,7	22,3
Нальчик	–3,5	20,9
Новороссийск	3,5	22,7
Пятигорск	–3,0	20,7
Ростов-на-Дону	–4,6	21,9
Сочи	5,9	21,9
Ставрополь	–2,5	20,9
Таганрог	–4,1	22,4
Элиста	–5,4	22,9

Расчетная нагрузка трансформатора – наибольшая из полных мощностей дневного или вечернего максимума на шинах ТП. Она определяется путем суммирования мощностей всех потребителей (или нагрузки головных участков отходящих линий 0,38 кВ) проектируемой ТП по методике /1, 2/ (см. п. 2.4. настоящего пособия). При известном графике нагрузки ТП ее расчетная нагрузка определяется как значение полной мощности получасового максимума графика нагрузки или по методике, изложенной в /15/.

Номинальную мощность трансформаторов на двухтрансформаторной подстанции 10/0,4 кВ определяют из условий их работы в нормальном и аварийном режимах. Если нет резервирования в сетях 0,38 кВ, то номинальную мощность трансформаторов выбирают по условию

$$S_n \geq \frac{S_{расч}}{K_{П.С.}}, \quad (3.6)$$

где S_n – номинальная (суммарная) мощность трансформаторов на подстанции 10/0,4 кВА;

$S_{расч}$ – расчетная полная нагрузка подстанции 10/0,4 кВА;

$K_{П.С.}$ – коэффициент допустимой систематической перегрузки трансформатора подстанции.

Если в сетях 0,38 кВ применяют резервирование, то номинальную мощность трансформаторов на проектируемой подстанции 10(35)/0,4 кВ выбирают по двум условиям:

$$S_n \geq \frac{S_{расч}}{K_{П.С.}}, \quad (3.7)$$

$$S_n \geq \frac{S_{расч} + S_{рез}}{K_{П.а}} \quad (3.8)$$

где $S_{рез}$ – полная нагрузка, резервируемая по сети 0,38 кВ, кВА;

$K_{П.а}$ – коэффициент допустимой аварийной перегрузки подстанции, зависящий от степени загрузки трансформатора до аварии. Может изменяться в диапазоне значений 1,5–1,9.

Для объектов первой и второй категорий по надежности электроснабжения номинальную мощность каждого трансформатора $S_{нт}$ на двухтрансформаторной подстанции 10/0,4 кВ в аварийном режиме проверяют по условию

$$S_{нт} \geq \frac{S_{расч}}{K_{П.а}}. \quad (3.9)$$

К подстанциям 10/0,4 кВ, обеспечивающим электроснабжение потребителей первой категории без местного резервирования, обязательно должны предусматриваться две линии напряжением 10 кВ от независимых источников питания.

4 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 0,38–10 кВ

Задачей расчета электрических сетей является определение марки и сечения проводов ВЛ или жил кабельной линии. Сельские электрические сети напряжением 0,38–10 кВ, из-за большой протяженности, чаще всего выполняются воздушными.

В настоящее время расчет сетей выполняют с учетом следующих основных требований:

- 1) экономических;
- 2) качества доставляемой потребителям электроэнергии;
- 3) надежности электроснабжения;
- 4) допустимых условий нагрева.

Расчет сетей по экономической плотности тока в соответствии с /5/ рекомендуется для линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше.

Расчет воздушных линий напряжением 0,38–10 кВ по условиям нагрева практически не производят из-за хороших условий охлаждения проводов и запаса по допустимой токовой нагрузке. Данный метод расчета является основным для сетей внутренних электропроводок, поскольку они наиболее пожароопасны.

При проектировании сельских электрических сетей 0,38–10 кВ в качестве основных методов расчета в настоящее время используются метод расчета сети по экономическим интервалам нагрузок или по условию минимума приведенных затрат с последующей проверкой на технические ограничения, а также магистральный метод /10/.

В зависимости от класса напряжения линии, основными техническими ограничениями являются: механическая прочность провода, определяющая

надежность электроснабжения и зависящая от района климатических условий, в которых проходит линия; допустимая потеря напряжения в линии и связанные с ней показатели качества электроэнергии; нормируемое быстродействие защитных отключающих аппаратов; условия успешного прямого запуска асинхронных электродвигателей от сети.

При магистральном методе проектирования на участках магистрали линии 10 кВ сразу выбирают провод АС70, а на ответвлениях от магистрали провод АС50. После этого рассчитывают потери напряжения в линии и сравнивают их с допустимыми. Если потеря напряжения оказывается меньше допустимой, то выбор сечений проводов линии на этом заканчивают. Если больше, то на магистрали, начиная с головных участков, выбирают провод с большей площадью поперечного сечения до тех пор, пока расчетная потеря напряжения не окажется меньше допустимой.

4.1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 0,38–10 кВ ПО ЭКОНОМИЧЕСКИМ ПОКАЗАТЕЛЯМ

Несмотря на разные названия расчетных методов, в их основе лежит общий принцип сравнения приведенных затрат относительно передаваемой нагрузки для двух смежных, из стандартного ряда, сечений проводов. Сечение провода ВЛ, обеспечивающее наименьшие затраты при конкретной нагрузке, принимается в качестве основного варианта. Поиск экономически целесообразного сечения провода ВЛ может выполняться графически, аналитически или по специальным таблицам /19/.

Различие указанных методов расчета заключается в способе представления нагрузки на участках ВЛ. При использовании экономических интервалов

нагрузку следует представлять значениями токов на участках сети. Использование /19/ предполагает, что нагрузки на участках ВЛ определены в величинах полной мощности – S_p .

Для выпускаемых промышленностью марок проводов (типа АН, АЖ, АКП, АСКС и др.), по которым в /19/ отсутствуют интервалы мощностей, рекомендуется более трудоемкий метод расчета сети по экономическим интервалам токовых нагрузок. По /19/ следует вести выбор сечений проводов ВЛ для широко используемых марок проводов типа А и АС.

Порядок расчета сети по экономическим интервалам токовых нагрузок проводят в следующей последовательности.

4.1.1. Составляют расчетную схему сети с указанием на ней длин участков и расчетных токовых нагрузок по участкам.

4.1.2. Определяют район климатических условий (РКУ) по /5/ и выбирают в соответствии с РКУ тип опор и марки проводов для проектируемой ВЛ.

4.1.3. Рассчитывают граничные токи интервалов экономических нагрузок.

При графическом способе нахождения граничных точек следует для ряда смежных возможных сечений проводов построить зависимости приведенных затрат от значения передаваемого тока нагрузки (рисунок 4.1).

$$Z_i = (E_H + \Sigma p) \cdot K_i + m \cdot I^2 \cdot r_i \cdot \tau \cdot C_{\text{л}} \cdot 10^{-3}, \quad (4.1)$$

где Z_i – приведенные затраты при использовании i -го сечения провода ВЛ, руб;

E_H – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений.

Можно принимать по данным /20/;

Σp – сумма коэффициентов амортизационных отчислений и текущих ремонтов. Сведения об этих коэффициентах приведены в /20/;

K_i – капиталовложения в линию с i -тым сечением проводов, руб.

Укрупненные показатели стоимости ВЛ приведены в /10, 11/;

m – число фаз линии;

I – значение тока нагрузки, А;

r_i – активное сопротивление i -сечения на ВЛ, Ом. Удельные значения сопротивления (r_o , Ом/км) для различных сечений провода (приложение Д);

τ – время потерь, ч/год. При отсутствии исходных данных по объекту электроснабжения может быть определено по /1/;

$C_{\text{л}}$ – удельные затраты на потери электроэнергии в линии, в руб/кВт·ч, могут быть определены с учетом рекомендаций /20/.

Граничные токи определяют нижнюю и верхнюю границы экономического использования смежных сечений из стандартного ряда.

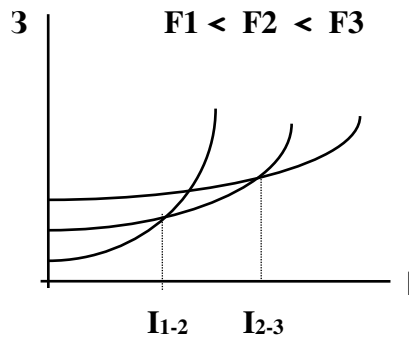


Рисунок 4.1 – Зависимости приведенных затрат от тока нагрузки для ВЛ с проводами сечений F1, F2 и F3

Значения граничных токов I_{1-2} и I_{2-3} могут быть определены и аналитически:

$$I_{1-2} = \sqrt{\frac{(E_H + \sum p) \cdot (K_2 - K_1) \cdot 10^3}{m \cdot \tau \cdot C_{\text{л}} \cdot (r_1 - r_2)}}, \quad I_{2-3} = \sqrt{\frac{(E_H + \sum p) \cdot (K_3 - K_2) \cdot 10^3}{m \cdot \tau \cdot C_{\text{л}} \cdot (r_2 - r_3)}}. \quad (4.2)$$

4.1.4. Предварительно выбирают сечения провода по участкам линии с учетом следующих правил:

– если расчетное значение тока на участке линии окажется меньше или равным значению граничного тока, то принимать следует меньшее из двух сравниваемых сечений;

– при превышении расчетного тока на участке линии граничного значения следует принимать большее из двух сравниваемых сечений.

4.1.5. Предварительно выбранные сечения ВЛ следует проверить на технические ограничения:

- на механическую прочность провода в соответствии с требованиями /5/;
- на допустимую потерю напряжения до самой удаленной точки сети;
- на успешность запуска мощного асинхронного короткозамкнутого электродвигателя;
- на удовлетворение требований быстродействия защитных аппаратов.

Расчет сети заканчивают, если предварительно выбранные сечения ВЛ удовлетворяют всем вышеперечисленным требованиям.

При неудовлетворении хотя бы одного из сформулированных выше требований сечение проводов ВЛ следует увеличивать на ступень по стандартной шкале до тех пор, пока условия требований не будут выполнены.

Для наглядности и компактности результаты расчетов рекомендуется представлять в виде таблиц (например, табл. 4.1).

Таблица 4.1 – Результаты расчета сети по экономическим интервалам нагрузок

N расчетного участка	Значение расчетного тока, I_p , А	Значение граничного тока I_{gp} , А	Параметры предварительно выбранного провода			$\cos \varphi$	Длина участка, км	ΔU_i , % на участке	ΔU_y , % от начала линии	Окончательная марка провода
			марка	r_o , Ом/ км	x_o , Ом/км					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

где r_o , x_o – соответственно удельные активное и индуктивное сопротивления провода;

$\cos\varphi$ – коэффициент мощности нагрузок на участке линии;

ΔU_i – расчетное значение потери напряжения на i -ом участке линии, %;

ΔU_y – значение потери напряжения от начала линии, %.

Примерные интервалы экономических нагрузок по данным /20/ для воздушных линий напряжением 10 кВ составляют:

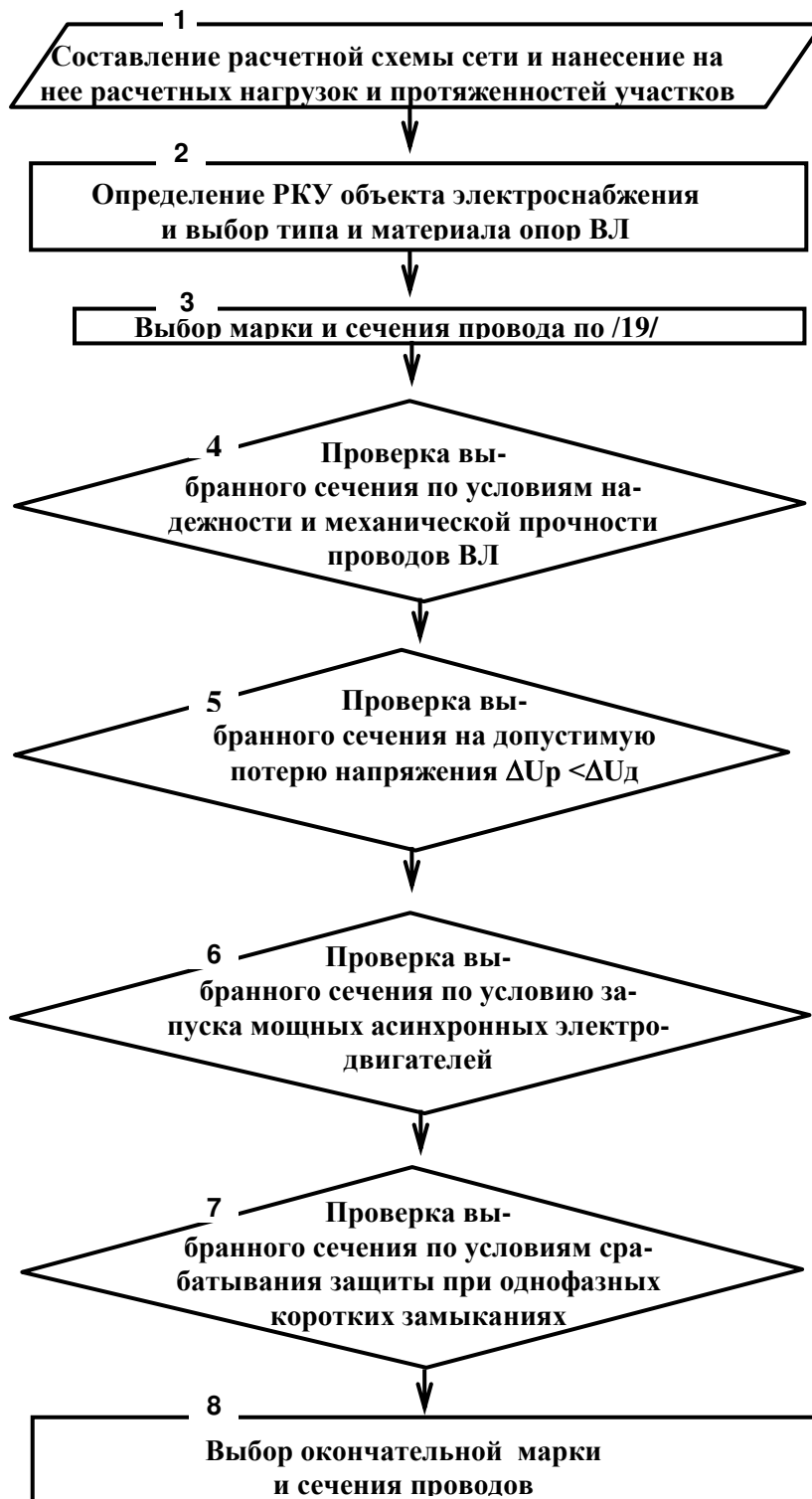
Марка провода	Интервалы экономических нагрузок, А
АС25.....	0–19
АС35.....	19–26
АС50.....	26–37
АС70.....	37–51
АС90.....	Свыше 51

В /19/ по каждому интервалу полной мощности для ВЛ 0,38–10 кВ рассчитаны и приведены основные сечения проводов, которые обеспечивают минимум приведенных затрат. Наряду с основными сечениями в таблицах /19/ дан ряд нескольких дополнительных сечений, при которых снижаются потери напряжения в сети, но возрастают приведенные затраты. Однако эти затраты оказываются меньше, чем затраты на устройства регулирования напряжения в сети.

Таблица 4.2 – Рекомендуемая форма оформления результатов расчета сети на минимум приведенных затрат

N расчетного участка	Sp , кВА	Длина участка, км	Параметры предварительно выбранного провода			ΔU_i , % на участке	ΔU_y , % от начала линии	Окончательная марка провода	ΔU_i , % на участке	ΔU_y , % от на- чала линии
			марка	r_o , Ом/км	x_o , Ом/км					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

где Sp – расчетная полная мощность.



**Рисунок 4.2 – Алгоритм расчета электрической сети
на минимум приведенных затрат**

Для облегчения выбора сечения провода ВЛ в тех же таблицах приведен коэффициент μ , который указывает на эффективность смены вариантов: чем меньше данный коэффициент, тем экономически выгоднее замена провода.

При расчете сетей напряжением 10 кВ на минимум приведенных затрат по алгоритму, представленному рисунком 4.2, блоки 6 и 7 следует пропустить. Для одной ВЛ 10 кВ, с целью сокращения номенклатуры проводов и удобства эксплуатации, рекомендуется проектировать не более двух марок проводов на магистральных участках сети.

4.2 ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ПО УСЛОВИЯМ МЕХАНИЧЕСКОЙ ПРОЧНОСТИ

Рассчитанные с учетом экономических соображений сечения проводов ВЛ в соответствии с ПУЭ должны иметь площади сечения не ниже значений, указанных в таблице 4.3–4.4.

**Таблица 4.3 – Минимальное допустимое сечение проводов ВЛ
напряжением до 1 кВ по условиям механической прочности**

Характеристика линии	Сечения на магистрали и линейном ответвлении, мм ²				
	Изолированные и неизолированные провода			Сечение несущей жилы ВЛИ	Ответвлен ия от ВЛ к вводам
	А и АН	АС и АЖ	Медь		
ВЛ 0,38 кВ при толщине стенки гололеда, мм:					
– до 10	25	25	16	35 (25*)	16
– 15 и более	35	25	16	50 (25*)	16

*В скобках приведено сечение жилы самонесущих изолированных проводов, скрученных в жгут, без несущего провода (например, типа СИП-4, СИПс-4, СИПн-4, СИП-2АФ).

Таблица 4.4 – Минимальное допустимое сечение проводов ВЛ напряжением выше 1 кВ по условиям механической прочности

Характеристика линии	Сечения проводов, мм ²			
	А и АН	АЖ	АС	Сталь
ВЛ без пересечений в районах по гололеду:				
– до II	70	50	35/6,2	35
– в III–IV	95	50	50/8	35
– в V и более	–	–	70/11	35
Переходы ВЛ через судоходные реки и инженерные сооружения в районах по гололеду:				
– до II	70	50	50/8	35
– в III–IV	95	70	50/8	50
– в V и более	–	–	70/11	50
ВЛ, сооружаемые на двухцепных или многоцепных опорах:				
– до 20 кВ	–	–	70/11	–
– 35 кВ и выше	–	–	120/19	–

Примечание: В знаменателе указано сечение стального проводника.

Провода воздушных линий электропередачи должны быть достаточно прочными, чтобы выдерживать механические нагрузки из-за гололеда и ветра.

4.3 ПРОВЕРКА СЕТИ НА ДОПУСТИМУЮ ПОТЕРЮ НАПРЯЖЕНИЯ

Для предварительно выбранных стандартных сечений проводов по удельным параметрам (r_o , x_o) в соответствии с алгоритмом рисунка 4.2 следует определить потери напряжения по участкам сети. При этом потери напряжения необходимо рассчитывать по максимальной расчетной мощности – S_p . Если выбранное сечение не удовлетворяет условию блока 5 алгоритма рисунка 4.2, то необходимо увеличить сечение провода на ступень стандартной шкалы для участков сети с наибольшими расчетными потерями напряжения, а расчет ΔU_p до наиболее удаленного потребителя повторить.

4.3.1 Обоснование допустимых потерь напряжения в сетях напряжением 0,38 и 10 кВ

В отличие от показателя *установившееся отклонение напряжения* допустимая потеря напряжения не нормируется. Допустимые потери напряжения можно определить при помощи таблицы отклонений и потерь напряжения с учетом следующих исходных данных.

Уровни напряжения в начале линии 10 кВ в соответствии с /4/ следует принимать: для режима максимальных нагрузок $\delta U^{100} = +5\%$ и для режима минимальных нагрузок $\delta U^{25} = 0\%$.

Допустимые отклонения напряжения для потребителей в сети напряжением 0,38 кВ принимаются по /23/ равными $\pm 5\%$.

Силовой трансформатор 10/0,4 кВ имеет суммарные надбавки по напряжению – 0; +2,5; +5; +7,5; +10%. Потеря напряжения в силовом трансформаторе при передаче нагрузки может быть рассчитана как

$$\Delta U_T, \% = \frac{S_{\max}}{S_n} (\Delta P_{\text{м}}, \% \cdot \cos \varphi + U_{\text{р}}, \% \cdot \sin \varphi), \quad (4.3)$$

где S_{\max} – максимальное расчетное значение полной мощности, кВА;

S_n – номинальная мощность трансформатора, кВА;

$\Delta P_m, \%$ – потери короткого замыкания трансформатора (потери в меди).

$$\Delta P_m, \% = \Delta P_m 100 / S_n;$$

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности нагрузки, может быть принят по данным /1/ в зависимости от характера нагрузок ТП 10/0,4 кВ;

$U_p, \%$ – индуктивная составляющая напряжения короткого замыкания трансформатора.

$$U_p, \% = \sqrt{(u_k, \%)^2 - (\Delta P_m, \%)^2}, \text{ здесь } u_k - \text{напряжение короткого замыкания в \%}.$$

Для трансформаторов, применяемых в сельском хозяйстве, потери напряжения при максимальной нагрузке обычно не превышают 4–5% /10/. Если принять при максимальной нагрузке потери напряжения равными 4%, то при минимальной нагрузке потери напряжения составят 1%.

Суммарная допустимая потеря напряжения в линиях 10 и 0,38 кВ составит:

$$\Delta U_{д10}^{100} + \Delta U_{д0,38}^{100} = \delta U_{ш10}^{100} + \Delta U_{НБ}^{100} + \Delta U_T^{100} - \delta U_{П}^{100} = +5 + 5 - 4 + 5 = 11\%, \quad (4.4)$$

где $\Delta U_{д10}^{100}$ – допустимая потеря напряжения в сети 10 кВ при максимальной нагрузке, %;

$\Delta U_{д0,38}^{100}$ – допустимая потеря напряжения в сети 0,38 кВ при максимальной нагрузке, %;

$\Delta U_{ш10}^{100}$ – отклонение напряжения на шинах 10 кВ при максимальной нагрузке;

$\Delta U_{НБ}^{100}$ – суммарная надбавка силового трансформатора с учетом коэффициента трансформации (см. табл. 4.5);

ΔU_T^{100} – потери напряжения в силовом трансформаторе при максимальной нагрузке (по данным табл. 4.5);

δU_{Π}^{100} – отклонение напряжения у потребителя при максимальной нагрузке.

Соотношение потерь напряжения в сетях 10 и 0,38 кВ регламентируется /8/. В соответствии с указанными нормами 60% суммарных потерь напряжения закладывается при проектировании в сеть 10 кВ и 40% – в сеть 0,38 кВ.

Таблица 4.5 – Таблица отклонений напряжения для обоснования допустимых потерь напряжения в сети

N п /п	Элемент электрической сети	Режим нагрузки	
		100%	25%
1	Шины 10 кВ питающей подстанции	+5	0
2	Линия 10 кВ	$\Delta U_{Д10}$	
3	Силовой трансформатор 10/0,4кВ:		
	– надбавки – потери	+5 –4	+5 –1
4	Линия 0,38 кВ	$\Delta U_{Д0,38}$	
5	Потребитель электроэнергии	–5	+5

Указанное соотношение носит рекомендательный характер и поэтому для линий 10 кВ, предназначенных для электроснабжения крупных сосредоточенных потребителей с короткими сетями 10 кВ, может быть изменено в сторону уменьшения.

Более точно распределить допустимые потери напряжения между ВЛ 0,38 и 10 кВ можно при помощи следующего выражения:

$$\frac{\Delta U_{Д10}^{100}}{\Delta U_{Д0,38}^{100}} = 0,05 \frac{L_{10}}{L_{0,38}}, \quad (4.5)$$

где L_{10} и $L_{0,38}$ – средние протяженности линий соответственно 10 и 0,38 кВ, км.

При обосновании допустимой потери напряжения в сети 0,38 кВ следует учитывать также потери напряжения во внутренних электропроводках,

особенно при подключении к сети 0,38 кВ крупных производственных объектов.

4.3.2 Расчет потерь напряжения в сети

Потерю напряжения на участках линии следует вычислять по формуле

$$\Delta U, \% = \frac{S_p \cdot l \cdot (r_o \cdot \cos \varphi + x_o \cdot \sin \varphi)}{10 \cdot U_H^2}, \quad (4.6)$$

где l – протяженность участка линии, км;

U_H – номинальное напряжение линии, кВ.

Для участков линии, по которым передаются известные активные и реактивные мощности, потерю напряжения можно вычислить и как

$$\Delta U, \% = \frac{P \cdot r + Q \cdot x}{10 \cdot U_H^2}, \quad (4.7)$$

где P и Q – активная и реактивная мощности на участке, соответственно в кВт и квар;

r и x – активное и индуктивное сопротивления участка ВЛ, Ом.

Потеря напряжения до самой удаленной точки линии определяется суммированием потерь напряжения на отдельных участках, принадлежащих данной линии. Проверку сети по потере напряжения следует заканчивать при выполнении ограничения 5 алгоритма рисунка 4.2.

4.4 ПРОВЕРКА СЕТИ 0,38 кВ НА УСПЕШНОСТЬ ЗАПУСКА АСИНХРОННОГО ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ С КОРОТКОЗАМКНУТЫМ РОТОРОМ

При запуске асинхронного электродвигателя с короткозамкнутым ротором пусковой ток, превышающий номинальный в 5–7 раз, вызывает дополнительную потерю напряжения в элементах электрической сети. Вследствие этого уровень напряжения на зажимах пускаемого электродвигателя и ранее включенных резко уменьшается. Так как пусковой и максимальный моменты электродвигателя изменяются прямо пропорционально квадрату подводимого напряжения, то возрастает вероятность того, что, во-первых, нормальный запуск электродвигателя не будет обеспечен из-за превышения момента сопротивления (трогания) рабочей машины над пусковым моментом электродвигателя, а во-вторых, ранее работавшие электродвигатели остановятся.

Задача проверки возможности запуска электродвигателя от известной сети и возможности нормальной работы короткозамкнутых электродвигателей при запуске мощного двигателя сводится к оценке значения величины напряжения на зажимах электродвигателей в момент пуска.

Приближенную оценку возможности успешного запуска от заданной сети можно выполнить по рекомендациям [10, 14], в соответствии с которыми снижение напряжения на зажимах пускаемого электродвигателя не должно превышать 30% от номинального напряжения сети, а на зажимах ранее включенных и работающих двигателей – 20%. Указанную оценку следует проводить на этапе сбора исходных данных к дипломному проектированию, а также при эксплуатации электрических сетей, когда точно известно, что начальный момент приводимой рабочей машины не превышает одной трети номинального момента асинхронного электродвигателя.

Учет влияния асинхронных электродвигателей на характеристики сети, особенно соизмеримой мощности, необходимо выполнять с учетом

характеристик электродвигателей и приводимых ими рабочих машин по одной из следующих методик.

4.4.1 Проверка успешности запуска электродвигателя от заданной сети по номограмме

Методика определения минимальных уровней напряжения на зажимах пускаемого двигателя, необходимой мощности силового трансформатора и пускового коэффициента мощности изложена в /24/.

Проверку по данной методике осуществляют в следующей последовательности:

1. Определяют момент сопротивления (трогания) рабочей машины, приведенный к валу электродвигателя – M_c .

2. Оценивают пусковой момент электродвигателя

$$M_n = M_c + M_{изб} = M_c + (0,2-0,3) \cdot M_n, \quad (4.8)$$

где $M_{изб}$ – необходимый избыточный момент электродвигателя при пуске;

M_n – номинальный момент электродвигателя.

3. При помощи номограммы (рисунок 4.3) /22/ для конкретного электродвигателя определяют:

а) допустимое снижение напряжения в сети при пуске – U_d ;

б) необходимую пусковую мощность электродвигателя – S_n .

Для этого на шкале номограммы справа (рисунок 4.3) откладывают значение M_n (точка 1) и проводят прямую, параллельную оси абсцисс до пересечения с кривой M_n (точка 2). Через точку 2 проводят прямую, параллельную оси ординат, до пересечения с осью абсцисс (точка 3) и кривой

S_n (точка 4). По оси абсцисс находят значение U_d , а на оси ординат слева (точка 5) определяют значение S_n .

4. Вычисляют пусковой коэффициент мощности электродвигателя:

$$\cos \varphi_n = \frac{\cos \varphi_n \cdot \eta_n \cdot (m_n + 0,025k_i^2)}{(1-s) \cdot k_i}, \quad (4.9)$$

где $\cos \varphi_n$ – номинальный коэффициент мощности электродвигателя;

η_n – номинальный КПД электродвигателя;

m_n – кратность пускового момента двигателя при номинальном напряжении. Принимается из справочной литературы, например, /3/;

k_i – кратность пускового тока электродвигателя;

s – номинальное скольжение электродвигателя.

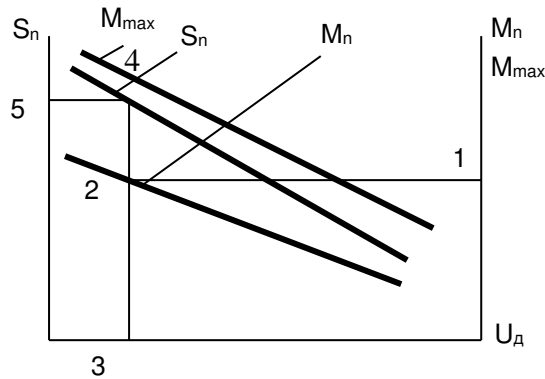


Рисунок 4.3 – Номограмма для проверки возможности запуска мощного электродвигателя

5. Рассчитывают потери напряжения в элементах электрической сети в момент запуска электродвигателя. Потеря напряжения в линии

$$\Delta U_{л}, \% = \frac{S_n \cdot l \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi_n + x_0 \cdot \sin \varphi_n)}{10 \cdot U_n^2}. \quad (4.10)$$

Потеря напряжения в силовом трансформаторе

$$\Delta U_m, \% = \frac{S_n \cdot (r_m \cdot \cos \varphi_n + x_m \cdot \sin \varphi_n)}{10 \cdot U_n^2}. \quad (4.11)$$

где r_m – активное сопротивление трансформатора, Ом. $r_m = \frac{\Delta P_M \cdot U_n^2}{S_n^2}$,

здесь ΔP_M – потери мощности короткого замыкания, кВт;

U_n – номинальное напряжение обмотки высшего напряжения, кВ;

S_n – номинальная мощность трансформатора, кВА;

x_m – индуктивное сопротивление трансформатора, Ом.

$$x_m = \frac{u_p, \% \cdot U_n^2}{100 \cdot S_n}.$$

6. Сравнивают рассчитанный уровень напряжения с допустимым, определенным по номограмме. Для этого из уровня напряжения на клеммах электродвигателя до пуска необходимо вычесть потери напряжения в элементах сети, рассчитанные в п. 5 при пуске.

Если рассчитанный таким образом уровень напряжения окажется меньше допустимого, то сечение проводов линии определено верно, и запуск электродвигателя от сети пройдет нормально.

Если же рассчитанный уровень напряжения окажется меньше допустимого, то двигатель не запустится и потребуется либо увеличить сечение проводов ВЛ, либо увеличить напряжение на зажимах электродвигателя в момент пуска.

Номограмма также позволяет оценивать значение снижения напряжения на зажимах работающих электродвигателей. Для этого необходимо по пусковому моменту проверяемого электродвигателя и зависимости $M_{max}=f(\Delta U)$ определить величину допустимого снижения напряжения. Полученное

значение допустимого снижения напряжения обеспечивает устойчивость работающих электродвигателей в сети 0,38 кВ при запуске самого мощного короткозамкнутого асинхронного электродвигателя.

В /24/ приведены номограммы для электродвигателей серии АО2. Поэтому при проверке возможности запуска электродвигателей современных серий необходимо либо перестроить пусковые номограммы, либо воспользоваться другой методикой расчета.

4.4.2 Оценка успешности запуска электродвигателя от сети по кратности пускового момента

Запуск асинхронного короткозамкнутого электродвигателя от электрической сети 0,38 кВ будет успешным при выполнении условия

$$M_n > K_{\text{зан}} \frac{M_c}{m'_m} \quad \text{или} \quad I > K_{\text{зан}} \frac{M^*_c}{m'_m}, \quad (4.12)$$

где M^*_c – момент сопротивления троганию рабочей машины в относительных

единицах. $M^*_c = \frac{M_c}{M_n};$

$K_{\text{зан}}$ – коэффициент запаса, учитывающий погрешности в определении характеристик электродвигателей, $K_{\text{зан}} = 1,2-1,3;$

m'_m – фактическая кратность пускового момента двигателя при снижении напряжения в момент запуска, $m'_m = (U_c/U_n)^2 \cdot m_m = U_c^2 \cdot m_m,$

здесь U_c^* – напряжение сети при пуске двигателя в относительных единицах.

Приведенное соотношение показывает, что для оценки возможности запуска электродвигателя от известной сети необходимо знать значение напряжения в момент пуска на зажимах электродвигателя:

$$U_c^* = \frac{U^*}{1 + \Delta U^*}, \quad (4.13)$$

где U^* – напряжение на зажимах электродвигателя до его пуска в относительных единицах. $U^*=U/U_n$;

ΔU^* – потеря напряжения в сети при пуске электродвигателя в относительных единицах.

$$\Delta U^* = \frac{\sqrt{3}I_n \cdot (r_c \cos \varphi_n + x_c \sin \varphi_n)}{U_n}, \quad (4.14)$$

здесь I_n – значение пускового тока электродвигателя, А. Данный ток определяется по справочной литературе с учетом кратности пускового тока;

r_c – активное сопротивление элементов электрической сети с учетом силового трансформатора, Ом;

x_c – индуктивное сопротивление элементов электрической сети с учетом силового трансформатора, Ом.

$\cos \varphi_n$ – коэффициент мощности электродвигателя в момент пуска.

Для удобства и наглядности исходные данные вместе с результатами расчетов рекомендуется оформлять таблицей 4.6.

Таблица 4.6 – Рекомендуемая форма оценки возможности запуска электродвигателя от сети

Параметры электродвигателя						M_{c*}	U_{c*}	$\cos \varphi_n$	r_c , Ом	x_c , Ом	ΔU^*	Вывод
I_n , А	m_m	K_i	$\cos \varphi_n$	η_n	s							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Оценка устойчивости работы асинхронных электродвигателей при запуске мощного электродвигателя выполняется аналогично с учетом выражения (4.12). В этом случае вместо m'_m необходимо брать значение m'_{max} – кратности критического (максимального) момента электродвигателя с учетом снижения напряжения при пуске мощного электродвигателя.

4.5 СОГЛАСОВАНИЕ ТОКОВЫХ АППАРАТОВ ЗАЩИТЫ С СЕТЬЮ 0,38 кВ ПО УСЛОВИЮ БЫСТРОДЕЙСТВИЯ

В качестве устройств защиты отходящих от ТП линий 0,38 кВ наиболее распространены автоматические выключатели с расцепителями перегрузки, мгновенного действия, комбинированным расцепителем и плавкие предохранители. Промышленностью также выпускаются защитные приставки типа ЗТИ 0,4 (ЗТ 0,4), имеющие токовую защиту от междофазных и однофазных коротких замыканий, с действием на независимый расцепитель автоматического выключателя.

Рассчитанное сечение проводов оказывает влияние на величину тока однофазного короткого замыкания, а следовательно, и на быстродействие автоматических устройств отключения.

В системе с глухозаземленной нейтралью (TN), в которой открытые проводящие части электроустановки присоединены к нейтрали источника питания посредством нулевых защитных проводников, время автоматического отключения питания не должно превышать значений, указанных в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Наибольшее допустимое время защитного автоматического отключения для системы заземления типа TN

Значение номинального фазного напряжения, В	Время отключения, с
127	0,8
220	0,4
380	0,2
более 380	0,1

Приведенные значения времени отключения считаются достаточными для обеспечения электробезопасности, в том числе в групповых цепях, питающих передвижные и переносные электроприемники и ручной электроинструмент класса 1.

В цепях, питающих распределительные, групповые, этажные и другие щиты и щитки, время отключения не должно превышать 5 с.

Допускаются значения времени отключения больше указанных в таблице 4.7, но не более 5 с в цепях, питающих только стационарные электроприемники от распределительных щитов или щитков, при выполнении одного из следующих условий:

1) полное сопротивление защитного проводника между главной заземляющей шиной и распределительным щитом или щитком не превышает значения в Ом, полученного из выражения

$$50 \cdot Z_{\Pi} / U_{\phi},$$

где Z_{Π} – полное сопротивление цепи «фаза–нуль», Ом;

U_{ϕ} – номинальное фазное напряжение цепи, В;

50 – падение напряжения на участке защитного проводника между главной заземляющей шиной и распределительным щитом, В;

2) к шине *PE* распределительного щита или щитка присоединена дополнительная система уравнивания потенциалов, охватывающая те же сторонние проводящие части, что и основная система уравнивания потенциалов.

Время защитного автоматического отключения питания в помещениях для содержания животных, а также в помещениях, связанных с ними при помощи сторонних проводящих частей, должно соответствовать таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Наибольшее допустимое время защитного автоматического отключения для системы TN в помещениях для содержания животных /5/

Значение номинального фазного напряжения, В	Время отключения, с
127	0,35
220	0,2
380	0,05

В системе TN для нахождения времени срабатывания токового аппарата защиты следует определить ток минимального однофазного короткого замыкания (КЗ) по формуле

$$I_{K1}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_n}{\sqrt{(2 \cdot r_{1\Sigma} + r_{o\Sigma})^2 + (2 \cdot x_{1\Sigma} + x_{o\Sigma})^2}},$$

где U_n – номинальное напряжение сети, в которой возникло КЗ, В;

$r_{1\Sigma}$, $x_{1\Sigma}$ – суммарные активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности элементов сети от источника питания до точки короткого замыкания, мОм;

$r_{o\Sigma}$, $x_{o\Sigma}$ – суммарные активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности элементов от источника питания до точки короткого замыкания, мОм;

Значения удельных сопротивлений наиболее часто встречающихся элементов сети приведены в приложении Д.

Защитные характеристики токовых аппаратов защиты, по которым следует определять их быстродействие с использованием рассчитанных минимальных токов КЗ, содержатся в приложении Ж.

В тех случаях, когда ток замыкания недостаточен для приведения в действие аппаратов защиты и требование быстродействия не выполняется,

следует увеличить на ступень стандартной шкалы сечение нулевого провода, а если это не поможет – то и фазных проводов.

Если указанная замена сечения проводов не дает положительного результата или недостаточно экономична, то необходимо рассмотреть другие мероприятия, направленные на повышение быстродействия защитных аппаратов:

- секционировать отходящую линию при помощи последовательного введения дополнительных защитных аппаратов;
- попытаться применить силовой трансформатор со схемой соединения обмоток Y/Z_n (звезда–зигзаг с выведенным нулем);
- предусмотреть введение защиты в нулевой провод;
- применить устройство защитного отключения (УЗО), реагирующее на дифференциальный ток;
- использовать более быстродействующий аппарат или защитную приставку типа ЗТИ 0,4.

5 ВОПРОСЫ КАЧЕСТВЕННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Проблемой качества электроэнергии является любое отклонение параметров напряжения, тока или частоты от номинальных значений, в результате чего может возникнуть ненормальное функционирование электрооборудования потребителя.

Стандарт /23/ устанавливает показатели и нормы качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц в точках, к которым присоединяются электрические сети, находящиеся в собственности различных потребителей, или приемники электроэнергии (точки общего присоединения).

Нормы вышеуказанного стандарта являются обязательными для всех рабочих режимов работы систем электроснабжения, кроме режимов, обусловленных:

- исключительно погодными условиями и стихийными бедствиями (ураганы, землетрясения и т.п.);
- непредвиденными ситуациями, вызванными действиями стороны, не являющейся энергоснабжающей организацией или потребителем (пожар, взрыв, военные действия);
- условиями, связанными с ликвидацией последствий, вызванных исключительными погодными условиями и непредвиденными обстоятельствами.

Среди показателей качества электроэнергии (ПКЭ) имеются такие, по которым производят сертификацию электроэнергии и которые включаются в договоры на электроснабжение. К таким ПКЭ относятся:

- отклонение частоты;
- отклонение напряжения;

- коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям;
- коэффициенты искажения синусоидальности и n-й гармонической составляющей напряжения.

Поддержание отклонений частоты и напряжения чаще всего осуществляется на общесистемном уровне.

Имеются также ПКЭ, характеризующие случайные электромагнитные явления и технологические режимы в системах электроснабжения. К ним относятся: провалы напряжения; перенапряжения; импульсы напряжения. Последние три показателя не нормируются.

5.1 УРОВЕНЬ НАПРЯЖЕНИЯ

Напряжение электрической сети постоянно изменяется вместе с изменением нагрузки, режима работы источника питания, сопротивления электрической цепи. Поэтому один из основных показателей качества электрической энергии – *установившееся отклонение напряжения* /23/ у потребителя не всегда соответствует нормированному значению (табл. 5.1).

Таблица 5.1 – Допустимые значения отклонения напряжения

Показатель качества электрической энергии	Нормально допустимое значение	Предельно допустимое значение
Установившееся отклонение напряжения, %	± 5	± 10

Основными причинами некачественного напряжения у потребителей являются:

- потери напряжения, вызываемые токами нагрузки, протекающими по элементам сети;

—неправильный выбор сечений проводов и мощности силового трансформатора;

—неправильное построение схемы электрической сети.

Кратко вероятные последствия от отклонения напряжения на работу наиболее распространенного электрооборудования отражено в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Влияние отклонения напряжения на электрооборудование

Наименование электрооборудования	Вероятные последствия при	
	снижении напряжения на 10% от U_n	увеличении напряжения на 10% от U_n
Асинхронные электродвигатели	Момент электродвигателя изменяется пропорционально квадрату напряжения	
	Момент снижается на 19%; температура обмоток повышается на 7 °С; затягивается пуск; скольжение увеличивается на 27,5%; ток ротора повышается на 14%, ток статора – на 10%	Увеличенный момент приводит к пусковому удару на валы, ременные передачи; пусковой ток повышается на 12%; коэффициент мощности снижается на 5%
Осветительные приборы (лампы накаливания, люминесцентные, газонаполненные, ртутные и др.)	Световой поток снижается на 10%. Для нормального освещения потребуется на 30% больше ламп накаливания, на 15% – люминесцентных ламп	Срок службы ламп накаливания снизится в 2,5 раза; увеличится температура балластных сопротивлений; инфракрасные источники света увеличат на 21% выделение тепла
Электронная аппаратура	Тиратроны повреждаются в течение нескольких минут; возникают ошибки в работе цифровой техники	Выход из строя сетевых фильтров, блоков питания, адаптеров; срок службы электронных компонентов сокращается

При повышении напряжения сверх номинального происходит перерасход электроэнергии по сравнению с уровнем ее потребления в

номинальном режиме работы электрооборудования, сокращение срока службы электрооборудования.

На преддипломной практике студенту следует оценить уровни напряжения у потребителей в наиболее характерных точках электрической сети и установить причины недопустимых уровней напряжения.

Характерными точками в сети 0,38 кВ, с точки зрения уровня напряжения, являются:

- в режиме минимальных нагрузок – зажимы электропотребителей, находящиеся вблизи шин 0,4 кВ ТП 10/0,4 кВ;
- при максимальных нагрузках – зажимы наиболее удаленных от источника питания электропотребителей.

Проверку уровней напряжения у потребителей целесообразно выполнять для ближайшей к шинам 10 кВ ТП 10/0,4 кВ (при минимальных нагрузках) и для наиболее удаленной ТП (при максимальных нагрузках).

Для получения информации о качестве напряжения можно использовать как ранее выпускавшиеся статические анализаторы качества напряжения (САКН), при помощи которых можно получить гистограмму отклонений напряжения на зажимах потребителей /26/, так и современные отечественные измерительные приборы для контроля показателей качества электроэнергии (ПКЭ) типа: ЭРИС, Ресурс–UF, Энергомонитор, Уран-100М, «Омск», Парма РК и другие. На основании полученных данных судят о правильности использования имеющихся средств регулирования напряжения, влиянии технологического процесса на уровень напряжения, а также о соответствии параметров сети передаваемым по ней нагрузкам.

Без приборов, контролирующих ПКЭ, менее точные результаты могут быть получены при помощи обычного вольтметра. Для этого необходимо в течение суток или рабочей смены через одинаковые отрезки времени измерять величину напряжения на зажимах потребителей. Анализ

полученных результатов следует выполнить по методике /26/. Чем больше будет произведено измерений, тем достовернее получится результат оценки.

При проектировании сетей 0,38 кВ и 10 кВ, когда окончательный выбор сечения проводов уже сделан, необходимо составить таблицу отклонений напряжения для проверки действительных уровней напряжения у потребителей. Форма таблицы отклонения напряжения аналогична таблице 4.5. Порядок ее заполнения при определении отклонений напряжения у потребителей отличается от порядка, рассмотренного в п. 4.3.

Для определения реального отклонения напряжения у потребителя в таблицу отклонения напряжения необходимо внести:

- 1) уровни напряжения на шинах 10 кВ питающих подстанций с учетом рекомендаций /6/, если отсутствуют данные о существующем режиме (режим встречного регулирования напряжения или режим стабилизации);
- 2) значения потерь напряжения в линии 10 кВ, рассчитанные для известных сечений проводов;
- 3) выбранное значение регулирующей надбавки силового трансформатора напряжением 10/0,4 кВ и значение потери напряжения в трансформаторе;
- 4) значения потерь напряжения в линии 0,38 кВ в режиме максимальной и минимальной нагрузок.

После этого на основе баланса отклонений и потерь напряжения вычисляют реальное отклонение напряжения у потребителя. Если полученное отклонение напряжения выходит за пределы нормируемых значений, то следует предпринять меры по регулированию напряжения.

Регулирование напряжения в сельских электрических сетях является важным фактором для обеспечения надежного и экономичного электроснабжения и энергосбережения.

5.2 РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В СЕЛЬСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

В условиях эксплуатации необходимо поддерживать напряжения у потребителей на уровне нормируемых значений. С целью увеличения пропускной способности действующих линий и уменьшения потерь напряжения в них применяют технические средства для регулирования напряжения.

Все возможные способы регулирования напряжения у потребителей могут быть проиллюстрированы следующей формулой:

$$U_2 \approx U_1 - \Delta U = U_1 \pm U_{\text{доб}} - \frac{P \cdot R + (Q - Q_c)(X - X_c)}{U_n}, \quad (5.1)$$

где U_2 – напряжение в конце линии у потребителя;

U_1 – напряжение в начале линии на шинах питающей электростанции;

$U_{\text{доб}}$ – величина регулируемых надбавок силового трансформатора;

P и Q – активная и реактивная составляющие потока мощности, передаваемой по сети;

R и X – суммарные активные и индуктивные сопротивления сети (включая и сопротивления силовых трансформаторов);

Q_c – мощность генерирующего источника реактивной энергии;

X_c – емкостное сопротивление компенсирующего устройства.

Изменяя напряжение на шинах источника питания U_1 в соответствии с выражением 5.1, осуществляют регулирование напряжения у потребителей. Технически это реализуется изменением тока возбуждения генераторов на электростанциях или изменением коэффициентов трансформации на питающих подстанциях. Это основное и наиболее эффективное средство регулирования напряжения применяется на районных питающих

подстанциях при помощи трансформаторов и автотрансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН).

В сельской электрической сети величина регулируемой надбавки $U_{доб}$ создается в основном потребительским трансформатором 10/0,4 кВ, оснащенным переключателем (коэффициента трансформации) без возбуждения (ПБВ). Реже используются сетевые регуляторы напряжения (вольтдобавочные трансформаторы), создающие добавочную ЭДС в линии. Трансформаторами с ПБВ нельзя осуществить встречное регулирование напряжения, так как их коэффициенты трансформации при изменении режима в течение суток неизменны. Регулирование напряжения трансформаторами с ПБВ следует использовать только как сезонное. Более частые переключения оказываются дорогим мероприятием, поскольку требуют отключения трансформатора от сети, усложняют эксплуатацию и приводят к недоотпуску электроэнергии потребителям.

При чрезмерно большом напряжении у потребителей, например, в режиме минимальных нагрузок, оно может быть уменьшено, если на двухтрансформаторной подстанции или ТП 10/0,4 кВ отключить один из параллельно работающих трансформаторов. В выражении 5.1 это отразится на изменении параметров R и X .

Как видно из выражения 5.1, уровень напряжения у потребителей зависит от потоков активной и реактивной мощностей. Активную мощность P нельзя изменять для регулирования напряжения, т.к. она расходуется на совершение полезной работы в приемниках электрической энергии (нагрев, освещение, привод рабочих машин и т.п.). Основными потребителями реактивной мощности Q являются трансформаторы, воздушные линии, асинхронные электродвигатели, сварочные агрегаты и другие аналогичные нагрузки. В таких потребителях энергия в течение первой четверти периода накапливается в магнитном поле, а в течение следующей четверти

возвращается из магнитного поля обратно к источнику, загружая все элементы сети реактивной мощностью. Следовательно, изменяя поток реактивной мощности, можно регулировать напряжение у потребителя. Технически для сельских электрических сетей это делают при помощи батарей статических конденсаторов, подключаемых параллельно потребителям реактивной мощности. В этом случае конденсатор заставляет реактивный поток энергии преобразовываться в электрическое поле, которое в следующую четверть периода снова преобразуется в магнитное поле. При этом реактивная мощность будет циркулировать в контуре «потребитель – конденсатор», а освобожденная от реактивного тока электрическая сеть будет иметь меньшую потерю напряжения.

Наиболее целесообразным является такое размещение компенсирующих устройств, при котором обеспечивается минимум приведенных затрат.

Необходимая реактивная мощность компенсирующих устройств рассчитывается по следующему выражению:

$$Q_C = \Delta U *_{p} 2\pi \cdot f \cdot C \cdot U_n^2 10^{-9}, \text{ квар}, \quad (5.2)$$

где $\Delta U *_{p}$ – относительная величина необходимого повышения напряжения.

f – частота сети, Гц;

C – необходимая емкость конденсаторов, мкФ;

U_n – номинальное напряжение сети, кВ.

$$\Delta U *_{p} = \frac{U'_2 - U_2}{U_n},$$

здесь U'_2 – значение напряжения у потребителя, до которого следует повысить напряжение, кВ.

Регулирование напряжения осуществляется также при помощи батареи конденсаторов (X_C), которые для этого необходимо включать в рассечку линии, т.е. последовательно. Такое включение конденсаторов в сеть может быть рекомендовано при низких значениях $\cos\varphi$ на линиях с относительно

большими сечениями проводов, так как при малых сечениях проводов потеря напряжения в линии будет определяться в основном ее активным сопротивлением и включение конденсаторов мало повлияет на уровень напряжения у потребителей.

Конденсаторные батареи, включаемые в рассечку линии, должны рассчитываться на проходную мощность линии, так как напряжение на их обкладках определяется не напряжением сети, а произведением квадрата тока на сопротивление:

$$Q_c = 3I^2 \cdot X_c \cdot 10^{-3}, \text{ квар}, \quad (5.3)$$

где I – рабочий ток линии, А. $I = \frac{S}{\sqrt{3}U}$;

S – максимальная мощность, проходящая по линии, кВА;

X_c – реактивное сопротивление конденсатора, Ом. $X_c = \frac{1}{2\pi fC}$.

Необходимую мощность конденсаторов можно оценить и как

$$Q_c = \kappa \cdot S, \quad (5.4)$$

где $\kappa = \sin \varphi - \sqrt{\frac{1}{(1 + \Delta U_{*p})^2} - \cos^2 \varphi}$,

здесь $\cos \varphi$ – коэффициент мощности при максимальной нагрузке.

Следует отметить, что конденсаторные установки не только регулируют напряжение, но также уменьшают потери мощности и электроэнергии.

При выполнении дипломных проектов необходимость выбора и установки средств регулирования напряжения (СРН) следует обосновывать путем сравнения приведенных затрат на электрическую сеть со СРН и без них в следующей последовательности /21/:

1. Определяют потери напряжения для сети с известными проводами.
2. По таблице отклонений напряжения оценивают уровень напряжения у потребителей. При несоответствии отклонения напряжения у потребителя

требованиям /23/, провода на отдельных участках линии заменяют на провода с большим сечением.

3. Вычисляют приведенные затраты для сети с известными (рассчитанными) проводами $Z = E_n \cdot K + I$ и для сети с проводами, обеспечивающими нормированный уровень напряжения у потребителей за счет увеличения сечения провода – $Z' = E_n \cdot K' + I'$ (здесь E_n – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений; K – капиталовложения в соответствующий вариант; I – ежегодные эксплуатационные издержки соответствующего варианта).

4. Рассчитывают превышение затрат в случае выполнения сети проводами большего сечения: $\Delta Z = Z' - Z$.

5. Выбирают СРН и определяют приведенные затраты на его установку и эксплуатацию: $Z_{срн} = E_n \cdot K_{срн} + I_{срн}$.

6. Сравнивают два варианта. Вариант со СРН будет экономически выгодным, если выполняется условие: $\Delta Z > Z_{срн}$.

В противном случае от регулирования напряжения следует отказаться в пользу замены сечения проводов на большее сечение на участках линии.

Следует заметить, что не существует единого универсального способа устранения проблем качества электроэнергии. Оптимальное технико-экономическое решение должно вырабатываться для каждой электроустановки индивидуально.

5.3 СИММЕТРИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В ТРЕХФАЗНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Под несимметрией напряжений понимают неравенство фазных и линейных напряжений по амплитуде и углам сдвига между ними.

Несимметрия напряжений характеризуется коэффициентами несимметрии напряжений по обратной последовательности /23/:

$$K_{2U} = \frac{U_2}{U_n} \cdot 100 \quad (5.5)$$

и по нулевой последовательности

$$K_{0U} = \frac{U_0}{U_n} \cdot 100, \quad (5.6)$$

где U_2 – действующее значение напряжения обратной последовательности;

U_0 – действующее значение напряжения нулевой последовательности;

U_n – действующее значение номинального напряжения.

Для электродвигателей даже небольшое напряжение обратной последовательности создает ток обратной последовательности, приводящий к значительному тормозному моменту.

Таблица 5.3 – Допустимые значения несимметрии напряжения

Показатель качества электрической энергии и единицы измерения	Нормально допустимое значение	Предельно допустимое значение
Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности, %	2	4
Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности, %	2	4

Основными виновниками ухудшения ПКЭ по несимметрии и несинусоидальности являются потребители, генерирующие токи обратной и нулевой последовательности, токи высших гармоник, распространяющихся по всей сети. Тем самым они ухудшают КЭ на клеммах других потребителей, что вызывает справедливые нарекания со стороны этих потребителей к электроснабжающей организации.

В системах электроснабжения различают кратковременные (аварийные) и длительные (эксплуатационные) несимметричные режимы.

Кратковременные несимметричные режимы обычно вызываются разрывом фазных проводов линии и обусловлены наличием симметричных составляющих обратной последовательности.

На этапе дипломного проектирования затруднительно предусмотреть мероприятия по ограничению составляющих токов обратной последовательности из-за их вероятностного проявления.

Длительные несимметричные режимы в сетях 0,38 кВ обусловлены неравенством нагрузок в фазах.

При проектировании следует равномерно распределять по фазам сельской сети 0,38 кВ однофазные нагрузки. Однако даже симметричное распределение однофазных нагрузок по фазам сети 0,38 кВ не гарантирует равномерности загрузки фаз, так как существует случайность электропотребления.

Несимметрия фазных напряжений в сети 0,38 кВ характеризуется коэффициентом напряжения нулевой последовательности. Напряжение нулевой последовательности U_o называется также *напряжением смещения нейтрали сети* и определяется формулой

$$U_o = I_o \cdot Z_o, \quad (5.7)$$

где I_o – ток нулевой последовательности;

Z_o – полное сопротивление нулевой последовательности электрической сети.

Возможности уменьшения тока нулевой последовательности ограничиваются пределами возможностей выравнивания нагрузок фаз. Сопротивление нулевой последовательности ВЛ зависит от сечения нулевого провода, его длины и включаемых в нейтраль сети электрических аппаратов.

Определяющее влияние на величину Z_o оказывает величина сопротивления нулевой последовательности силового трансформатора, включенного в сеть.

Наиболее простой по конструкции и экономичный по расходу активных материалов трансформатор со схемой соединения обмоток Y/Y_n – создает большое сопротивление нулевой последовательности, так как магнитный поток, наведенный токами нулевой последовательности, замыкается через бак силового трансформатора. Такой силовой трансформатор не симметрирует нагрузки, а со стороны 0,38 кВ токи однофазного короткого замыкания зачастую недостаточны для обеспечения быстрого действия автоматических выключателей и предохранителей. Из-за этого приходится завышать мощность силового трансформатора, чтобы добиться требуемого быстрого действия токовых защит.

При соединении первичной обмотки трансформатора в треугольник, токи нулевой последовательности, кратные трем, замыкаясь в первичной обмотке, снижают сопротивление нулевой последовательности. В результате этого величина несимметрии в сети 0,38 кВ может быть уменьшена, а ток однофазного замыкания увеличен.

В случае использования трансформатора, обмотки которого соединены по схеме Y/Z_n (звезда–зигзаг с нулем) токи нулевой последовательности, кратные трем, протекают по каждой вторичной полуобмотке, расположенной на разных стержнях, в противоположных направлениях. Благодаря этому магнитный поток, создаваемый этими токами, равен нулю. Токи же нулевой последовательности высших гармоник создают лишь потоки рассеяния.

Таким образом, при проектировании уменьшить несимметрию фазных напряжений можно выбором схемы включения обмоток силового трансформатора.

Другим мероприятием по уменьшению сопротивления всех последовательностей почти вдвое может быть рекомендовано включение силовых трансформаторов на параллельную работу.

Ориентировочную оценку несимметрии напряжения, а следовательно, и необходимости симметрирования электрической сети, можно производить по отношению суммарной однофазной нагрузки S_0 к мощности короткого замыкания S_k в точке присоединения однофазных нагрузок. Если $S_k > 50 \cdot S_0$, то необходимости в симметрировании нет; когда $S_k < 50 \cdot S_0$, следует принимать меры по уменьшению несимметрии напряжений с целью удовлетворения требований ГОСТ /23/.

5.4 ФОРМА КРИВОЙ НАПРЯЖЕНИЯ И ТОКА

Любые электроприборы с нелинейными характеристиками являются источниками гармоник тока в сети 0,38 кВ. В нелинейных устройствах ток не пропорционален приложенному напряжению. В то время как напряжение синусоидально, ток искажен.

Нормируются два показателя, характеризующие форму кривых напряжения:

- коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения

$$K_U = \sqrt{\frac{\sum_{n=2}^n U_{(n)}^2}{U_{(1)}^2}} \cdot 100\% ;$$

- коэффициент n -ой гармонической составляющей напряжения

$$K_{U_n} = \frac{U_{(n)}}{U_{(1)}} \cdot 100\%,$$

где n – порядок гармоники;

$U_{(n)}$ – действующее значение n -ой гармоники напряжения, В;

$U_{(1)}$ – действующее значение первой (основной) гармоники напряжения, В.

Таблица 5.4 – Допустимые значения коэффициентов искажения синусоидальности кривой напряжения

Показатель качества электрической энергии и единицы измерения	Нормально допустимое значение	Предельно допустимое значение
Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения в сети 0,38 кВ, %	8	12
Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения в сети 10 кВ, %	5	8
Коэффициент второй гармонической составляющей напряжения в сети 0,38 кВ, %	2	3
Коэффициент третьей и седьмой гармонической составляющей напряжения в сети 0,38 кВ, %	5	7,5
Коэффициент пятой гармонической составляющей напряжения в сети 0,38 кВ, %	6	9

Высшие гармоники тока в электрической сети вызывают:

- паразитные поля и электромагнитные моменты в асинхронных электродвигателях, которые ухудшают механические характеристики и КПД машины, усиливают акустический шум. В результате необратимых физико-химических процессов, протекающих под воздействием полей высших гармоник, а также повышенного нагрева токоведущих частей наблюдается ускоренное старение изоляции электрических машин, трансформаторов, кабелей;

- ухудшение коэффициента мощности;

- нарушение работы устройств автоматики, телемеханики, компьютерной техники и других устройств с элементами электроники;

- погрешности измерений индукционных счетчиков электроэнергии, которые приводят к неполному учету потребляемой электроэнергии;

- увеличение сечения проводника нейтрали сети при наличии гармоник тока кратных трем;

- сбои при передаче информации по силовым цепям, используемых в качестве каналов связи.

Улучшение формы кривой тока и напряжения в сети 0,38 кВ может быть достигнуто одним из следующих способов:

- подавлением уровня высших гармоник, генерируемых вентильными преобразователями;

- рациональным построением схемы электрической сети;

- использованием фильтров высших гармоник.

Для улучшения формы кривой тока можно использовать на этапе проектирования схемные решения. Например, выделение нелинейных нагрузок на отдельную систему шин, группирование вентильных преобразователей по схеме умножения фаз, подключение нелинейной нагрузки к системе с большей мощностью короткого замыкания. Для однофазных нелинейных нагрузок соединение обмоток трансформатора имеет существенное влияние на токи гармоник кратных трем. При соединении фазных обмоток силового трансформатора в «звезду» или «треугольник» ЭДС третьих гармонических (и кратные им) будут отсутствовать в линейных напряжениях. Можно рекомендовать использование специального оборудования, например, трансформатор с симметрирующим устройством, выпускаемый в Белоруссии.

Необходимо также добиваться, насколько это возможно, сбалансированности нагрузок по фазам. При этом обеспечивается минимальный ток в проводнике нейтрали сети 0,38 кВ и минимальное содержание гармоник.

Фильтры гармоник состоят из конденсаторов, включенных последовательно с индуктивностью. Индуктивность следует выбирать такой

величины, чтобы фильтр представлял собой низкоимпедансный последовательный резонансный контур на частоте n -ой гармоники. Таким образом, обеспечивается прохождение основной части n -ой гармонической составляющей тока через фильтр.

Чтобы противостоять искажениям, электрооборудование ответственных потребителей может быть обеспечено системой защиты с быстродействием, равным половине периода частоты 50 Гц, которая должна обеспечивать практически номинальную мощность в течение нескольких секунд до полного восстановления качества напряжения. Такая система может представлять собой либо источник запасенной энергии, либо дополнительный источник энергии. Указанные устройства (бесперебойные блоки питания) должны или быстро подключаться, или быть постоянно подключенными к электрооборудованию.

Для снижения гармонического состава потребляемого тока и повышения коэффициента мощности системы в фазные провода можно рекомендовать включение индуктивных сопротивлений (дресселей).

6 МЕРОПРИЯТИЯ ПО РАЦИОНАЛЬНОМУ И ЭКОНОМНОМУ РАСХОДОВАНИЮ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Среди всех видов народнохозяйственных ресурсов все большую роль в современных условиях приобретают ресурсы топлива и энергии. В условиях нехватки генерирующих мощностей в стране рациональное использование электроэнергии становится одним из важнейших источников экономии топлива. Рациональное электропотребление предполагает прежде всего доведение до минимума расхода электроэнергии на единицу производимой продукции.

Вопросы экономии энергоресурсов должны решаться прежде всего в процессе эксплуатации электроустановок, однако и на этапе дипломного проектирования этим вопросам следует также уделять внимание. При этом технико-экономические оценки необходимо выполнять для всей системы электроснабжения, то есть производства, распределения и применения электроэнергии.

Вопросы рационального электропотребления неразрывно связаны с проектированием системы электроснабжения и снижением потерь электроэнергии в электрических сетях. При анализе структуры потерь электроэнергии следует различать следующие виды потерь:

- *отчетные потери*, определяемые как разность поступившей в систему энергии и реализованной, вычисленной по сумме оплаченных счетов от потребителей;

- *расчетные или технологические потери* – определяются с учетом элементов сети, они обусловлены расходом электроэнергии на нагрев проводов и создание электромагнитных полей;

- *коммерческие потери* – определяются как разность между отчетными и технологическими потерями, они вызваны несовершенством системы учета, погрешностью трансформаторов тока, хищениями и т.п.

6.1 МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ РАСЧЕТНЫХ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ

Потери электроэнергии в электрических сетях складываются из потерь в отдельных элементах системы электроснабжения. Величина потерь электроэнергии в каждом элементе сети существенно зависит от характера нагрузки и ее изменения в течение рассматриваемого периода времени.

При постоянной нагрузке технологические потери электроэнергии в электрической сети за время t определились бы как

$$\Delta W = \Delta P \cdot t, \quad (6.1)$$

где ΔP – потери активной мощности.

Однако на самом деле нагрузка в течение суток, года изменяется, и точное определение потерь электроэнергии усложняется. Наиболее точный, но трудоемкий метод расчета потерь электроэнергии – это определение их по графику нагрузок /10/. На этапе проектирования студент не всегда располагает исходными суточными графиками нагрузок, и поэтому данный метод расчета потерь электроэнергии здесь не рассматривается.

Менее точный, но более простой метод вычисления потерь электроэнергии основывается на расчете с использованием времени наибольших потерь – τ :

$$\Delta W = \Delta P_{\text{нб}} \cdot \tau, \quad (6.2)$$

где $\Delta P_{\text{нб}}$ – наибольшие (максимальные) потери мощности в электрической сети;

τ – время потерь – это время, за которое при работе с наибольшей нагрузкой потери электроэнергии были бы те же, что и при работе по действительному графику нагрузки.

Для сельскохозяйственных потребителей при времени использования максимума нагрузки $T=2300\text{--}4500$ ч/год время потерь может быть вычислено как /22/

$$\tau = 0,69 \cdot T - 584. \quad (6.3)$$

При меньших значениях времени использования максимума нагрузки (T) время потерь рекомендуется определять по следующей формуле /28/:

$$\tau = (0,124 + T \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760. \quad (6.4)$$

Потери активной мощности в электрической сети могут быть определены по закону Джоуля-Ленца:

$$\Delta P_{нб} = \frac{P_{\max}^2 R}{U^2 \cos^2 \varphi}, \quad (6.5)$$

где P_{\max} – значение максимальной активной мощности, передаваемой по сети;

R – значение активного сопротивления проводника, по которому передается мощность;

U – напряжение сети, при котором передается мощность;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности.

Анализ выражения (6.5) позволяет наметить мероприятия для снижения потерь мощности на этапе проектирования. В настоящее время нет единой установившейся классификации мероприятий по снижению потерь мощности и энергии в системах электроснабжения, поэтому в таблице 6.1 мероприятия условно разбиты на две группы: организационные и технические.

Организационные мероприятия, в отличие от технических мероприятий, практически не требуют для их внедрения дополнительных капиталовложений.

При технико-экономической оценке технических мероприятий и выборе их очередности необходимо учитывать не только эффект от снижения потерь электроэнергии, но и сопутствующие эффекты, такие как, например, снижение ущерба, наносимого электропотребителям низким качеством электрической энергии по напряжению.

Таблица 6.1 – Мероприятия по снижению потерь электроэнергии

Организационные мероприятия	Технические мероприятия
1. Правильный выбор местоположения ТП и схемы электрической сети	1. Повышение пропускной способности сети за счет строительства новых линий и подстанций
2. Поддержание оптимальных уровней напряжения на шинах питающих подстанций	2. Замена проводов на перегруженных линиях на провода с большим сечением.
3. Равномерность распределения нагрузок по фазам сети 0,38 кВ	3. Сокращение радиусов ВЛ 10 кВ за счет проектирования сетей более высокого класса напряжения и использования "глубокого" ввода
4. Применение автоматических устройств отключения электропотребителей на периоды холостого хода или при отсутствии надобности в их работе	4. Оснащение питающих подстанций трансформаторами с устройствами регулирования напряжения под нагрузкой (РПН)
5. Переключение обмоток электродвигателя с "треугольника" на "звезду" у малозагруженных электродвигателей	5. Перевод сети на более высокое номинальное напряжение
6. Замена устаревшего оборудования на новое, имеющее более высокий КПД	6. Установка в сетях компенсирующих и симметрирующих устройств
7. Отключение трансформаторов при малой нагрузке на двухтрансформаторных подстанциях	7. Прокладка СИП между шинами 0,4 кВ трансформаторной подстанции и серединой ВЛ 0,38 кВ
	8. Применение вольтодобавочных трансформаторов

Экономическую целесообразность технических мероприятий следует оценивать по приведенным затратам.

Оценку потерь мощности в электрической сети напряжением 0,38 кВ можно выполнить и по результатам измерений (или расчета) потерь напряжения /29/:

$$\Delta P, \% = \Delta U, \% \cdot K_{св} \quad (6.6)$$

где $\Delta P, \%$ – относительные потери мощности, $\Delta P, \% = \Delta P \cdot 100 / P_n$;

$\Delta U, \%$ – относительные потери напряжения, $\Delta U, \% = \Delta U \cdot 100 / U_n$;

$K_{св}$ – коэффициент связи между $\Delta U, \%$ и $\Delta P, \%$.

Таблица 6.2 – Значения $K_{св}$

$\cos\varphi$	Для ВЛ с сечением головного участка, мм ²					Для кабельных линий
	25	35	50	70	95	
0,6	1,96	1,75	1,52	1,28	1,07	2,75
0,7	1,55	1,41	1,25	1,08	0,92	2,04
0,8	1,27	1,18	1,07	0,94	0,83	1,56
0,9	0,99	0,99	0,95	0,87	0,78	1,25

На приведенных ниже примерах показаны некоторые пути снижения не только потерь электроэнергии, но и улучшения некоторых других параметров электрической сети.

Пример 6.1. На вводе 0,4 кВ ТП 10/0,4 кВ в максимум нагрузки значения фазных токов составили: $I_A = 65\text{А}$, $I_B = 82\text{А}$, $I_C = 118\text{А}$. Сопротивления фазных и нулевого проводов равны $r_\phi = r_o = 0,205\text{ Ом}$. Определить годовые потери электроэнергии, вызванные несимметрией токов, если $\tau = 2000\text{ ч}$.

Решение. Вычисляем среднее значение тока фаз:

$$I_{cp} = \frac{I_A + I_B + I_C}{3} = \frac{65 + 82 + 118}{3} = 88,3\text{ А}.$$

Коэффициент, характеризующий изменение потерь активной мощности при несимметрии /28/, равен:

$$K_{\Delta P} = \frac{1}{3} \left[\left(\frac{I_A}{I_{cp}} \right)^2 + \left(\frac{I_B}{I_{cp}} \right)^2 + \left(\frac{I_C}{I_{cp}} \right)^2 \right] \left[1 + 1,5 \frac{r_o}{r_\phi} \right] - 1,5 \frac{r_o}{r_\phi} =$$

$$= \frac{1}{3} [(65/88,3)^2 + (82/88,3)^2 + (118/88,3)^2] (1 + 1,5) - 1,5 = 1,16.$$

Расчет показывает, что указанная несимметрия фазных токов приводит к увеличению потерь активной мощности на 16% по сравнению с симметричным режимом работы сети.

Потери активной мощности при несимметричной нагрузке фаз составляют:

$$\Delta P = 3I_{cp}^2 \cdot r_{\phi} \cdot K_{\Delta P} = 3 \cdot 88,3 \cdot 0,205 \cdot 1,16 = 5562 \text{ Вт},$$

из которых 16% (или $\Delta P_{\Delta} = 0,89 \text{ кВт}$) являются дополнительными потерями активной мощности, вызванными несимметрией фазных токов.

Годовые потери электроэнергии, вызванные несимметрией фазных токов, составят:

$$\Delta W = \Delta P_{\Delta} \cdot \tau = 0,89 \cdot 2000 = 1780 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Пример 6.2. В корпусах молочно-товарной фермы установлены лампы накаливания общей мощностью 13,5 кВт. Определить перерасход электроэнергии при повышении напряжения в среднем на 7% от номинального значения 220 В, если при повышенном напряжении в течение года лампы работают 2500 часов.

Решение. Находим мощность ламп при повышенном напряжении в сети:

$$P_{\Delta} = P_y \left(1 + \frac{\delta U}{100}\right)^{1,5} = 13,5 \left(1 + \frac{7}{100}\right)^{1,5} = 14,9 \text{ кВт}.$$

Превышение над потребляемой при номинальном напряжении мощностью составляет:

$$\Delta P = 14,9 - 13,5 = 1,4 \text{ кВт}.$$

Перерасход электроэнергии равен:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau = 1,4 \cdot 2500 = 3500 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Кроме этого, при повышенном напряжении сокращается срок службы ламп:

$$T_C = T_H \left(1 + \frac{\delta U}{100}\right)^{-14} = 1000 \left(1 + \frac{7}{100}\right)^{-14} = 388 \text{ ч}.$$

Как видно из расчета, срок службы ламп накаливания при повышенном напряжении уменьшится более чем в 2,5 раза, а перерасход электроэнергии составит 3,5 тыс. кВт·ч.

Пример 6.3. Определить экономию электроэнергии от перевода сети с напряжения 6 кВ на 10 кВ, если по линии, выполненной проводом А35 и имеющей протяженность 8 км, передается нагрузка $S=860 \text{ кВА}$ при $\tau=3200 \text{ ч}$.

Решение. В общем виде потери электроэнергии при различных номинальных напряжениях линии определяются выражением (6.2)

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau = \frac{S^2 \cdot r_0 \cdot \ell}{U^2} \cdot \tau.$$

Вычисляем экономию электроэнергии от перевода линии на более высокий класс напряжения:

$$\Delta W = \Delta W_6 - \Delta W_{10} = 860^2 \cdot 0,83 \cdot 8 \cdot 3200 \cdot (1/6^2 - 1/10^2) = 2,8 \cdot 10^5 \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

или 0,28 млн кВт·ч.

Перевод сети на более высокое номинальное напряжение следует применять в основном для повышения пропускной способности линий, или в тех случаях, когда нагрузка сети достигла предельных для действующего номинального напряжения значений. Снижение потерь электроэнергии в этом случае является сопутствующим эффектом.

Пример 6.4. Определить снижение потерь электроэнергии при увеличении коэффициента мощности с $\cos \varphi_1 = 0,6$ до $\cos \varphi_2 = 0,9$, если потребляемая активная мощность составляет 55 кВт, а годовая продолжительность работы конденсаторной батареи составляет 3500 час.

Решение. Необходимая мощность конденсаторной батареи

$$Q_k = P (tg \varphi_1 - tg \varphi_2) = 55 (1,33 - 0,48) = 46,8 \text{ квар.}$$

Годовая экономия электроэнергии

$$\Delta W = K_n \cdot Q_k \cdot t_k = 0,07 \cdot 46,8 \cdot 3500 = 11454 \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

здесь K_n – коэффициент изменения потерь активной мощности, кВт/квар.

По данным /21/ $K_n = 0,07$ кВт/квар.

Использование конденсаторных установок позволяет получить многократный эффект:

- разгрузить питающие линии электропередачи, трансформаторы и распределительные устройства;
- снизить расходы на оплату электроэнергии;

- при использовании определенного типа конденсаторных установок снизить уровень высших гармоник;
- подавить сетевые помехи, снизить несимметрию фаз;
- сделать распределительные сети более надежными и экономичными.

На основании приказа Министерства промышленности и энергетики РФ от 22 февраля 2007 г. № 49, утверждающего «Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах энергоснабжения)», предельное значение коэффициента реактивной мощности ($\text{tg}\varphi$), потребляемой в часы максимума суточных нагрузок электрической сети, для потребителей, присоединенных к сетям напряжением 0,38 кВ, не должно превышать 0,35.

6.2 МЕРОПРИЯТИЯ ПО УМЕНЬШЕНИЮ КОММЕРЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Значение коммерческих потерь электроэнергии зависит от класса точности приборов учета электроэнергии, измерительных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН), а также значения падения напряжения во вторичной цепи ТН.

В соответствии с /5/ значение падения напряжения во вторичной цепи ТН $\Delta U_{\text{ТН}}$, % не должно превышать половины класса точности ТН. Как правило, допустимые погрешности ТН совпадают с их классами точности.

У измерительных ТТ и счетчиков погрешности зависят от токовой нагрузки. Допустимые погрешности ТТ в диапазоне нагрузки 20–120% от номинальной в среднем составляет /28/: для ТТ класса точности 0,2 – $\pm 0,3\%$;

для ТТ класса точности 0,5 – $\pm 0,7\%$. Допустимые погрешности счетчиков при токе более 20% номинального не превышают своих классов точности. Однако в эксплуатации зачастую измерительные трансформаторы тока оказываются недогружены. Основными причинами низкой загрузки трансформаторов тока являются:

- фактическая загрузка оказывается ниже проектной;
- дискретность шкалы номинальных токов;
- условие динамической устойчивости;
- средний ток оказывается существенно меньше максимального.

При выборе средств учета в дипломном проектировании следует руководствоваться следующим положением /5/: класс точности измерительных ТН и ТТ, предназначенных для расчетного учета, должен быть не ниже 0,5; счетчиков, включаемых без измерительных трансформаторов, – не ниже 2,5.

Допускается использование одних и тех же измерительных трансформаторов для подключения приборов учета, измерительных приборов и устройств релейной защиты, если общая вторичная нагрузка не превышает номинальную для данного класса точности.

Для обеспечения гарантированного класса точности трансформатора тока необходимо, чтобы расчетная нагрузка вторичной обмотки ТТ не превышала допустимой (каталожной). Сведения о допустимой нагрузке ТТ приведены, например, в /29/.

Расчетную вторичную нагрузку ТТ следует определять по выражению

$$S_{2TT} = I_{2H}^2 (R_{np} + R_{сч} + R_{к}) ,$$

где I_{2H} – номинальный ток вторичной обмотки ТТ;

R_{np} – сопротивление присоединительных проводов, $R_{np} = K_{сх} L / \gamma F$,

здесь $K_{сх}$ – коэффициент схемы соединения ТТ. У схемы *полной* и *неполной* звезды $K_{сх} = 1$;

L – длина соединительных проводов;

γ – удельная проводимость материала проводника;

F – сечение соединительных проводов. Минимальное сечение проводов во вторичной обмотке ТТ должно быть не менее $2,5 \text{ мм}^2$ для алюминиевых и не менее $1,5 \text{ мм}^2$ для медных проводов;

$R_{\text{сч}}$ – сопротивление включенных обмоток счетчика;

$R_{\text{к}}$ – сопротивление контактов во вторичной цепи ТТ. Можно принять

$$R_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}.$$

Если условие проверки не будет выполняться, то необходимо либо снизить вторичную нагрузку, увеличив площадь сечения соединительных проводов, либо заменить трансформатор тока на другой, с большей нагрузкой вторичной обмотки или большим коэффициентом трансформации.

6.3 РЕГУЛИРОВАНИЕ СУТОЧНОГО ГРАФИКА НАГРУЗКИ И СНИЖЕНИЕ ПИКОВ В ЧАСЫ МАКСИМУМА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Экономия электроэнергии необходима в любое время года, месяца и дня. Но особенно она значима в часы наиболее напряжённого режима работы электростанций, так называемых утренних и вечерних часов максимума нагрузки энергосистем.

Вопрос эффективного и рационального покрытия неравномерного графика нагрузки энергетической системы является одной из важнейших задач современной электроэнергетики.

Несмотря на определенные трудности, это технически решаемая задача, которая связана со значительными капитальными затратами, необходимыми для увеличения маневренности энергетических агрегатов, сооружения типовых агрегатов, накопителей энергии, а также с увеличением расхода топлива.

Какие бы технические и экономические меры по снижению затрат на покрытие переменной части графика нагрузки в энергосистеме не принимались, стоимость производства электроэнергии при неравномерном графике нагрузки всегда выше, чем при равномерном графике (при прочих равных условиях). Поэтому один из путей решения этой задачи заключается в привлечении электропотребителей к регулированию режимов энергопотребления, направленных на выравнивание графика нагрузки энергосистемы.

Регулирование суточных графиков нагрузки может осуществляться несколькими способами. В первую очередь необходимо выравнивать график за счет перевода наиболее энергоемкого оборудования, работающего периодически, с часов максимума на другие часы суток. Таким оборудованием могут считаться, например, сварочные машины, насосы артезианских скважин, холодильные установки, пилорамы, мельницы и др.

Снижение нагрузки может достигаться путем рассредоточения по времени пусков крупных электродвигателей, создания технологических запасов сырья и полуфабрикатов за счет их производства вне часов максимума.

К мероприятиям по выравниванию суточных графиков нагрузки относится также смещение времени начала и окончания некоторых технологических процессов, например, нагрев воды на животноводческих фермах, уборка навоза и т.п.

Одним из путей снижения пиков нагрузки является использование внепиковых потребителей–регуляторов, которые в часы провалов аккумулируют тепло, а при достижении энергосистемой пика нагрузки накопленное тепло отдают на поддержание микроклимата или создание комфортных условий.

В определенной мере на режим электропотребления оказывает влияние тариф на электроэнергию.

Интересам энергосистемы и сельскохозяйственных потребителей отвечают следующие системы тарифов:

а) тариф с основной ставкой за мощность потребителя, участвующую в максимуме энергосистемы, и с дифференцированной дополнительной платой за активную энергию, учтенную счетчиками;

б) тариф, предусматривающий плату только за потребленную активную энергию, учтенную счетчиками, но при разной стоимости в областях ночного провала, полупиковой и пиковой.

Тариф со ставками, дифференцированными по времени суток, может быть реализован при помощи специальных многотарифных счетчиков.

6.4 РАЦИОНАЛЬНОЕ РАСХОДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ ПОМОЩИ СРЕДСТВ АВТОМАТИЗАЦИИ

Для экономии энергоресурсов средства автоматизации можно применять по следующим направлениям:

- обеспечение расчетной производительности технологического оборудования, так как обычно в расчетном режиме наблюдается минимальный расход энергоресурсов на единицу продукции;
- сокращение и устранение периодов холостой работы электрооборудования;
- более точное обеспечение необходимым количеством электроэнергии, особенно при неравномерной потребности в ней.

На этапе проектирования могут быть оценены и при необходимости использованы, например, автоматические средства управления наружным освещением (рисунок 6.1).

Основным элементом фотореле является фоторезистор BL (см. рисунок 6.1), включенный последовательно с поляризованным реле KV2. При большой освещенности (днем) сопротивление уменьшается и по обмотке реле KV2 протекает ток, достаточный для его срабатывания. Замыкающие контакты KV2 шунтируют обмотку реле KV1, которое размыкает цепь питания магнитного пускателя KM1, управляющего осветительными установками.

При уменьшении освещенности до 4–5 лк сопротивление фоторезистора BL увеличивается и соответственно уменьшается ток через реле KV2. Реле KV2 отключается и своим контактом дешунтирует реле KV1, которое включает магнитный пускатель KM1. При этом освещение включается. Выключателем SA1 можно осуществить ручное управление осветительными установками.

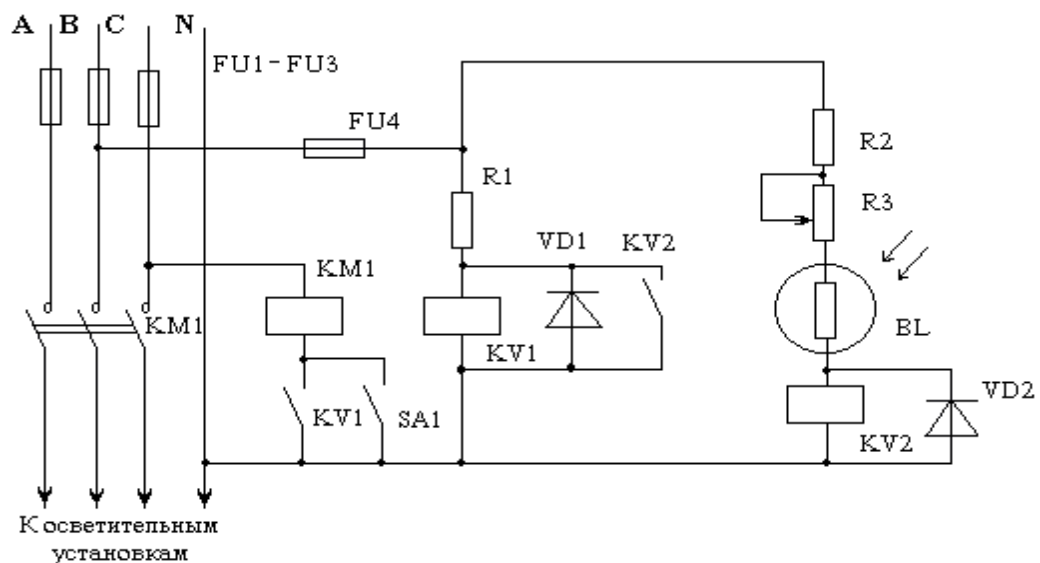


Рисунок 6.1 – Схема управления освещением при помощи регулятора ФР-1

Использование данной схемы позволяет экономить до 30% электроэнергии /32/.

Экономия электроэнергии может быть получена и при использовании схемы автоматического управления башенной водокачкой /32/.

Хорошие результаты по экономии электроэнергии можно получить, используя ограничители холостого хода сварочных трансформаторов и различных преобразователей. Причем разработке таких устройств может быть посвящена специальная часть дипломного проекта.

7 ОБЕСПЕЧЕНИЕ НОРМАТИВНЫХ УРОВНЕЙ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

7.1 КАТЕГОРИИ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПО НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Под надежностью электроснабжения понимается способность электрической системы в любой момент времени обеспечивать потребителей электроэнергией в требуемом объеме и заданного качества.

В соответствии с /5/ различают три категории электропотребителей в отношении надежности электроснабжения. В /15/ приведен перечень сельскохозяйственных потребителей и электроприемников, отнесенных к первой и второй категории.

К потребителям первой категории отнесены:

1. Животноводческие комплексы и фермы:

- по производству молока на 400 и более коров;
- по выращиванию и откорму молодняка крупного рогатого скота (КРС) на 5 тысяч и более голов в год;
- по выращиванию нетелей на 3 тысячи и более скотомест;
- площадки по откорму КРС на 5 тысяч и более голов в год;
- комплексы по выращиванию и откорму 12 тысяч и более свиней в год.

2. Птицефабрики:

- по производству яиц с содержанием 100 тысяч и более кур-несушек;
- мясного направления по выращиванию 1 млн и более бройлеров в год;
- хозяйства по выращиванию племенного стада кур на 25 тысяч и более голов, а также гусей, уток и индеек 10 тысяч и более голов.

К потребителям второй категории отнесены:

1. Животноводческие и птицеводческие фермы с меньшей производственной мощностью, чем указано выше для потребителей первой категории.

2. Тепличные комбинаты и рассадные комплексы.
3. Кормоприготовительные заводы и отдельные цехи при механизированном приготовлении и раздаче кормов.
4. Картофелехранилища с емкостью более 500 тонн с холодоснабжением и активной вентиляцией.
5. Холодильники для снабжения населения фруктами емкостью более 600 тонн.
6. Инкубационные цеха рыбоводческих хозяйств и ферм.

Все остальные электропотребители относятся к потребителям третьей категории.

В таблице 7.1 дополнительно перечислены электроприемники и технологические процессы, относящиеся к первой и второй категориям по надежности.

Таблица 7.1 – Наименование электроприемников и технологических процессов первой и второй категорий по надежности электроснабжения

НАИМЕНОВАНИЕ С.-Х. ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ	Категории надежности
КОМПЛЕКСЫ И ФЕРМЫ МОЛОЧНОГО НАПРАВЛЕНИЯ	
- системы доения коров в стойлах или доильных залах	2*
- рабочее освещение в доильных залах	2*
- системы промывки молокопроводов и подогрева воды	2*
- локальный обогрев (облучение) телят	2*
- дежурное освещение в родильном отделении	2*
- очистка, хранение, охлаждение и переработка молока	2
- системы поения животных в родильном отделении	2
- установки поддержания микроклимата в телятниках	2
- приготовление и раздача кормов	2
- системы навозоудаления при самосплавленном способе непрерывного действия	2
КОМПЛЕКСЫ И ФЕРМЫ КРС	
- дежурное освещение зданий	2
- системы поения и раздачи кормов	2
- кормоприготовление	2
- система отопления (50% по мощности)	2
- система вентиляции (50% по мощности)	2

Продолжение таблицы 7.1

СВИНОВОДЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ И ФЕРМЫ	
- отопительно-вентиляционные системы в свинарниках-откормочниках и для поросят-отъемышей	2*
- приготовление и раздача кормов	2
- системы поения животных	2
- рабочее освещение в корпусах	2
- дежурное освещение	2
- сооружения по обработке и очистке стоков	2
- системы водоснабжения	2
- системы вентиляции	2
- локальный обогрев поросят	2
ДЛЯ ВСЕХ ПРЕДПРИЯТИЙ	
- установки пожаротушения	2*
- системы водоснабжения	2
- установки теплоснабжения	2
- котельные с котлами высокого и среднего давления	2*

ПТИЦЕФАБРИКИ И ПТИЦЕФЕРМЫ	фабрики	фермы
- системы поения птиц	1	2*
- локальный обогрев цыплят в первые 20 дней	1	2*
- вентиляция	1	2*
- инкубация яиц и вывод цыплят	1	2*
- сортировка яиц и цыплят, освещение инкубатория	1	2*
- цех убоя	1	2*
- котельные	1	2*
- системы водоснабжения котельных и птицебойни	1	2*
- градирни	1	2*
- хлораторная станция	1	2*
- насосные 1-го и 2-го подъемов	1	2*
- раздача кормов	2	2
- уборка помета в птичниках	2	2
- освещение	2	2

Электроприемники второй категории, отмеченные звездочкой, не допускают перерыва длительностью более 30 минут.

Электроприемники и потребители первой категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания и перерыв их электроснабжения при исчезновении напряжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

7.2 НОРМЫ НАДЕЖНОСТИ ДЛЯ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

В качестве критериев оценки надежности системы электроснабжения для потребителей второй и третьей категории принимаются два показателя надежности:

- параметр потока отказов ω ;
- среднее время восстановления τ .

Параметр потока отказов – это среднее количество отказов элемента в единицу времени (обычно за год). Среднее время восстановления – это время аварийного простоя электрооборудования.

Для электроприемников второй категории, не допускающих перерывов в электроснабжении длительностью более 0,5 часа, установлен /15/ следующий нормативный показатель надежности:

$$\omega_2 = 2,5 \text{ отказа в год } (\tau < 0,5 \text{ ч}).$$

Для остальных электроприемников и потребителей нормативные показатели представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Нормы надежности электроснабжения
для электропотребителей второй и третьей категорий

Характеристика электроприемника или электропотребителя	ω , отказов/год	τ , час
Электроприемники и потребители 2 категории	2,3	до 4
Электроприемники и потребители 2 категории с расчетной нагрузкой 120 кВт и более	0,1	от 4 до 10
Электроприемники и потребители 2 категории с расчетной нагрузкой до 120 кВт	0,2	от 4 до 10
Электроприемники и потребители 3 категории	3	не более 24

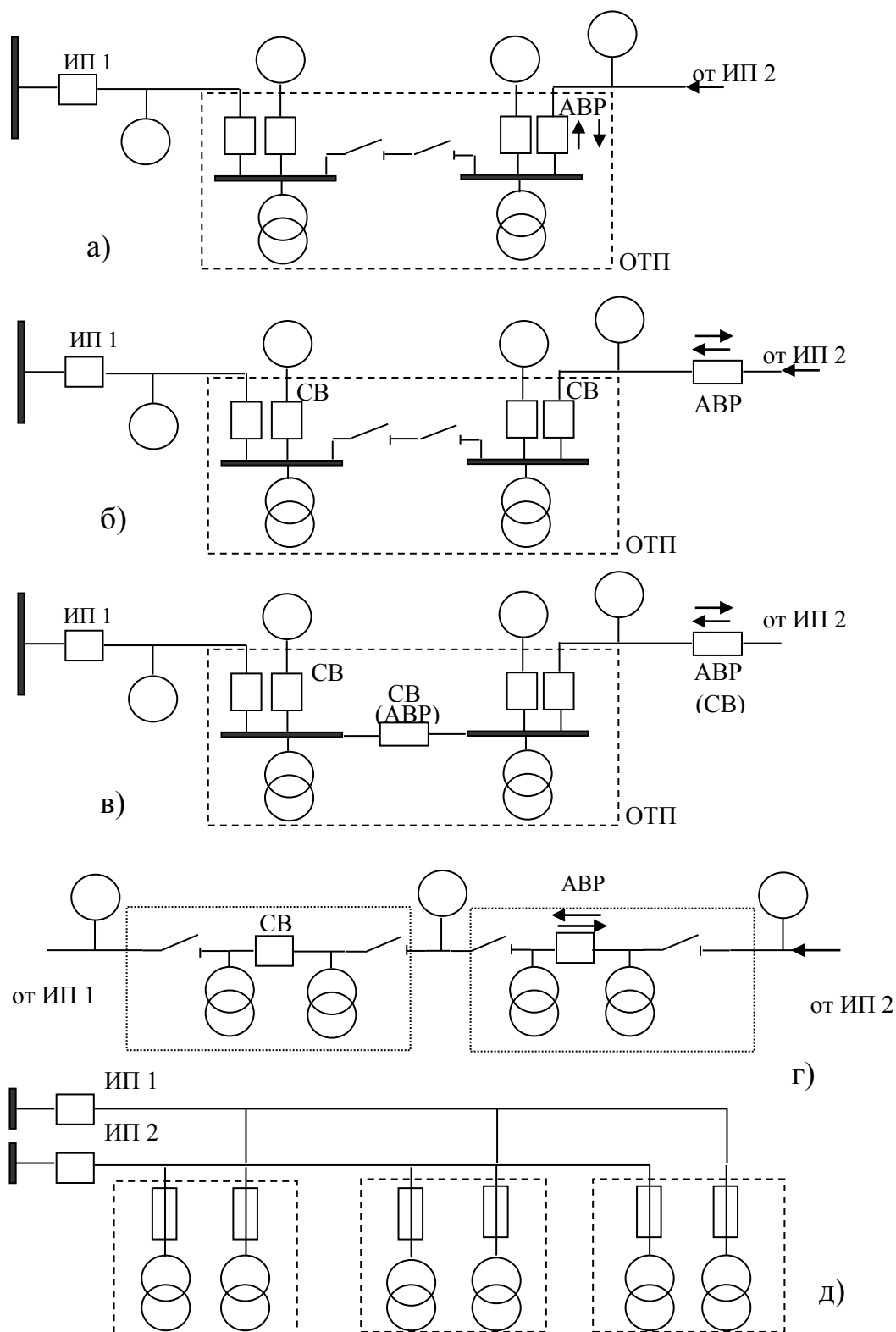
7.3 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ НОРМАТИВНЫХ УРОВНЕЙ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Для потребителей первой категории вторым независимым взаимно резервирующим источником питания должна служить питающая подстанция 35–110/10 кВ или другая секция шин 10 кВ той же двухтрансформаторной подстанции с двусторонним питанием по сети 35–110 кВ, от которой осуществляется основное питание. Для удаленных потребителей первой категории при технико-экономическом обосновании вторым независимым источником питания может быть автономный источник резервного питания (часто такое резервирование называют местным). Когда вторым резервным независимым источником питания является энергосистема (такое резервирование является сетевым), то для электроснабжения потребителей первой категории с учетом конкретных условий /15/ рекомендуют одну из схем рисунка 7.1.

Схема сети 10 кВ (рисунок 7.1 а) построена по магистральному принципу: к магистралям ВЛ 10 кВ, по которым осуществляется взаимное резервирование линий, кроме обычных ТП, присоединена опорная ТП 10/0,4 кВ (ОТП). ОТП должна выполняться в закрытом исполнении с развитым распределительным устройством (РУ) 10 кВ вблизи потребителей первой категории. На ОТП следует предусматривать два силовых трансформатора для потребителей первой категории.

Схемы рисунка 7.1 б-г рекомендуется применять в случаях, когда ОТП, от которой питается потребитель первой категории, используется в качестве пункта автоматического секционирования или резервирования (АВР) магистральной линии.

Вариант схемы рисунка 7.1 д целесообразно использовать для питания ТП 10/0,4 кВ, расположенных на территории сельскохозяйственных комплексов (птицефабрик).



□ – выключатель (CB – секционирующий выключатель, АВР – выключатель пункта АВР);

○ – ТП 10/0,4 кВ, питающий потребителей второй и третьей категорий.

Рисунок 7.1 – Схемы резервирования потребителей первой категории

При определении максимальной нагрузки P_{max} следует построить график электрических нагрузок с включением в него тех технологических процессов и электроприемников, работа которых должна быть сохранена в полном объеме (см. таблицу 7.1). Расчетная нагрузка находится как получасовой максимум.

В тех случаях, когда мощность $P_{эс}$ незначительно превышает ближайшую номинальную мощность электроагрегата /10, 15, 34/, следует дополнительно рассмотреть возможность снижения максимума расчетной нагрузки путем смещения времени работы отдельных электроприемников.

Мощность выбранной электростанции должна обеспечивать запуск асинхронного короткозамкнутого электродвигателя наибольшей мощности. Для отдельных электроагрегатов прямой запуск электродвигателя возможен, если мощность электродвигателя не превосходит 70% номинальной мощности генератора /34/. При невыполнении данного условия следует выбирать мощность электростанции на 40–60% больше суммарной установленной мощности потребителей /33/.

Нагрузки электроприемников сельскохозяйственных предприятий, подлежащие резервированию от автономных источников, приведены в /15/ и приложении 28 /10/.

ТП 10/0,4 кВ потребителей второй категории с нагрузкой до 120 кВт могут присоединяться к радиальным нерезервируемым ВЛ 10 кВ или ответвлениям, если длина нерезервируемого участка линии не превышает 0,5 км.

ТП 10/0,4 кВ потребителей второй категории с нагрузкой 120 кВт и более рекомендуется запитывать от двух независимых сетевых источников питания, как и потребителей первой категории.

Для питания потребителей второй категории с нагрузкой 250 кВт и более следует применять двухтрансформаторные ТП 10/0,4 кВ. При меньшей нагрузке потребителя применяются, как правило, однострансформаторные ТП 10/0,4 кВ.

Электроприемники второй категории, не допускающие перерыва в электроснабжении более, чем на 0,5 ч, независимо от наличия резервного питания по электрическим сетям, рекомендуется запитывать от автономных источников резервного электропитания.

8 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

8.1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Коротким замыканием (КЗ) называется всякое непредусмотренное нормальными условиями работы соединение двух или более точек электрической цепи (непосредственное или через пренебрежимо малое сопротивление). В трехфазных сетях переменного тока с изолированной нейтралью чаще рассчитывают трехфазное и двухфазное КЗ, а в системах с заземленной нейтралью (четырёхпроводных) трехфазное и однофазное КЗ на землю (или на нулевой провод). Замыкание на землю в системах с изолированной нейтралью не является аварийным режимом, а рассматривается как ненормальный режим работы электрической сети. Наибольший ток протекает по цепи при трехфазном КЗ, а наименьший, соответственно, при однофазном в одной и той же точке сети. Токи КЗ значительно больше токов нагрузки, но могут быть соизмеримы с ними по значению из-за значительной протяженности и разветвленности сетей. Последнее чаще всего характерно для сельских электрических сетей, что составляет одну из особенностей сельских электрических сетей.

Расчет токов КЗ не является самоцелью, а производится для выбора и проверки электрооборудования, оценки параметров релейных защит. Чаще всего в сетях рассчитывают минимальные и максимальные токи КЗ.

Минимальный ток КЗ определяют:

- для проверки чувствительности и быстродействия аппаратов защиты;
- для оценки минимальных выдержек времени защитных аппаратов.

Максимальный ток КЗ обычно определяют:

- для проверки термической стойкости электрических аппаратов, проводников и шин;

- для проверки динамической стойкости аппаратов, проводников и шин;
- для проверки отключающей и включающей способности коммутационных аппаратов;
- для выбора мест установки трубчатых разрядников;
- для выбора мероприятий по ограничению токов КЗ;
- для проверки средств защиты от перенапряжений;
- для согласования смежных устройств защиты по селективности;
- для выбора тока срабатывания некоторых устройств релейной защиты (например, токовых отсечек).

При расчете токов КЗ в сельских электрических сетях, чаще всего принимают следующие допущения:

- любое короткое замыкание не влияет на работу генераторов, электростанций, т.е. точка КЗ получает питание от системы с неограниченной мощностью и напряжение источника уменьшается не более чем на 5%;

- для расчетов невысокой точности считают, что система с бесконечной мощностью подключена к шинам высшего напряжения (ВН) питающей подстанции при расчете токов КЗ в сетях 10 кВ и к шинам ВН трансформаторного пункта 10/0,4 кВ при расчете токов КЗ в сетях 0,38 кВ. Для более точного расчета тока КЗ на шинах 0,4 кВ ТП и на ВЛ 10 кВ считают, что к шинам ВН питающей подстанции 110–35/10 кВ подключен источник бесконечной мощности;

- для расчетов невысокой точности принимают, что сопротивления контактных соединений, контактов и расцепителей коммутационных аппаратов, первичных обмоток трансформаторов тока, шин, нагревательных элементов тепловых реле на порядок меньше сопротивления обмоток силовых трансформаторов, поэтому они не учитываются;

- токи нагрузки не оказывают значительного влияния на значение тока КЗ;
- емкостные проводимости элементов электрической сети не учитывают;
- влиянием насыщения стали и токов намагничивания трансформаторов на процесс КЗ пренебрегают;
- переходное сопротивление в месте замыкания не учитывают.

Расчет токов КЗ ведут двумя методами: методом относительных единиц или именованных единиц /4, 10/. Метод относительных единиц используют для расчета токов КЗ в сложных замкнутых схемах с параллельными связями по питающим сетям. В сельских радиальных сетях рекомендуется использовать метод именованных единиц, в котором сопротивления выражают в Омах, напряжение – в Вольтах, ток – в Амперах.

Режим короткого замыкания в соответствии с первым допущением (см. вышеизложенное) рассматривают как частный случай режима нагрузки, поэтому в расчетах используют законы Ома и Кирхгофа. Сопротивления всех элементов представляют в виде расчетных схем замещения, у которых, как правило, исключают магнитные связи.

Значение тока в процессе короткого замыкания изменяется, поэтому в зависимости от цели расчета для различных моментов времени определяют следующие составляющие тока КЗ:

$I_{уст}$ – действующее значение установившегося тока КЗ через продолжительное время после начала короткого замыкания;

I'' – сверхпереходной ток КЗ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ в момент короткого замыкания;

I_t – действующее значение тока КЗ в момент времени t после начала короткого замыкания;

$i_{y\partial}$ – ударное (наибольшее амплитудное) значение тока в процессе короткого замыкания.

Для расчетов токов КЗ в сельских сетях, получающих питание от энергосистемы, принимают допущение о том, что $I_{yct} = I'' = I_t = I_k$, а ударный ток определяют по формуле /10, 35/

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_k, \quad (8.1)$$

где $K_{y\partial}$ – ударный коэффициент, зависящий от соотношения активного и реактивного сопротивлений цепи короткого замыкания.

Значение ударного коэффициента определяют аналитически, по графику или рекомендациям /10, 18, 35/. Аналитически ударный коэффициент может быть определен по формуле

$$K_{y\partial} = (1 + \sin \varphi_k e^{-t_{y\partial}/T_a}), \quad (8.2)$$

где T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ, с;

φ_k – угол сдвига по фазе напряжения или ЭДС источника и периодической составляющей тока КЗ, который рассчитывают по формуле

$$\varphi_k = \arctg x_{l\Sigma} / r_{l\Sigma};$$

$t_{y\partial}$ – время до появления ударного тока, с, равное:

$$t_{y\partial} = 0,01 \frac{\pi / 2 + \varphi_k}{\pi}.$$

Постоянную времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ определяют по формуле

$$T_a = \frac{x_{l\Sigma}}{\omega_c r_{l\Sigma}},$$

где $x_{1\Sigma}$ и $r_{1\Sigma}$ – результирующие (эквивалентные) индуктивное и активное сопротивления прямой последовательности цепи КЗ, Ом;
 ω_c – синхронная угловая частота напряжения сети, рад/с.

Для расчетов невысокой точности может быть использована упрощенная формула расчета ударного коэффициента:

$$K_{y0} = (1 + e^{-0,01/T_a}). \quad (8.3)$$

8.2 СОСТАВЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ СХЕМ

Одновременно с составлением расчетной схемы определяют точки сети, в которых следует вычислить значение токов КЗ. Определение точек для расчета токов КЗ диктуется необходимостью выбора и проверки электрических аппаратов проектируемой сети. При составлении расчетных схем, как правило, применяют упрощенный подход, когда в схеме замещения учитывают лишь активные и индуктивные сопротивления трансформаторов, линий электропередачи и других элементов сельской электрической сети /8, 10/. Развернутая расчетная схема и соответствующая ей схема замещения, используемые при курсовом и дипломном проектировании для расчета токов КЗ, приведены на рисунке 8.1.

На схемах рисунка 8.1 показаны все точки, в которых при проектировании может возникнуть необходимость рассчитывать токи короткого замыкания следующих видов:

- в точке К1 – ток трехфазного КЗ для выбора и проверки выключателей, разъединителей, трансформаторов тока, другого электрооборудования ячейки 10 кВ питающей подстанции напряжением 110–35/10 кВ;

– в точке К2.1 (на шинах 10 кВ проектируемого ТП) – ток трехфазного КЗ для выбора и проверки разъединителя, предохранителей и другого электрооборудования на стороне 10 кВ ТП 10/0,4 кВ;

– в точке К2.2 (самой удаленной точке ВЛ 10 кВ) – ток двухфазного КЗ для проверки на чувствительность защитных аппаратов, установленных в ячейке 10 кВ питающей подстанции 110–35/10 кВ;

– в точке КЗ – ток однофазного КЗ на шинах 0,4 кВ для проверки на чувствительность предохранителей 10 кВ проектируемого ТП;

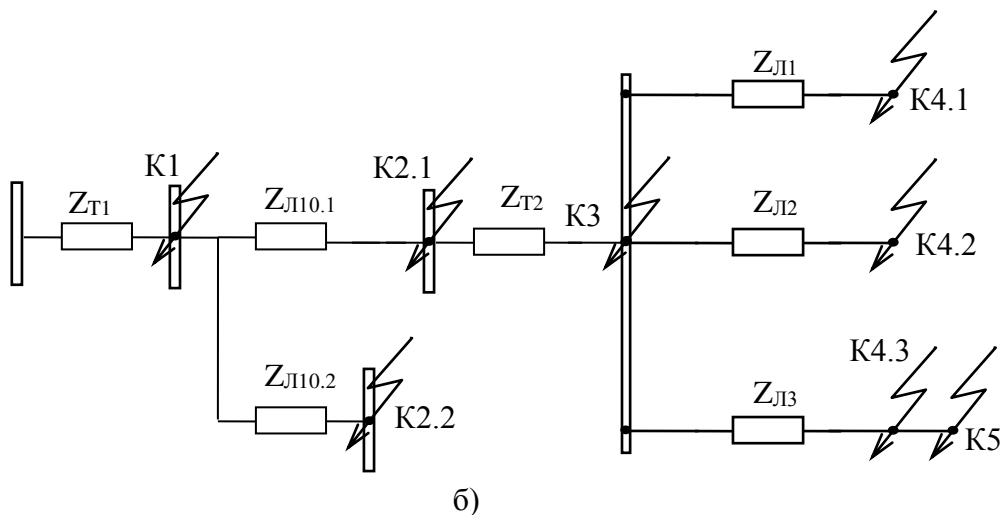
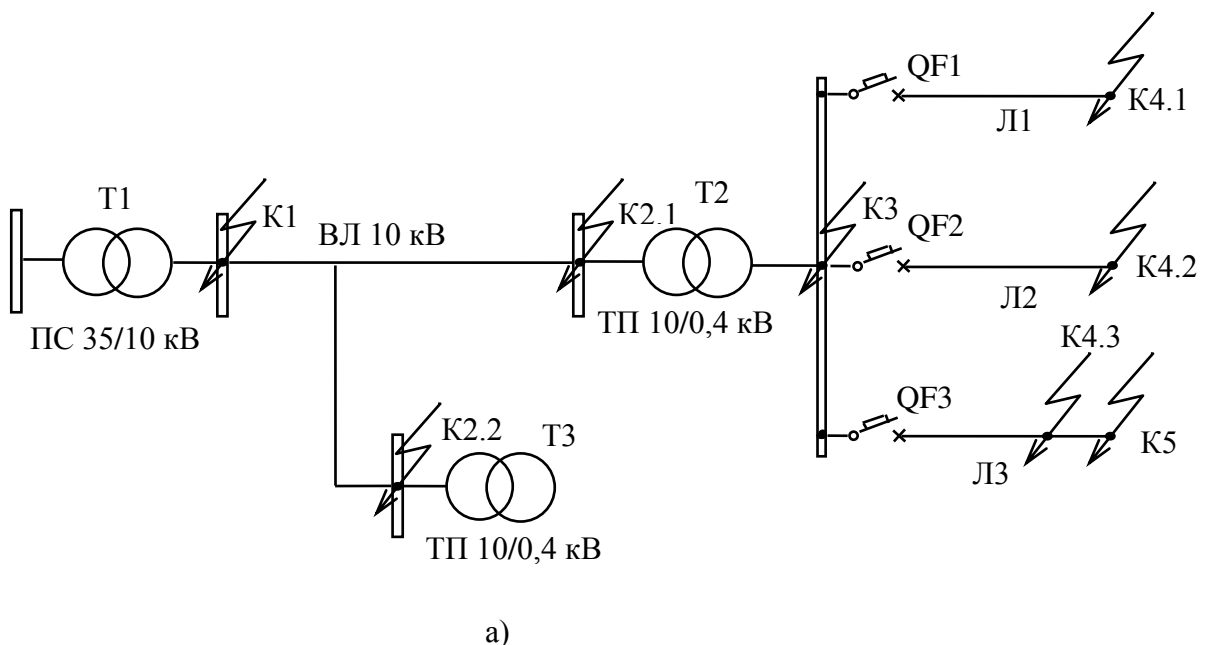


Рисунок 8.1 – Расчетная схема (а) и схема замещения (б) сети при расчете токов КЗ

– в точке КЗ (на шинах 0,4 кВ проектируемого ТП 10/0,4 кВ) – ток трехфазного КЗ для выбора и проверки рубильников, трансформаторов тока, автоматических выключателей и другого электрооборудования распределительного устройства (РУ) 0,4 кВ проектируемого ТП 10/0,4 кВ. Строго говоря, это не одна точка, а несколько (на выходных зажимах: рубильника, трансформаторов тока, автоматических выключателей отходящих линий 0,38 кВ). Однако в случае пренебрежения сопротивлениями контактов, шин, силовых контактов коммутационных аппаратов, расцепителей автоматов токи трехфазных КЗ в указанных точках равны. Такое допущение оправдано, так как оно приводит к завышению тока КЗ и дальнейшая проверка аппаратуры выполняется с запасом;

– в точках К4.1–К4.3 (в самых удаленных точках каждой из отходящих линий 0,38 кВ) – токи однофазного или двухфазного КЗ для проверки быстродействия автоматических выключателей (или других токовых защитных аппаратов) отходящих линий 0,38 кВ;

– в точке К5 (самой удаленной точке цепи уличного освещения ТП 10/0,4 кВ) – ток однофазного КЗ для проверки быстродействия защиты уличного освещения.

Как уже отмечалось, некоторые токи КЗ можно не рассчитывать, если нет необходимости в выборе или проверке соответствующих аппаратов. Кроме того, при проектировании может быть выбрана иная комбинация аппаратов в схеме ТП, что также повлияет на выбор точек КЗ и расчет токов в них.

Значения сопротивлений схемы замещения рассчитывают следующим образом /10/:

– активное r_T и реактивное x_T сопротивления трансформатора:

$$r_T = \frac{10 \cdot U_{\kappa A} \% \cdot U_n^2}{S_n}, \quad (8.4)$$

$$x_T = \frac{10 \cdot U_{\kappa p} \% \cdot U_n^2}{S_n}, \quad (8.5)$$

где U_n – номинальное напряжение сети, в которой рассчитывается ток короткого замыкания, кВ;

U_{κ} , % – напряжение короткого замыкания трансформатора, его активная $U_{\kappa A}$, % и реактивная $U_{\kappa p}$, % составляющие, %;

S_n – номинальная мощность трансформатора, кВА.

Здесь:

$$U_{\kappa A} \% = \frac{\Delta P_{\kappa 3} \cdot 100}{S_n},$$

$$U_{\kappa p} \% = \sqrt{U_{\kappa}^2 - U_{\kappa A}^2},$$

где $\Delta P_{\kappa 3}$ – номинальные потери мощности короткого замыкания трансформатора, кВт.

Сопротивления воздушной (кабельной) линии r_l – активное и x_l – индуктивное, определяют по формулам:

$$x_l = x_o \cdot L, \text{ Ом}, \quad r_l = r_o \cdot L, \text{ Ом}, \quad (8.6)$$

где x_o , r_o – соответственно удельные индуктивное и активное сопротивления провода (жила кабеля), Ом/км;

L – длина линии, км.

Все сопротивления воздушных линий, рассчитанные по формулам (8.6), необходимо приводить к напряжению той ступени напряжения, в которой рассчитывают значение тока. Приведение сопротивлений к другим ступеням напряжения осуществляют по выражению

$$r_l^o = r_l \cdot \left(\frac{U_n}{U_{нл}} \right)^2, \quad (8.7)$$

где U_n – номинальное напряжение сети, на которой рассчитывается ток КЗ (его называют базисное напряжение), кВ;

$U_{нл}$ – номинальное напряжение линии, кВ.

По аналогичным формулам приводят реактивные X и полные Z сопротивления.

Сопротивления трансформаторов, рассчитанные по формулам (8.4) и (8.5), к базисному напряжению не приводят, так как напряжение сети, для которой рассчитывается ток КЗ, учтено в формулах (8.4), (8.5).

Приведение сопротивлений к разным ступеням напряжения используют при расчетах токов короткого замыкания в том случае если, например, при расчете токов короткого замыкания в сетях 0,38 кВ учитывают сопротивления линий 10 кВ (т.е. считают, что система с бесконечной мощностью подключена к шинам 10 кВ питающей подстанции). Если же при расчете токов короткого замыкания в сетях 10 кВ система с бесконечной мощностью подключена к шинам высшего напряжения питающей подстанции или к шинам высшего напряжения трансформаторного пункта (при расчете токов короткого замыкания в сетях 0,38 кВ), то необходимости в приведении сопротивлений по формуле (8.7) нет.

8.3 РАСЧЕТНЫЕ ФОРМУЛЫ

Для расчета токов междуфазных коротких замыканий в сетях с глухозаземленной и изолированной нейтралью используют следующие формулы /36/:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}, \quad (8.8)$$

$$I_{кз}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз}^{(3)}, \quad (8.9)$$

где $I_{\text{КЗ}}^{(3)}, I_{\text{КЗ}}^{(2)}$ – значения токов трехфазного и двухфазного коротких замыканий соответственно, А;

$U_{\text{н}}$ – номинальное линейное напряжение сети, в которой рассчитывается ток короткого замыкания, В;

Z_{Σ}^0 – полное суммарное (эквивалентное) сопротивление прямой последовательности цепи короткого замыкания от источника бесконечной мощности до точки короткого замыкания, приведенное к расчетному (базисному) напряжению, Ом,

здесь

$$Z_{\Sigma}^0 = \sqrt{\left(r_{1\Sigma}^o\right)^2 + \left(x_{1\Sigma}^o\right)^2}, \quad (8.10)$$

где $r_{1\Sigma}^o, x_{1\Sigma}^o$ – соответственно суммарные (эквивалентные) активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности цепи КЗ, приведенные к базисному напряжению, Ом. Эти сопротивления находят как:

$$r_{1\Sigma} = r_{\rho} + r_m + r_{mA} + r_{\kappa\delta} + r_{\omega} + r_{\kappa} + r_{l\kappa l} + r_{l\delta l} + r_{\partial}, \quad (8.11)$$

$$x_{1\Sigma} = x_c + x_{\rho} + x_m + x_{mA} + x_{\kappa\delta} + x_{\omega} + x_{l\kappa l} + x_{l\delta l}, \quad (8.12)$$

где r_m и x_m – активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности понижающего трансформатора, Ом;

r_{mA} и x_{mA} – активное и индуктивное сопротивления первичных обмоток трансформаторов тока, Ом;

x_c – эквивалентное индуктивное сопротивление системы до понижающего трансформатора, Ом, приведенное к ступени низшего напряжения;

r_{ρ} и x_{ρ} – активное и индуктивное сопротивления реакторов, Ом;

$r_{кв}$ и $x_{кв}$ — активное и индуктивное сопротивления токовых катушек автоматических выключателей, Ом;

$r_{ш}$ и $x_{ш}$ — активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности шинопроводов, Ом;

r_k — суммарное активное сопротивление различных контактов, Ом;

$r_{кл}$, $r_{вл}$ и $x_{кл}$, $x_{вл}$ — активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности кабельных и воздушных линий, Ом;

r_d — активное сопротивление дуги в месте КЗ, Ом, принимаемое по данным /37/ или рассчитываемое по рекомендациям /37/, в зависимости от условий КЗ.

Если в схеме замещения присутствуют параллельные электрические цепи (например, два трансформатора на ТП), их суммарное сопротивление определяют по известным правилам сложения параллельных сопротивлений.

В различных случаях расчета токов короткого замыкания приведенные формулы (8.11) и (8.12) могут быть сокращены. Например, при расчете максимального значения тока короткого замыкания в точке КЗ для проверки автоматических выключателей по отключающей способности в формулах (8.11) и (8.12) можно оставить лишь сопротивления системы и силового трансформатора, так как учет остальных сопротивлений ведет к снижению тока КЗ и значительному усложнению расчетов.

При приближенном расчете допускается применять модульный метод сложения сопротивлений /10/, когда суммарное сопротивление цепи короткого замыкания находится как сумма полных сопротивлений участков цепи:

$$Z_{\Sigma} = Z_{тр} + Z_{вл}. \quad (8.13)$$

Расчет тока однофазного короткого замыкания в сетях до 1000 В с глухозаземленной нейтралью производят по формуле /4, 37/

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_n}{\sqrt{(2 \cdot r_{1\Sigma} + r_{0\Sigma})^2 + (2 \cdot x_{1\Sigma} + x_{0\Sigma})^2}}, \quad (8.14)$$

где $r_{1\Sigma}$, $x_{1\Sigma}$ – суммарные активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности (определяют в соответствии с вышеизложенным), Ом;

$r_{0\Sigma}$, $x_{0\Sigma}$ – суммарное активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности расчетной схемы относительно точки КЗ, Ом.

Эти сопротивления находят как

$$r_{0\Sigma} = r_{\rho} + r_{0m} + r_{mA} + r_{кв} + r_{0ш} + r_{\kappa} + r_{0кл} + r_{0вл} + r_{\partial},$$

$$x_{0\Sigma} = x_{\rho} + x_{0m} + x_{mA} + x_{кв} + x_{0ш} + x_{0кл} + x_{0вл},$$

где r_{0m} и x_{0m} – активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности понижающего трансформатора, Ом;

$r_{0ш}$ и $x_{0ш}$ – активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности шинопроводов, Ом;

$r_{0кл}$ и $x_{0кл}$ – активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности кабеля, Ом;

$r_{0вл}$ и $x_{0вл}$ – активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности воздушной линии, Ом.

Сопротивления нулевой последовательности силовых трансформаторов при известных сопротивлениях прямой последовательности и группах соединений трансформаторов могут быть определены по соотношениям между сопротивлениями нулевой и прямой последовательностей, приведенным в справочниках /4, 37/.

Активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности воздушной линии определяют по формулам:

$$r_{0вл} = K_{сз} \sum ((r_{ooi} \cdot L_i) K_R) \text{ Ом}, \quad (8.15)$$

$$x_{0вл} = K_{сз} \sum ((x_{ooi} \cdot L_i) K_x) \text{ Ом}, \quad (8.16)$$

где x_{ooi} , r_{ooi} – соответственно индуктивное и активное удельные (погонные) сопротивления нулевой последовательности провода i -того сечения, Ом/км;

K_R и K_x , – поправочные коэффициенты в зависимости от числа повторных заземлений на участке с i -тым сечением;

$K_{сз}$ – коэффициент сезонности;

L_i – длина участка линии с i -тым сечением, км.

Если линия выполнена проводами одного сечения, то формулы (8.15, 8.16) примут вид:

$$r_{овл} = r_{oo} \cdot L \cdot K_R \cdot K_{сз} \text{ Ом}, \quad (8.17)$$

$$x_{овл} = x_{oo} \cdot L \cdot K_x \cdot K_{сз} \text{ Ом}. \quad (8.18)$$

Следует иметь ввиду, что коэффициенты K_R и K_x , а также $K_{сз}$ всегда снижающие, и при расчете минимальных значений токов КЗ с целью ужесточения условий проверки могут не учитываться. При расчетах максимальных значений токов КЗ эти коэффициенты должны быть учтены.

Для приближенных расчетов однофазных токов КЗ может быть использована формула /10/

$$I_{\kappa}^{(I)} = \frac{U_{\phi}}{Z_n + \frac{Z_m^{(I)}}{3}}, \quad (8.19)$$

где U_{ϕ} – номинальное фазное напряжение сети, в которой определяется ток КЗ, В;

Z_n – сопротивление петли «фазный–нулевой» провод, Ом;

$Z_m^{(I)}$ – сопротивление обмоток трансформатора току однофазного КЗ на корпус, приведенное к расчетному напряжению, Ом,

здесь

$$Z_n = \sqrt{\left\{ \sum \left[(R_{ofi} + R_{oni}) \cdot L \right] \right\}^2 + \left\{ \sum \left[(X_{ofi} + X_{oni}) \cdot L \right] \right\}^2}, \quad (8.20)$$

здесь $R_{офи}$, $R_{они}$, $X_{офи}$, $X_{они}$ – удельные активные и реактивные сопротивления участков фазного и нулевого проводов ВЛ 0,38 кВ соответственно, Ом/км;
 L_i – длина участков линий 0,38 кВ с соответствующим сечением, км.

Если линия выполнена проводами одного сечения, то формула (8.20) примет вид

$$Z_n = \sqrt{\left[(R_{офи} + R_{они}) \cdot L \right]^2 + \left[(X_{офи} + X_{они}) \cdot L \right]^2}. \quad (8.21)$$

Если же сечения фазного и нулевого проводов одинаковые, то формула (8.21) упрощается:

$$Z_n = L \cdot \sqrt{(2 \cdot R_0)^2 + X_0^2}. \quad (8.22)$$

При расчете по формуле (8.22) следует иметь в виду, что для однофазных коротких замыканий на землю в сетях с глухозаземленной нейтралью значение суммарного удельного реактивного сопротивления фазных и нулевого проводов воздушной линии следует принимать равным 0,6 Ом/км /10/.

Для сокращения объема расчетов при определении сопротивлений схем замещения можно воспользоваться справочными данными значений сопротивлений трансформаторов, проводов ВЛ, полных удельных сопротивлений петли «фазный–нулевой» провод /4, 14, 21, 38/. Отдельные значения этих величин приведены в таблицах П.Г.1, П.Д.16–П.Д.19.

8.4 ПОРЯДОК РАСЧЕТА ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В курсовом и дипломном проектировании рекомендуется следующий порядок расчета токов КЗ.

1. В зависимости от задач расчета, выбирают расчетные точки и виды короткого замыкания.

2. С учетом выбранных точек составляют расчетную схему электрической сети с нанесением на нее длин участков, материала, сечения проводов, технических данных силовых трансформаторов.

3. На основе расчетной схемы составляют схему замещения и вычисляют сопротивления каждого элемента схемы по формулам (8.4–8.6, 8.10–8.13, 8.15–8.18).

4. Для каждой точки определяют расчетную ступень напряжения и с учетом допущений п. 8.1 сопротивления цепи короткого замыкания (при необходимости) приводят к расчетной ступени напряжения по соотношению (8.7).

5. Определяют эквивалентное (суммарное) сопротивление схемы сети между точкой КЗ и источником питания.

6. По расчетным формулам (8.8, 8.9, 8.14) вычисляют установившиеся значения периодических составляющих соответствующих токов КЗ.

7. По выражению (8.1) и рекомендациям п. 8.1 определяют другие необходимые для дальнейших расчетов величины соответствующих токов КЗ.

8.5 ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕТЯХ ПРИ ПИТАНИИ ОТ РЕЗЕРВНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Расчет токов КЗ в сетях, питающихся от резервных электростанций выполняют только с целью проверки быстродействия и селективности защит, так как по отключающей способности, термической и динамической

стойкости аппаратура рассчитана на работу от более мощных основных источников питания.

8.5.1 Расчет междуфазных коротких замыканий

При близких КЗ в генераторе возникает переходной процесс, сопровождающийся изменением во времени периодической составляющей тока. Характер изменения периодической составляющей зависит от значения внешнего сопротивления КЗ, и при значительной электрической удаленности точки КЗ от генератора это явление становится незаметным.

В связи с этим расчет токов междуфазного КЗ проводят в следующей последовательности. Вначале определяют уточненное значение критического сопротивления генератора по формуле /39/:

$$Z_{кр} = \frac{X_{г.уст.} \cdot U_{гн}}{E_{г.уст.} - U_{гн}}, \quad (8.23)$$

где $X_{г.уст.}$, $E_{г.уст.}$ – установившиеся значения реактивного сопротивления и ЭДС генератора соответственно, Ом, В;

$U_{гн}$ – номинальное напряжение генератора, В,

здесь

$$X_{г.уст.} = \frac{U_{гн}^2}{OKЗ \cdot S_{нг}}, \quad (8.24)$$

$$E_{г.уст.} = U_{гн} \cdot I_{в.пред.}, \quad (8.25)$$

где $OKЗ$ – отношение установившегося тока КЗ на зажимах генератора при токе возбуждения холостого хода к номинальному току генератора, о.е.;

$S_{нг}$ – номинальная полная мощность генератора, кВА;

$I_{в.пред.}$ – относительное значение предельного тока возбуждения генератора (отношение тока возбуждения при форсировке к току возбуждения холостого хода генератора), о.е.

Значения $U_{гн}$, $S_{нг}$, $OKЗ$, $I_{в.пред.}$ принимаются по паспортным данным генератора (см. таблицу П.3.4).

После определения $Z_{кр}$ рассчитывают значение внешнего сопротивления $Z_{вн}$ цепи короткого замыкания и его активную $R_{вн}$ и индуктивную $X_{вн}$ составляющие сопротивлений от зажимов генератора до точки КЗ.

Если $Z_{вн} < Z_{кр}$ (близкое КЗ), то имеет место режим предельного возбуждения и значение установившегося тока КЗ определяют по формуле

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{E_{э.уст.}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{вн}^2 + (X_{вн} + X_{э.уст.})^2}}. \quad (8.26)$$

Если $Z_{вн} > Z_{кр}$ (удаленное КЗ), то имеет место режим нормального напряжения и ток КЗ определяют по формуле

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{U_{гн}}{\sqrt{3} \cdot Z_{вн}}. \quad (8.27)$$

При необходимости определения тока короткого замыкания $I_{кз0}^{(3)}$ в начальный момент времени КЗ при $t = 0$ для удаленных КЗ его принимают равным установившемуся значению. При этом учитывают, что возможное увеличение тока КЗ, определенное по формуле (8.27), по сравнению с действительным током не превышает 10...20% и идет в запас отключающей способности аппаратов, а также компенсирует влияние подключенной к генератору нагрузки, сопротивление которой шунтирует КЗ, несколько уменьшая ток в месте повреждения и увеличивая ток генератора. Для близких КЗ ток $I_{кз0}^{(3)}$ рассчитывают по формуле

$$I_{кз0}^{(3)} = \frac{1,05 \cdot U_{гн}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{вн}^2 + (X_{вн} + X_{э})^2}}, \quad (8.28)$$

где X_{ε} – индуктивное сопротивление генератора для момента времени $t = 0$, Ом.

$$X_{\varepsilon} = \frac{X_d'' \cdot U_{\varepsilon H}^2}{S_{\varepsilon H}}, \quad (8.29)$$

здесь X_d'' – сверхпереходная реактивность генератора, о.е.

Значения токов КЗ в фиксированные моменты времени определяют по расчетным кривым /38/.

8.5.2 Расчет однофазных коротких замыканий

Однофазные КЗ в сети 0,38 кВ при питании от генератора характеризуются большой электрической удаленностью, поэтому обычно можно не учитывать изменение тока во времени. Рассчитать ток однофазного КЗ можно по формулам:

$$I_{\text{КЗ}}^{(1)} = \frac{U_{\varepsilon H}}{Z_n + \frac{Z_{\varepsilon}^{(1)}}{3}}, \quad (8.30)$$

$$Z_{\varepsilon}^{(1)} = \sqrt{(R_{\varepsilon 1} + R_{\varepsilon 2} + R_{\varepsilon 0})^2 + (X_{\varepsilon 1} + X_{\varepsilon 2} + X_{\varepsilon 0})^2}, \quad (8.31)$$

где Z_n – сопротивление петли «фазный–нулевой» провод от генератора до места КЗ, Ом;

$Z_{\varepsilon}^{(1)}$ – полное сопротивление генератора току однофазного КЗ, Ом;

$R_{\varepsilon 1}$; $X_{\varepsilon 1}$; $R_{\varepsilon 2}$; $X_{\varepsilon 2}$; $R_{\varepsilon 0}$; $X_{\varepsilon 0}$ – активные и индуктивные сопротивления генератора токам прямой, обратной и нулевой последовательности соответственно, Ом.

Обычно принимают: $R_{\varepsilon 1} = R_{\varepsilon 2} = R_{\varepsilon 0} = R_{cm}$; $X_{\varepsilon 1} = X_{\varepsilon}$; $X_{\varepsilon 2}$ и $X_{\varepsilon 0}$ рассчитывают по соответствующим паспортным значениям сопротивлений в относительных единицах по формулам, аналогичным формуле (8.29).

Активное сопротивление фазы статора $R_{ст}$ принимают по паспортным данным.

9 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Основным и наиболее дорогим элементом системы электроснабжения является силовой трансформатор (автотрансформатор), который устанавливается на подстанциях. Для обеспечения его надежной работы со стороны высшего и низшего напряжений применяется различное электрооборудование.

Электрооборудование необходимо выбирать по справочным данным, исходя из условий нормального режима подстанции с учетом рода установки и конструктивного исполнения. Выбирая электрооборудование необходимо проверять его на устойчивость к сверхтокам возможных аварийных режимов. При этом следует стремиться к тому, чтобы в распределительных устройствах как высшего, так и низшего напряжения, использовалось новое и однотипное оборудование.

Условия выбора и проверки электрооборудования при проектировании подстанций сведены в таблицу 9.1.

Таблица 9.1 – Сводная таблица выбора электрооборудования при проектировании подстанций

Наименование электрооборудования	Условия выбора	Условия проверки
1	2	3
РАЗЪЕДИНИТЕЛИ	1. Род установки, конструктивное исполнение 2. $U_n \geq U_{нс}$ 3. $I_n \geq I_p$	1. $i_{н\ дин} \geq i_{уд}$ 2. $I_{нт}^2 \cdot t_{нт} \geq I^2 \cdot t_{п}$
ВЫКЛЮЧАТЕЛИ НАГРУЗКИ	1. Конструктивное исполнение 2. $U_n \geq U_{нс}$ 3. $I_n \geq I_p$	1. $i_{н\ дин} \geq i_{уд}$ 2. $I_{нт}^2 \cdot t_{нт} \geq I^2 \cdot t_{п}$ 3. При отсутствии предохранителя: $I_{н\ откл} \geq I_{р\ откл}$ $I_{н\ вкл} \geq I_{р\ вкл}$; При наличии предохранителя: $I_{н\ откл} \geq I''$

Продолжение таблицы 9.1

1	2	3
ПРЕДОХРАНИТЕЛИ СВЫШЕ 1кВ	1. $U_n \geq U_{нс}$ 2. $I_n \geq I_p$	1. $I_{н\text{ откл}} \geq I''$ 2. Соответствие времятоковой характеристики условиям защищаемой цепи
ВЫКЛЮЧАТЕЛИ СВЫШЕ 1кВ	1. Род установки, условия работы, конструктивное исполнение 2. $U_n \geq U_{нс}$ 3. $I_n \geq I_p$ 4. $S_{н\text{ откл}} \geq S_k$	1. $i_{н\text{ дин}} \geq i_{уд}$ 2. $I_{нт}^2 \cdot t_{нт} \geq I^2 \cdot t_{п}$ 3. $I_{пр\text{ скв}} \geq I''$
ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА	1. Род установки, конструктивное исполнение 2. $U_n \geq U_{нс}$ 3. $I_n \geq I_p$	1. $i_{н\text{ дин}} \geq i_{уд}$ 2. $I_{нт}^2 \cdot t_{нт} \geq I^2 \cdot t_{п}$ 3. $Z_{2н} \geq Z_{2р} \approx R_2$ (в необходимом классе точности)
ТРАНСФОРМАТОРЫ НАПРЯЖЕНИЯ	$U_n \geq U_{нс}$	$S_{2н} \geq S_{2р}$ (в заданном классе точности)
КОРОТКОЗАМЫКАТЕЛИ	1. Род установки, конструктивное исполнение 2. $U_n \geq U_{нс}$	1. $i_{н\text{ дин}} \geq i_{уд}$ 2. $I_{нт}^2 \cdot t_{нт} \geq I^2 \cdot t_{п}$
ОТДЕЛИТЕЛИ	1. Род установки, конструктивное исполнение 2. $U_n \geq U_{нс}$ 3. $I_n \geq I_p$	1. $i_{н\text{ дин}} \geq i_{уд}$ 2. $I_{нт}^2 \cdot t_{нт} \geq I^2 \cdot t_{п}$
РАЗРЯДНИКИ	1. Конструктивное исполнение 2. $U_n = U_{нс}$	1. $u_{н\text{ пр}} \geq u_{д\text{ р}}$ 2. $u_{ост} \geq u_{д\text{ р}}$ 3. $i_{н\text{ откл}} \geq i_{сопр}$
ПРЕДОХРАНИТЕЛИ ДО 1000 В	1. Тип, категория размещения, конструктивное исполнение 2. $U_n \geq U_{нс}$ 3. $I_n \geq I_p$	1. $I_{длп} \geq 1/k \cdot I_n$ 2. $I_{п\text{ откл}} \geq I_{к\text{ max}}$ 3. По быстродействию 4. На селективность
РУБИЛЬНИКИ	1. Тип, степень защиты, категория размещения, конструктивное исполнение 2. $U_n \geq U_{нс}$ 3. $I_n \geq I_p$	—
АВТОМАТИЧЕСКИЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ	1. Тип, степень защиты, категория размещения, конструктивное исполнение 2. $U_n \geq U_{нс}$ 3. $I_n \geq I_p$ 4. Тип расцепителя и его ток уставки	1. $I_{п\text{ откл}} \geq I_{к\text{ max}}$ 2. По быстродействию 3. На селективность

Принятые обозначения:

U_n – номинальное напряжение электрического аппарата;

$U_{нс}$ – номинальное (рабочее) напряжение сети;

I_n – номинальный ток электрического аппарата;

I_n – номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

I_p – максимальный рабочий ток электрической цепи;

$i_{н \text{ дин}}$ – амплитудное значение максимального допустимого тока, характеризующего электродинамическую стойкость электрического аппарата;

$i_{уд}$ – амплитудное значение ударного расчетного тока короткого замыкания (в большинстве случаев – трехфазного);

$I_{нт}$ – номинальный ток термической стойкости электрического аппарата, который может выдерживаться без повреждений в течение времени $t_{нт}$, по данным завода-изготовителя;

$t_{нт}$ – предельное время действия тока короткого замыкания на электрический аппарат. Обычно в каталогах приводится время 5 или 10 с и соответствующее им значение тока $I_{нт}$;

I – расчетное значение установившегося тока короткого замыкания (как правило – трехфазного);

$t_{п}$ – приведенное время короткого замыкания. Для сельских электрических сетей $t_{п} = t_3 + t_в$ или $t_{п} \approx t_в$, здесь t_3 – время срабатывания защиты;

$t_в$ – собственное время отключения коммутационного аппарата;

$I_{н \text{ откл}}$ – номинальный отключаемый ток аппарата (приводится в справочниках и каталогах);

$I_{p \text{ откл}}$ – рабочий ток, коммутируемый электрическим аппаратом;

$I_{p \text{ вкл}}$ – рабочий ток включения аппарата;

$I_{н \text{ вкл}}$ – номинальный включаемый ток аппарата;

- I'' – начальное действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания;
- $S_{н\text{ откл}}$ – номинальная мощность отключения (отключающая способность) коммутационного аппарата;
- $S_{к}$ – расчетная мощность короткого замыкания ($S_{к} = \sqrt{3} \cdot U_{нс} \cdot I''$);
- $I_{пр\text{ скв}}$ – предельный сквозной ток термической стойкости выключателя (приводится в справочниках и каталогах);
- $Z_{2н}$ – допустимое сопротивление вторичной нагрузки трансформатора тока, гарантирующее заданный класс точности;
- $Z_{2р}$ – расчетное значение полного сопротивления вторичной цепи трансформатора тока. Может быть приравнено к активному сопротивлению R_2 ;
- $S_{2н}$ – номинальное значение нагрузки во вторичной обмотке трансформатора напряжения, гарантирующее заданный класс точности;
- $S_{2р}$ – расчетная нагрузка во вторичной обмотке измерительного трансформатора напряжения;
- $u_{н\text{ пр}}$ – номинальное амплитудное значение пробивного напряжения разрядника;
- $u_{д\text{ р}}$ – допустимое амплитудное значение напряжения сети, рассчитанное для конкретных условий;
- $u_{ост}$ – номинальное амплитудное значение остающегося напряжения разрядника;
- $i_{н\text{ откл}}$ – номинальный ток отключения разрядника (для трубчатых разрядников);
- $i_{сопр}$ – амплитудное значение сопровождающего тока, определяемое расчетом для конкретной точки в электрической сети;
- $I_{ддп}$ – значение длительно допустимого тока проводника;

k – коэффициент кратности, зависящий от материала изоляции проводника и вида применяемой защиты:

$k = 3$ – для проводников любых марок, защищаемых только от токов короткого замыкания и проложенных в помещениях всех категорий;

$k = 0,8$ – для проводников с поливинилхлоридной и резиновой изоляцией, защищаемых от перегрузок;

$k = 1$ – для проводников в невзрывоопасных помещениях, а также проводников с бумажной изоляцией, защищаемых от перегрузок;

$I_{п\text{ отк}}$ – предельный отключаемый ток предохранителя, указываемый в справочной литературе;

$I_{к\text{ max}}$ – максимальный ток короткого замыкания в защищаемой цепи, рассчитанный для конкретных условий.

10 ЗАЩИТА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ОТ АВАРИЙНЫХ И НЕНОРМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ

10.1 ЗАЩИТА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 10/0,4 кВ ОТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Силовые трансформаторы ТП 10/0,4 кВ мощностью до 1000 кВА защищают от коротких замыканий предохранителями, основными достоинствами которых являются простота конструкции, малая стоимость и возможность обслуживания персоналом невысокой квалификации.

Со стороны напряжения 0,4 кВ, между обмоткой трансформатора и сборными шинами распределительного устройства установка предохранителя для защиты от короткого замыкания на шинах 0,4 кВ необязательна, если отходящие от ТП ВЛ 0,38 кВ оснащены защитами от коротких замыканий и перегрузок и ТП 10/0,4 кВ находится в ведении одной организации.

Если защита отходящих ВЛ 0,38 кВ и защита силового трансформатора со стороны напряжения 10 кВ находятся в ведении разных организаций, то между выводами силового трансформатора и шинами 0,38 кВ следует предусмотреть установку предохранителей. Номинальный ток заменяемого элемента предохранителя выбирают по шкале номинальных токов с ближайшим большим значением к номинальному току трансформатора.

Предохранители на стороне напряжением 10 кВ защищают силовой трансформатор и шины подстанции от междуфазных коротких замыканий. Номинальный ток плавкой вставки предохранителя в этом случае следует выбирать с учетом отстройки от максимального тока нагрузки, от бросков пусковых токов электродвигателей и тока намагничивания трансформатора по следующему выражению:

$$I_n \geq (2 - 3) \cdot I_{н\text{т}},$$

где I_n – номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

I_{nm} – номинальный ток силового трансформатора.

Кратность номинального тока плавкой вставки предохранителя к номинальному току трансформатора для трансформаторов большой мощности (свыше 160 кВА) должна иметь меньшее значение, а для трансформаторов меньшей мощности – соответственно большее.

Время срабатывания предохранителя должно обеспечивать термическую стойкость трансформатора, поэтому оно не должно превышать значения /39/:

$$t_o \leq 1500/K^2 ,$$

где t_o – время отключения предохранителя, с;

K – кратность максимального расчетного тока короткого замыкания по

отношению к номинальному току силового трансформатора, $K = \frac{I_k^{(3)}}{I_{nm}}$.

Таблица 10.1 – Рекомендуемые значения номинальных токов заменяемых элементов предохранителей для силовых трансформаторов 10/0,4 кВ

Мощность трансформатора, кВА	Номинальный ток, А			
	трансформатора на стороне		заменяемого элемента предохранителя на стороне	
	0,4 кВ	10 кВ	0,4 кВ	10 кВ
25	36	1,44	40	5
40	58	2,30	60	8
63	91	3,64	100	10
100	145	5,80	150	16
160	231	9,25	250	20
250	360	14,40	400	31,5
400	580	23,10	600	50
630	910	36,40	1000	80
1000	1450	58	1500	100

Селективность действия предохранителя напряжением 10 кВ с токовыми защитами сети напряжением 0,38 кВ необходимо проверять путем сравнения

их защитных характеристик на карте селективности. Если слева от тока координации защитные характеристики не пересекаются, то селективность смежных защит считается достаточной, в противном случае требование селективности не выполняется.

Рекомендуемые по /31/ значения номинальных токов заменяемых элементов предохранителей для защиты силовых трансформаторов приведены в таблице 10.1.

Проверку предохранителей на отключающую способность выполняют по условию таблицы 9.1. В качестве расчетного тока следует принимать значение I'' без учета токоограничивающей способности предохранителя.

10.2 ЗАЩИТА ЛИНИЙ 0,38 кВ ОТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В комплектных трансформаторных пунктах 6–10/0,4 кВ, а также в распределительных щитах 0,38 кВ в качестве устройств защиты линий чаще всего применяются следующие аппараты:

- плавкие предохранители типа ПР2, ПН и другие;
- автоматические выключатели серии АП50Б с расцепителями перегрузки или расцепителями максимального тока в нулевом проводе;
- автоматические выключатели серии АЗ700 с расцепителями перегрузки и мгновенного действия;
- автоматические выключатели серии АЕ2000 и АЗ700 с комбинированными расцепителями и токовыми реле типа РЭ–571 т, включаемыми в нулевой провод и воздействующими на независимый расцепитель;
- автоматические выключатели серии АЕ2000 с комбинированным расцепителем и защитной приставкой типа ЗТИ–0,4, осуществляющей

токовую защиту от междофазных и однофазных коротких замыканий с действием на независимый расцепитель;

– автоматические выключатели серии АВМ или «Электрон» с максимальными расцепителями замедленного и мгновенного действия.

Для успешной работы защиты линий 0,38 кВ необходимо при их выборе руководствоваться таблицей 9.1 настоящих указаний. Выбор типа защиты и расчет тока ее уставки следует выполнять с учетом рекомендаций /42/, сведенных в таблицу 10.2.

Таблица 10.2 – Условия выбора и проверки уставок основных токовых защит

Тип защиты	Условия выбора уставки по току срабатывания, А	Условия проверки
Расцепители перегрузки автоматических выключателей и плавкие предохранители	Ближайшее большее стандартное значение от $1,1(I_{max} + 0,4 I_n)$	1. На селективность 2. На быстродействие
Расцепители мгновенного действия автоматических выключателей	$1,2(I_{max} + I_n)$	
Токовое реле РЭ–571т, включенное в нулевой провод	$0,7 I_{p\ max}$	
ЗТИ–0,4 от междофазных коротких замыканий	$1,1(I_{max} + 0,4 I_n)$	
ЗТИ–0,4 от коротких замыканий на нулевой провод	$0,6 I_{p\ max}$	
ЗТИ–0,4 от коротких замыканий на землю	3...7	

Принятые обозначения:

I_{max} – максимальный ток нагрузки линии 0,38 кВ без учета номинального тока самого мощного электродвигателя, А;

I_n – пусковой ток самого мощного электродвигателя, подключенного к данной линии, А. В случаях, когда $I_n < 0,1 \cdot I_{max}$, значение пускового тока можно не учитывать;

$I_{p\ max}$ – максимальный рабочий ток линии 0,38 кВ, А;

При выборе предохранителей для защиты отходящих линий ТП следует учитывать их недостатки: большой разброс по току срабатывания, необходимость замены всего предохранителя или его заменяемого элемента после однократного срабатывания, вероятность работы электродвигателя на двух фазах, а также появление на корпусах зануленного электрооборудования опасных потенциалов при перегорании предохранителя в одной из фаз.

При недостаточном быстродействии плавких предохранителей и отказе от секционирования линии следует использовать автоматические выключатели с полупроводниковыми или микропроцессорными расцепителями.

Автоматические выключатели дороже предохранителей, более сложны по конструкции, однако обладают рядом существенных достоинств: большей стабильностью защитных характеристик, одновременным отключением всех трех фаз, возможностью выполнения некоторых типов автоматов с нулевой защитой и защитой от понижения напряжения.

Защиту, выполненную на расцепителе мгновенного действия (токовая отсечка), целесообразно применять, если зона ее действия составляет не менее 10...15% длины защищаемой линии. Зона действия защиты может быть оценена следующим выражением [39]:

$$X, \% = \frac{23 \cdot (I^{(3)} - I_\phi)}{Z_\Sigma \cdot I^{(3)} \cdot I_\phi} \geq 10...15\%,$$

где $I^{(3)}$ – ток трехфазного короткого замыкания на шинах 0,4 кВ ТП, А;

Z_Σ – полное сопротивление прямой последовательности защищаемой линии 0,38 кВ, Ом.

Специальных мер по повышению эффективности токовых защит с расцепителями мгновенного действия в сетях 0,38 кВ, как правило, не принимают. При невыполнении рекомендаций таблицы 10.2 токовую защиту с расцепителями мгновенного действия применять не следует, а защиту линии 0,38 кВ необходимо выполнять другими типами защит.

Для обеспечения селективного действия защит их согласовывают по времени срабатывания и по уставкам тока.

При установке одноступенчатых предохранителей на линии 0,38 кВ их селективность можно считать достаточной, если ток срабатывания каждого последовательно включенных предохранителей отличается не менее, чем на две ступени по шкале номинальных токов их плавких вставок.

Для разноступенчатых предохранителей, а также предохранителей, находящихся на разных ступенях напряжения (например, на ТП 10/0,4 кВ), селективность следует проверять построением карты селективности и сопоставлением защитных характеристик с учетом разброса по времени срабатывания.

Карту селективности строят в осях координат, где по оси абсцисс откладывают ток срабатывания защиты, а по оси ординат – время действия защиты. Если в сети несколько ступеней напряжения, то все токи следует привести к одному (любому) из напряжений сети. Ампер-секундные характеристики для каждой из согласуемых защит наносят в пределах от ее тока срабатывания до максимального тока короткого замыкания, который может протекать через эту защиту. Согласование защит выполняют в зоне совместной работы смежных защит. При этом необходимо, чтобы характеристики смежных защит не пересекались и не приближались друг к другу ближе, чем на ступень селективности – Δt .

Аналогичным образом согласовывают по селективности предохранители с автоматическими выключателями и автоматические выключатели между собой.

В качестве ступени селективности следует принимать следующие значения выдержки времени:

- для предохранителей $\Delta t \geq 1,0$ с;
- для автоматических выключателей $\Delta t \geq 0,3$ с;

Рекомендации /34/ допускают проверку селективности действия без построения карты селективности. При этом руководствоваться следует следующим:

- при учете 25%-ного разброса защитных характеристик аппаратов защиты по времени срабатывания

$$t_{\delta} > 1,7t_m,$$

где t_{δ} – время срабатывания ближайшего к источнику питания аппарата защиты;

t_m – время срабатывания более удаленного от источника питания смежного аппарата защиты;

- при 50%-ом разбросе защитных характеристик аппаратов защиты по времени срабатывания

$$t_{\delta} > 3t_m.$$

При корректировке времени срабатывания смежных токовых защит следует уменьшить на 25% время t_{δ} и увеличить на 25% время срабатывания t_m .

Токовые аппараты защиты проверяют на быстродействие с учетом требований /5/ в соответствии с примером 1.3 настоящего пособия. Наибольшее допустимое время отключения аппарата защиты в зависимости от системы заземления нейтрали сети может быть определено по

наименьшему току замыкания с использованием защитных характеристик, приведенных в приложении Ж.

Время срабатывания ЗТИ при однофазных и междуфазных КЗ следует определять по выражению

$$t_{cp} = \frac{4,2}{\frac{I_K}{I_y} - 1}.$$

Здесь I_K – расчетное значение тока КЗ;

I_y – принятый ток уставки срабатывания ЗТИ.

Время срабатывания ЗТИ также может быть определено по защитной характеристике.

10.3 ЗАЩИТА ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

По своему характеру, а именно по амплитуде перенапряжения и по продолжительности воздействия, перенапряжения условно делятся на:

- атмосферные (внешние, грозовые), которые характеризуются кратковременностью и очень большой амплитудой перенапряжения;
- внутренние, которые характеризуются относительно небольшой амплитудой напряжения, большой продолжительностью и вызываются аварийными и ненормальными режимами сети.

Так как природа перенапряжений разная, то и способы защиты электроустановок различны.

Для защиты линий и оборудования подстанций от перенапряжений в общем случае используют следующие устройства:

- разрядники и ограничители перенапряжений (ОПН) для защиты отдельных точек на линии;
- тросы и заземления опор на линиях;

- молниеотводы на подстанциях;
- разрядники и ОПН на подстанциях.

Воздушные линии напряжением до 10 кВ включительно не нуждаются в специальных мерах по защите от перенапряжений. Исключение составляют лишь случаи пересечения ВЛ между собой и с линиями связи, а также наличие ответвлений от ВЛ, выполненных при помощи кабельных вставок.

В указанных случаях следует применить трубчатые разрядники, которые устанавливают в начале кабельной вставки и на деревянных опорах, ограничивающих пролет пересечения ВЛ.

При этом трубчатые разрядники выбирают по номинальному напряжению линии (см. табл. 9.1), а проверяют на максимально и минимально допустимые токи КЗ по выражениям:

$$I'' \cdot k_a \leq I_{\max p}$$

$$I_{\infty} \geq I_{\min p},$$

где I'' – начальное значение периодической составляющей тока КЗ;

k_a – коэффициент апериодичности, $k_a = 1,3–1,5$;

$I_{\max p}$ – максимально допустимый ток разрядника;

I_{∞} – наименьший установившийся ток КЗ;

$I_{\min p}$ – минимально допустимый ток разрядника.

В качестве тока I'' для сети 10 кВ рассчитывают ток трехфазного короткого замыкания, а при определении установившегося тока I_{∞} рассчитывают двухфазное КЗ в месте предполагаемого включения разрядника.

Сопrotивление заземляющего контура, к которому будут присоединяться разрядники, должно быть не более 10–20 Ом.

При длине кабельной вставки свыше 50 м вместо трубчатых разрядников рекомендуется применять вентильные разрядники или ОПН (приложение Е).

Вентильные разрядники и ОПН следует предусматривать на вводах подстанций, сборных шинах, отходящих присоединениях и непосредственно у электроприемников. Схема присоединения указанных защитных аппаратов к сети – «звезда» с выведенным на землю нулем.

Защиту силовых трансформаторов подстанций 10/0,4 кВ осуществляют со стороны высшего (ВН) и низшего (НН) напряжений комплектами вентильных разрядников или ОПН, устанавливаемых в распределительных устройствах ВН и НН как можно ближе к выводам силового трансформатора.

Если силовой трансформатор подключается к сети через кабельную вставку, то можно устанавливать ОПН. При длине кабеля более 5 метров ОПН следует предусматривать с двух сторон, а для короткого кабеля, для защиты кабеля и трансформатора, достаточно установить один ОПН со стороны трансформатора.

Для обеспечения термической стойкости разрядников и ОПН наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, при котором надежно обрывается сопровождающий ток (ток гашения), следует выбирать равным 7,2 кВ для класса напряжения 6 кВ и 12 кВ для класса напряжения 10 кВ.

Другой важной характеристикой вентильного разрядника и ОПН является его пропускная способность, то есть минимальное количество нормированных импульсов тока, который разрядник или ОПН должен выдержать без существенного изменения его свойств. Это количество обычно составляет двадцать срабатываний.

Достаточную защиту силового трансформатора обеспечивают ОПН с номинальным разрядным током 5 кА.

Условия выбора и проверки вентильных разрядников или ОПН приведены в таблице 9.1.

При проектировании современных систем защиты электроустановок от перенапряжений в сети 0,38 кВ в основу должны быть положены два главных принципа – это разбиение защищаемого объекта на защитные зоны и принцип выравнивания потенциалов.

От внешних (грозовых) перенапряжений на ВЛ 0,38 кВ функцию устройств защиты выполняют штыревые изоляторы, которые имеют напряжение пробоя порядка 20 кВ. Для этого по линии должны быть предусмотрены грозозащитные заземления /5/ с сопротивлением не более 30 Ом, к которым присоединяют крюки деревянных опор и штыри с арматурой железобетонных опор. По сути, штыревые изоляторы являются первой зоной защиты от перенапряжений.

Расстояние по линии 0,38 кВ между грозозащитными заземлениями выбирают исходя из интенсивности грозовой деятельности и степени экранированности линии наземными сооружениями (деревьями, трубами и другими инженерными сооружениями). Кроме этого, заземления должны быть предусмотрены на опорах с ответвлениями к вводам в здания, где может находиться большое количество людей (больницы, школы и т.п.), или представляющим большую народнохозяйственную ценность (птицефабрики, гаражи, склады и т.д.), а также на концевых вводных опорах, если наибольшее расстояние до ближайшего грозозащитного заземления превышает 100 м для районов, где проходит трасса ВЛ, с интенсивностью грозовой деятельности до 40 грозочасов в году и 50 м – для районов с интенсивностью грозовой деятельности более 40 грозочасов в году /5/.

В соответствии с требованием п. 7.1.22 /5/ при воздушном вводе в здание должны устанавливаться ограничители импульсных перенапряжений. Уровень защитного устройства при этом должен быть не выше, чем 1,5 кВ для однофазной сети 220 В и 2,5 кВ для трехфазной сети 380 В /43/. Второй

уровень снижения перенапряжений может быть обеспечен вентильными разрядниками серии РВН 0,5, GZ-0,66 и ОПН 0,38 (приложение Ж).

В сетях 380/220 В с системами заземления TN–S или TN–C–S большую опасность для электроприемников общественных, административных и бытовых зданий также представляет обрыв нулевого (рабочего или совмещенного) проводника в трехфазных сетях, когда при значительной несимметрии фазных нагрузок уровень внутренних перенапряжений может достигать значений междуфазного напряжения (380 В), а длительность – нескольких часов. В этом случае необходимо производить быстрое отключение защищаемой цепи, однако выдержка времени отключения не должна быть меньше 0,01 с для предотвращения нежелательных отключений при появлении грозовых перенапряжений /44/.

Пример выполнения защиты от перенапряжений электроустановки с системой TN–C–S в соответствии с рекомендациями /45/ показан на рисунке 10.1.

Класс защиты I (В) предусматривают для защиты от прямых ударов молнии в систему молниезащиты здания или ВЛ. Средства защиты рекомендуется устанавливать на вводе в здание во вводно-распределительном устройстве (ВРУ) или главном распределительном щите (ГРЩ), т.к. в этом месте величина перенапряжения может достигать 6 кВ. Защитные устройства класса В должны справляться с токами грозового разряда 45–60 кА при характеристике импульса 10/350 мкс.

Класс защиты II (С) предусматривают для защиты токораспределительной сети объекта от коммутационных помех или как вторую ступень грозозащиты при ударе молнии. Защитные устройства следует устанавливать в распределительном щите (РЩ) для ограничения перенапряжений свыше 4 кВ. Защитные устройства класса С должны

справляться с токами грозового разряда порядка 40 кА при характеристике импульса 8/20 мкс.

Иногда зарубежные фирмы совмещают в одном устройстве защиты первую и вторую ступени защиты от перенапряжений.

Защитные устройства класса III (D) устанавливают непосредственно у потребителя для защиты электроприемников от остаточных перенапряжений (до 1,5 кВ), защиты от дифференциальных (несимметричных) перенапряжений (например, между фазой и нулевым рабочим проводником), фильтрации высокочастотных помех. Защитные устройства класса D должны справляться с токами разряда порядка 6–8 кА.

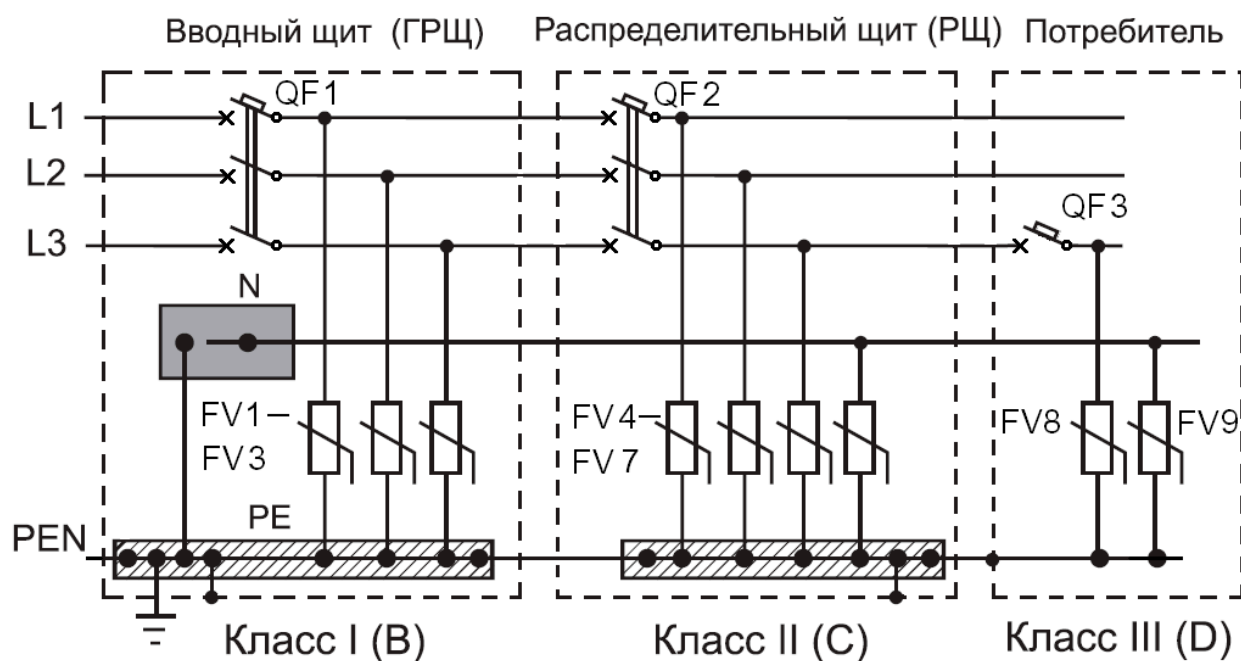


Рисунок 10.1 – Схема включения устройств защиты от перенапряжения в электроустановках с системой TN–C–S

В международных и российских стандартах чаще используют цифровое обозначение, однако изредка еще встречается и буквенное обозначение.

При установке защитных устройств необходимо, чтобы расстояние между соседними ступенями было не менее 10 м по сети внутренней

проводки. Выполнение указанного требования важно для координации срабатывания защитных устройств.

Практика эксплуатации показала, что серьезную угрозу для самих устройств защиты от перенапряжений могут представлять случаи, когда действующее напряжение сети, например, при тех же обрывах нулевого провода, оказывается больше максимального рабочего напряжения защитного устройства. Чтобы не допустить разрушения устройств защиты от перенапряжения при их срабатывании токами частотой 50 Гц, в отличие от рисунка 10.2, рекомендуется последовательно с FV1 – FV9 включать предохранители. Многие зарубежные фирмы предусматривают такое включение предохранителей, при этом номинальные значения плавких вставок указывают в технической документации. Определяющим фактором при выборе данных предохранителей должна быть отключающая мощность в точке подключения устройства защиты от перенапряжения.

Заземление в электроустановках обеспечивает выполнение двух важных задач. Во-первых, оно служит для обеспечения электробезопасности. Действительно, хорошая электрическая связь на низкой частоте между всеми имеющимися на объекте проводящими конструкциями, к которым может прикасаться человек, обеспечивает выравнивание их потенциала. В результате разность потенциалов между любыми доступными прикосновению точками существенно снижается. В случае короткого замыкания фазы на землю по цепям заземления могут протекать очень большие токи. Поскольку элементы системы заземления обладают некоторым сопротивлением (активным и реактивным) то, по закону Ома, на них могут создаваться значительные потенциалы, представляющие опасность для человека. Но и в этом случае заземление все же выполняет свою защитную функцию: протекание большого тока «нулевой последовательности» приводит к срабатыванию токовой защиты.

Во-вторых, задачей заземления является задание единого опорного потенциала для всех элементов электрического или электронного оборудования.

Основная система уравнивания потенциалов в электроустановках до 1000 В должна соединять между собой следующие проводящие части /5/:

1) нулевой защитный РЕ- или PEN-проводник питающей линии в системе TN;

2) заземляющий проводник, присоединенный к заземляющему устройству электроустановки, в системах IT и TT;

3) заземляющий проводник, присоединенный к заземлителю повторного заземления на вводе в здание (если есть заземлитель);

4) металлические трубы коммуникаций, входящих в здание: горячего и холодного водоснабжения, канализации, отопления, газоснабжения и т.п.

Если трубопровод газоснабжения имеет изолирующую вставку на вводе в здание, к основной системе уравнивания потенциалов присоединяется только та часть трубопровода, которая находится относительно изолирующей вставки со стороны здания;

5) металлические части каркаса здания;

6) металлические части централизованных систем вентиляции и кондиционирования. При наличии децентрализованных систем вентиляции и кондиционирования металлические воздуховоды следует присоединять к шине РЕ щитов питания вентиляторов и кондиционеров;

7) заземляющее устройство системы молниезащиты 2-й и 3-й категорий;

8) заземляющий проводник функционального (рабочего) заземления, если он имеется и отсутствуют ограничения на присоединение сети рабочего заземления к заземляющему устройству защитного заземления;

9) металлические оболочки телекоммуникационных кабелей.

Проводящие части, входящие в здание извне, должны быть соединены как можно ближе к точке их ввода в здание.

Для соединения с основной системой уравнивания потенциалов все указанные части должны быть присоединены к главной заземляющей шине при помощи проводников системы уравнивания потенциалов.

Система дополнительного уравнивания потенциалов должна соединять между собой все одновременно доступные прикосновению открытые проводящие части стационарного электрооборудования и сторонние проводящие части, включая доступные прикосновению металлические части строительных конструкций здания, а также нулевые защитные проводники в системе TN. Например: в ванных комнатах и душевых помещениях должны быть соединены между собой и с защитным РЕ-проводником все металлические душевые поддоны и металлические каркасы душевых кабин.

Указания по выполнению системы уравнивания потенциалов на вводе в электроустановку здания и установка главной заземляющей шины должны быть предусмотрены в проектной документации на электроустановку здания.

10.4 ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ 10/0,4 кВ и НУЛЕВОГО ПРОВОДА СЕТИ 0,38 кВ

10.4.1 Требования, предъявляемые к заземлениям

В соответствии с /5/ сопротивление заземляющего устройства в любое время года не должно превышать значений, приведенных в таблице 10.3.

Заземлители могут быть естественными и искусственными. Когда естественные заземлители не могут обеспечить нормируемых значений заземляющего устройства, то в дополнение к ним проектируют искусственные заземлители.

Вычисление тока однофазного замыкания на землю при оценке величины сопротивления заземляющего устройства рекомендуется производить по формуле

$$I_3 = \frac{U_n \cdot (L_{ВЛ} + 0,35 \cdot L_{КЛ})}{350},$$

где U_n – номинальное напряжение электроустановки, кВ;

$L_{ВЛ}$ – протяженность всех электрически связанных воздушных линий, отходящих от питающей подстанции, км;

$L_{КЛ}$ – протяженность всех электрически связанных кабельных линий той же питающей подстанции, км.

Таблица 10.3 – Наибольшие допустимые значения сопротивлений заземляющих устройств

Вид электроустановки	Характеристика электроустановки	Нормируемое значение сопротивления, Ом
1. Подстанции и распределительные пункты напряжением выше 1000В	Электроустановки электрических сетей с глухозаземленной и эффективно заземленной нейтралью	0,5
	Электроустановки электрических сетей с изолированной нейтралью, с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор или резистор	$250/I_3^*$
2. Воздушные линии электропередачи напряжением выше 1000В	Заземляющие устройства опор ВЛ при удельном сопротивлении грунта, ρ , Ом·м: – до 100 – более 100 до 500 – более 500 до 1000 – более 1000 до 5000 – более 5000	10 15 20 30 $\rho \cdot 6 \cdot 10^{-3}$
	Электроустановки с источниками питания в электрических сетях с глухозаземленной нейтралью (или	

3. Электроустановки напряжением до 1000В	средней точкой) источника питания (система TN): – в непосредственной близости от нейтрали	15/30/60**
	– с учетом естественных заземлителей и повторных заземлителей отходящих линий	2/4/8**
	Электроустановки в электрических сетях с изолированной нейтралью (или средней точкой) источника питания (система IT)	50/I***, более 4 Ом не требуется
4. Воздушные линии электропередачи напряжением до 1 кВ	Заземляющие устройства опор ВЛ с повторными заземлителями PEN (PE) – проводника	30

Примечание:

I_z^* – расчетный ток замыкания на землю;

** – соответственно при линейных напряжениях 660, 380, 220 В;

I^{***} – полный ток замыкания на землю.

В качестве естественных заземлителей для заземляющих устройств могут быть использованы: проложенные в земле водопроводные, канализационные и другие трубопроводы, кроме трубопроводов горючих жидкостей и газов; металлические конструкции и арматура железобетонных изделий, имеющих надежное соединение с землей; свинцовые оболочки кабелей, проложенных в земле.

При отсутствии естественных заземлителей необходимы искусственные заземлители – вертикально погруженные в землю стальные трубы длиной 2,5–3 м с толщиной стенок не менее 3,5 мм; металлические стержни диаметром 10–12 мм; угловая сталь с толщиной полок не менее 4 мм. В зависимости от типа заземлителя и его расположения в земле изменяется расчетная формула для определения сопротивления растеканию заземлителя (см. табл. П. И. 4).

10.4.2 Расчет заземляющих устройств

Расчет заземляющего устройства сводится в основном к расчету заземлителя, поскольку параметры заземляющих проводников в большинстве случаев нормированы /5, 6, 7/ по условиям механической прочности.

Сопротивление заземлителя рекомендуется рассчитывать в следующем порядке:

1. В соответствии с /5/ принимают допустимое сопротивление заземляющего устройства – R_z (см. п. 10.4.1).

2. Определяется необходимое сопротивление искусственного заземлителя с учетом использования естественных заземлителей, включаемых параллельно:

$$R_u = \frac{R_e \cdot R_z}{R_e - R_z},$$

где R_e – сопротивление естественного заземлителя, Ом. При отсутствии точных сведений по значению R_e , вместо R_e в формулу вводят значение сопротивления повторных заземлителей (если R_z принято с учетом повторных заземлений в сети);

R_u – сопротивление искусственного заземлителя, Ом.

Рассчитанное R_u не должно быть больше допустимых норм п. 10.4.1.

3. Оценивается расчетное удельное сопротивление грунта ρ_p , Ом·м. Если при сборе исходных данных к проектированию удельное сопротивление было измерено, то его необходимо скорректировать:

$$\rho_p = \rho_{изм} \cdot K_c \cdot K,$$

где $\rho_{изм}$ – значение измеренного удельного сопротивления грунта, Ом·м;

K_c – коэффициент сезонности. Может быть принят по данным таблицы П. И. 2;

K – коэффициент, учитывающий состояние грунта при измерении (таблица П. И. 3).

При отсутствии точных данных о грунте допустимо ориентировочное принятие удельного сопротивления грунта по таблице П. И. 1.

4. Вычисляется сопротивление растеканию тока одного заземлителя по формулам таблицы П.И.4. Расположение заземлителей и обозначение их параметров принимается по соответствующему варианту рисунка П. И. 1.

В случае применения электродов из угловой стали в формулы таблицы П. И. 4 вместо диаметра трубы следует подставлять эквивалентный диаметр уголка

$$d_э = 0,95 \cdot b,$$

где b – ширина уголка, м.

5. Определяют ориентировочное количество вертикальных заземлителей для оценки значений коэффициентов экранирования – $\eta_в$, $\eta_г$:

$$n = R_г / R_u.$$

6. По таблицам П. И. 5–П. И. 8 в зависимости от числа вертикальных заземлителей (n) и отношения a/L (расстояния между заземлителями – a к длине вертикального заземлителя – L) определяют коэффициенты экранирования вертикальных и горизонтальных заземлителей – $\eta_в$, $\eta_г$.

7. Уточняют количество стержней с учетом горизонтальных полос связи по выражению:

$$n_д = R_г \cdot \eta_г \cdot [1/(R_u \cdot \eta_г) - 1/R_г] / \eta_в.$$

Для последующего включения в проект принимается большее количество из n и $n_д$.

8. По принятому к проектированию количеству вертикальных заземлителей n' уточняют значения коэффициентов экранирования – $\eta_в'$, $\eta_г'$.

9. Определяется расчетное сопротивление заземляющего устройства

$$R_p = R_г \cdot R_г / (R_г \cdot \eta_г' + R_г \cdot \eta_в' \cdot n').$$

Если расчетное сопротивление заземляющего устройства не превысит нормированного значения (см. п. 10.4.1), то на этом расчет заканчивают.

Если расчетное сопротивление заземляющего устройства окажется больше нормированного, то необходимо увеличить число вертикальных заземлителей до количества, при котором расчетное сопротивление станет меньше нормированного.

ЛИТЕРАТУРА

1. Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства [Текст]. – М.: Сельэнергопроект, 1981. – № 11. – 109 с.
2. Электротехнический справочник: производство и распределение электрической энергии [Текст] / под общ. ред. профессоров МЭИ: Т. 3, кн. 1. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 880 с.
3. Кравчик, А.З. Асинхронные электродвигатели серии 4А: Справочник [Текст] / А.З. Кравчик. – М.: Энергоатомиздат, 1982. – 504 с.
4. Юндин, М.А. Токовые защиты электрооборудования [Текст] / М.А. Юндин. – Черноград: РИО ФГОУ ВПО АЧГАА, 2004. – 214 с.
5. Правила устройства электроустановок [Текст] / Минэнерго СССР. – 7-е изд. – Новосибирск: Сиб. унив. изд-во, 2006. – 713 с.
6. Строительные нормы и правила (СНиП 3.05.06.85). Электротехнические устройства [Текст] / Госстрой СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1986. – 56 с.
7. Правила эксплуатации электроустановок потребителей [Текст] / Госэнергонадзор Минтопэнерго РФ. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 288 с.
8. Нормы технологического проектирования электрических сетей сельскохозяйственного назначения и дизельных подстанций [Текст]. – М.: Сельэнергопроект, 1974. – 42 с.
9. Федоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий [Текст] / А.А. Федоров, Л.Е. Старкова. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.
10. Лещинская, Т.Б. Электроснабжение сельского хозяйства [Текст] / Т.Б. Лещинская, И.В. Наумов. – М.: КолоС, 2008. – 655 с.
11. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей [Текст] / под ред. В.М. Блок. – М.: Высшая школа, 1981. – 304 с.

12. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. Т. 2 Электрооборудование [Текст] / под общ. ред. А.А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 592 с.
13. Акимцев, Ю.И. Электроснабжение сельского хозяйства [Текст] / Ю.И. Акимцев, Б.С. Веялис. – М.: Колос, 1983. – 384 с.
14. Практикум по электроснабжению сельского хозяйства [Текст]/ под ред. И.А. Будзко. – М.: Колос, 1982. – 319 с.
15. Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства [Текст]. – М.: Сельэнергопроект, 1986. – № 9. – 33 с.
16. Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства [Текст]. – М.: Сельэнергопроект, 1987. – № 8. – 33 с.
17. ГОСТ 14209–85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки [Текст]. – М.: Госстандарт СССР, 1985. – 30 с.
18. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования [Текст] / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
19. Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства [Текст]. – М.: Сельэнергопроект, 1972. – № 10. – 40 с.
20. Справочник по проектированию электросетей в сельской местности [Текст] / Э.Я. Гричевский, П.А. Катков и др. – М.: Энергия, 1980. – 352 с.
21. Каганов, И.Л. Курсовое и дипломное проектирование [Текст] / И.Л. Каганов. – М.: Агропромиздат, 1990. – 351 с.
22. Будзко, И.А. Электроснабжение сельскохозяйственных предприятий и населенных пунктов [Текст] / И.А. Будзко, М.С. Левин. – М.: Агропромиздат, 1985. – 320 с.
23. ГОСТ 13109–97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах

электроснабжения общего назначения [Текст]. – Минск: Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации. 1997. – 29 с.

24. Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства [Текст]. – М.: Сельэнергопроект, 1974. – № 9. – 98 с.

25. Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства [Текст]. – М.: Сельэнергопроект, 1986. – № 7. – 45 с.

26. Баркан, Я.Д. Использование статической информации о качестве напряжения в электрических сетях [Текст] / Я.Д. Баркан, Н.С. Маркушевич – М.: Энергия, 1972. – 120 с.

27. Идельчик, В.И. Электрические сети и системы [Текст] / В.И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.

28. Железко, Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях [Текст] / Ю.С. Железко. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 176 с.

29. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий [Текст] / под общ. ред. А.А. Федорова, Г.В. Сербиновского. – Кн. 2. Технические сведения об оборудовании. – М.: Энергия, 1973. – 528 с.

30. Михайлов, В.В. Тарифы и режимы электропотребления [Текст] / В.В. Михайлов. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 216 с.

31. Афанасьева, Е.И. Снижение расхода электроэнергии в электроустановках зданий [Текст] / Е.И. Афанасьева, И.К. Тульчин. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 224 с.

32. Кораблев, А.Д. Экономия энергоресурсов в сельском хозяйстве [Текст] / А.Д. Кораблев. – М.: Агропромиздат, 1988. – 208 с.

33. Комаров, Д.Т. Резервные источники электроснабжения сельскохозяйственных потребителей [Текст] / Д.Т. Комаров, Н.Ф. Молоснов. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 86 с.

34. Резервные источники электроснабжения АПК [Текст]: обзорная инфор. / Н.Ф. Молоснов, Ю.М. Антонов. – М.: Информагротех, 1990. – 40 с.

35. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования [Текст]: учеб. пособие для студ. высш. учеб. заведений / И.П. Крючков, Б.Н. Неклепаев, В.А. Старшинов и др.; под ред. И.П. Крючкова и В.А. Старшинова. – М.: Издательский центр «Академия», 2005. – 416 с.

36. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования (РД 153-34.0-20.527-98) [Текст] / под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 152 с.

37. ГОСТ Р 50270. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ [Текст]. – М.: Изд-во стандартов, 1993. – 60 с.

38. Беляев, А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ [Текст] / А.В. Беляев. – Л.: Энергоатомиздат, 1988. – 176 с.

39. Курсовое и дипломное проектирование по электроснабжению сельского хозяйства [Текст] / Л.И. Васильев, Ф.М. Ихтейман, С.Ф. Симоновский и др. – М.: Агропромиздат, 1989. – 159 с.

40. Справочник по проектированию электроснабжения [Текст] / под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.

41. Шабад, М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей [Текст] / М.А. Шабад. – Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 296 с.

42. Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства. – М.: Сельэнергопроект, 1986. – № 6. – 46 с.

43. ГОСТ Р 50571.19–2000. Электроустановки зданий. Часть 4. Требования по обеспечению безопасности. Глава 44. Защита от перенапряжений. Раздел 443. Защита электроустановок от грозовых и коммутационных перенапряжений [Текст]. – М.: Госстандарт России, 2000. – 7 с.

44. Юндин, М.А. Защита электропотребителей от перенапряжений в сети 0,38 кВ [Текст] / М.А. Юндин – Зеленоград: ФГОУ ВПО АЧГАА, 2009. – 118 с.

45. ГОСТ Р 50571.26–2002. Электроустановки зданий. Часть 5. Выбор и монтаж электрооборудования. Раздел 534. Устройства для защиты от импульсных перенапряжений [Текст]. – М.: Госстандарт России, 2004. – 12 с.