

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Оренбургский государственный университет»

А. А. Веремеев, О.И. Кильметьева

ОСНОВЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Учебное пособие

Рекомендовано ученым советом федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Оренбургский государственный университет» для обучающихся по образовательной программе высшего образования по направлению подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Оренбург
2021

УДК 621.31(075.8)

ББК 31.2 я73

В31

Рецензент – доцент, кандидат технических наук В.Б. Шлейников

Веремеев, А.А.
В31 Основы электроэнергетики [Электронный ресурс] : учебное пособие / А. А. Веремеев, О. И. Кильметьева; М-во науки и высш. образования Рос. Федерации, Федер. гос. бюджет. образоват. учреждение высш. образования "Оренбург. гос. ун-т". - Оренбург : ОГУ. - 2021. - 102 с. - Загл. с тит. экрана.
ISBN 978-5-7410-2620-5

Учебное пособие содержит теоретические материал и методику для выполнения лабораторных работ по дисциплине «Основы электроэнергетики».

Учебное пособие предназначено для обучающихся направления подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника.

УДК 621.31(075.8)
ББК 31.2 я73

© Веремеев А.А.,
Кильметьева О.И., 2021
© ОГУ, 2021

ISBN 978-5-7410-2620-5

Содержание

Введение	5
1 Лабораторная работа №1. Изучение устройства проводов и кабелей, их эксплуатация	6
1.1 Цель работы	6
1.2 Общие сведения	6
2 Лабораторная работа № 2. Изучение влияния гололедных и ветровых нагрузок на механическую прочность воздушных линий	24
2.1 Цель работы	24
2.2 Общие сведения	24
3 Лабораторная работа №3 Высоковольтные изоляторы	34
3.1 Цель работы	34
3.2 Общие сведения	34
4 Лабораторная работа №4. Предохранители	48
4.1 Цель работы	48
4.2 Общие сведения	48
5 Лабораторная работа №5. Воздушные линии	59
5.1 Цель работы	59
5.2 Общие сведения	59
5.3 Основные сведения о конструкции воздушных линий	61
5.4 Провода и тросы ВЛ	62
5.5 Материал опор, конструктивные особенности, достоинства и недостатки, срок службы, условия применения	64
5.6 Графики электрических нагрузок	65
5.7 Расчет воздушной линии электропередач	68
5.8 Расчет по допустимому нагреву	70
5.9 Электрический расчет воздушной линии электропередач	72
5.10 Механический расчет проводов и тросов воздушных линий электропередачи	78
5.11 Выбор изоляторов линии электропередач	89

5.12 Выбор опоры линии электропередач	90
5.13 Проверка спроектированной ВЛ на соответствие требованиям ПУЭ	93
Список использованных источников	100

Введение

Электроэнергетика – базовая отрасль России, обеспечивающая потребности экономики и населения страны в электрической и тепловой энергии и во многом определяющая устойчивое развитие всех отраслей экономики страны.

Электроэнергетика создает предпосылки для применения новых технологий, обеспечивает наряду с другими факторами современный уровень жизни населения страны. Вместе с тем она оказывает заметное влияние на окружающую среду, являясь одним из основных потребителей первичных энергоресурсов – органического и ядерного топлива, гидроресурсов, осуществляя при производстве электрической и тепловой энергии значительные выбросы теплоты, продуктов сгорания топлива, шумовые воздействия, которые вредно влияют на человека и окружающую природу.

Ключевым элементом электроэнергетики является электростанция – преобразователь какой-либо первичной энергии в электрическую. Электростанции принято классифицировать по виду используемой первичной энергии и виду применяемых преобразователей.

В данном учебном пособии будут рассмотрены вопросы для освоения материала по данному курсу и его лучшего усвоения.

1 Лабораторная работа №1. Изучение устройства проводов и кабелей, их эксплуатация

1.1 Цель работы

1. Изучить устройство и типы проводов, шнуров и кабелей.
2. Изучить маркировку проводов и кабелей.
3. Изучить правила прокладки, монтажа, эксплуатацию и ремонта кабельных линий.

1.2 Общие сведения

Провода предназначены для передачи электрической энергии от источника к потребителю.

По конструкции провода делятся на три класса:

- установочные;
- обмоточные;
- монтажные.

Установочные провода изготавливаются изолированными, они служат для распределения электроэнергии в силовых и осветительных установках при прокладках их внутри помещений, а также для прокладки на открытом воздухе, при устройстве вводов в здания, при прокладке проводов по наружным стенам зданий на изоляторах для питания переносных электроприёмников. Изолированные провода изготавливаются защищенными от механических воздействий (трубчатыми оболочками, отдельными оцинкованными проводами) и незащищенными.

Обмоточные провода предназначены для изготовления катушек электрических машин, дросселей и других электротехнических устройств. Монтажные провода и кабели применяются для фиксированного межприборного монтажа электрических устройств, работающих при

переменном напряжении до 380 В.

Шнуры - это провода с особо гибкими изолированными жилами, каждая сечением не более $1,5 \text{ мм}^2$. Ассортимент шнуров гораздо уже, чем ассортимент проводов, так как он применяется для подключения переносных источников и потребителей электроэнергии напряжением до 220 В. Их жилы для лучшей гибкости изготавливают из медных тонких проводов.

Кабели подразделяются на:

- силовые;
- контрольные;
- монтажные.

Силовые кабели предназначены для передачи и распределения электроэнергии в земле, под водой, на открытом воздухе и внутри помещений. Основные части силового кабеля представлены на рисунке 1.1:

- 1) токоведущая жила (медь, алюминий);
- 2) фазная (жильная) изоляция (бумажно-масляная, резиновая, полихлорвиниловая);
- 3) поясная изоляция;
- 4) заполнитель (кабельная бумага, джут) для придания кабелю круглой формы;
- 5) гермооболочка (свинец, алюминий, полихлорвинил) для изоляции кабеля от воздействия окружающей среды, от проникновения влаги и кислот;
- 6) подушка под броней (битумный состав, пропитанная бумага или пряжа) для предохранения гермооболочки от коррозии и от повреждения броней;
- 7) броня (две стальные оцинкованные ленты, стальной оцинкованный провод круглого или прямоугольного сечения) для защиты кабеля от механических повреждений;
- 8) наружный покров (пропитанная пряжа, битумный состав) для защиты брони от коррозии.

Сверху меловое покрытие для предотвращения слипания витков кабеля на барабане.

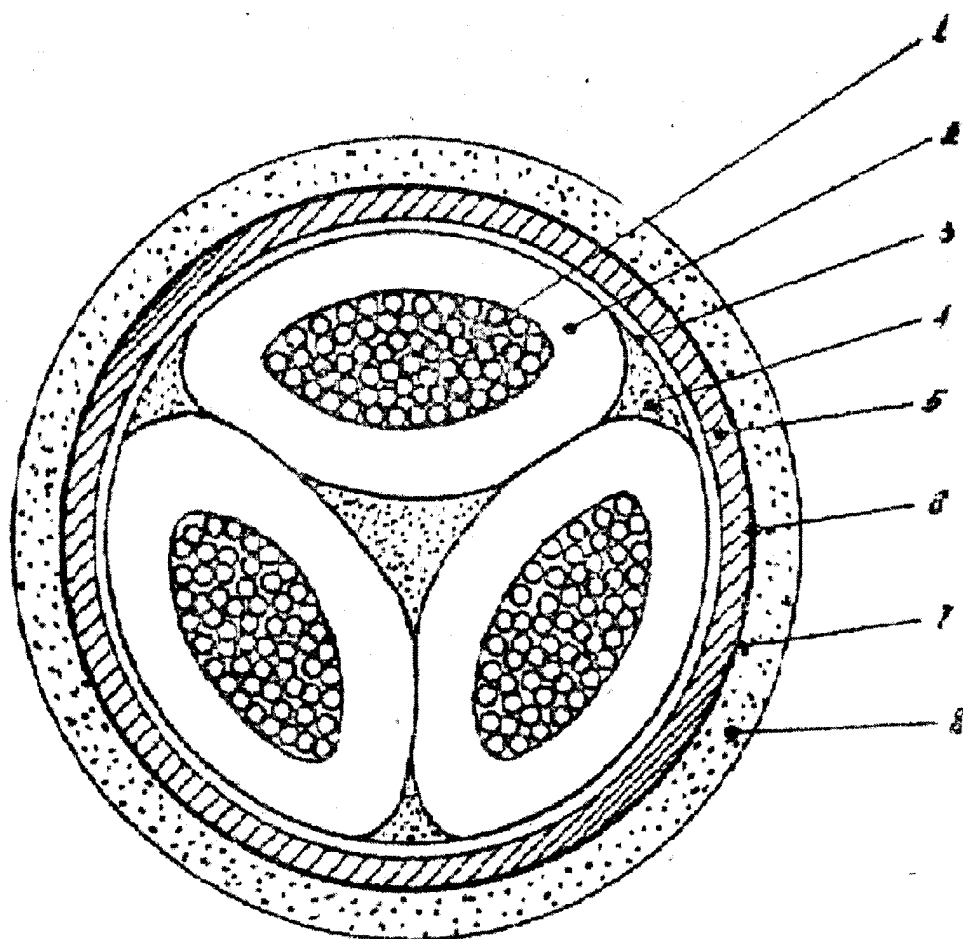


Рисунок 1.1 – Поперечное сечение силового кабеля с вязкой пропиткой, с поясной изоляцией, бронированного, с наружными покровами

Основные типы силовых кабелей приведены в таблице 1.1. Материал жилы, тип изоляции, материал гермооболочки, тип брони и наружных покровов указываются в обозначении марки кабеля. Буквы маркировки располагаются, обязательно начиная от центра кабеля (жилы) к периферии. Значение букв расшифровки марки кабеля приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.1 – Типы кабелей

Тип кабеля	Группа кабелей	Способ прокладки	Напряжение, кВ	Краткая характеристика изоляции
1	2	3	4	5
Кабели с вязкой пропиткой и с обедненно-пропитанной изоляцией	Освинцованные кабели с медными или алюминиевыми жилами. Кабели в алюминиевой оболочке с медными или алюминиевыми жилами	Под землёй, в воздухе, в воде и в блоках	1-35	Изоляция из бумажных лент толщиной 0,12-0,17 мм, пропитанных маслокани-фольным составом

Продолжение таблицы 1.1

Тип кабеля	Группа кабелей	Способ	Напряжение, кВ	Краткая характеристика изоляции
1	2	3	4	5
Кабели с обедненно-пропитанной изоляцией	Кабели с обедненно-пропитанной изоляцией в свинцовой и алюминиевой оболочках	При вертикальных и крутых трассах	1-6	Та же изоляция, но подвергнутая до свинцевания дополнительному нагреву в вакууме до 120 °С – 130 °С. При этом удаляется более 70 % пропитывающей ленты и около 30 % из лент бумаги. Оставшийся в обедненно-пропитанной изоляции пропитывающий состав удерживается

Продолжение таблицы 1.1

Тип кабеля	Группа кабелей	Способ	Напряжение, кВ	Краткая характеристика изоляции
1	2	3	4	5
Кабели, пропитанные не стекающим составом	Освинцованные кабели с медными или алюминиевыми жилами	Под землёй и в воздухе при вертикальных и крутонаклонных трассах	6-35	Изоляция из бумажных лент толщиной 0,12-0,17 мм, пропитанных специальным составом, не стекающим при вертикальной прокладке кабеля
Кабели с резиновой изоляцией	Одно-, двух-, трёх- и четырех- жильные кабели с медными и алюминиевыми жилами в свинцовой оболочке или в оболочке из винила	В земле и в воздухе	1-10	Резиновая изоляция

Продолжение таблицы 1.1

Тип кабеля	Группа кабелей	Способ	Напряжение, кВ	Краткая характеристика изоляции
1	2	3	4	5
Кабели с пластмассовой изоляцией в пластмассовой оболочке	Одно-, двух-, трёхжильные кабели с медными и алюминиевыми жилами	В земле и в воздухе	1-35	Изоляция из полиэтилена или винила, оболочка из винила
Маслонапол- ненные кабели	Одножильные освинцованные маслонаполненн ые кабели среднего давления с центральным маслопроводящ им каналом с медными токопроводящи ми жилами	Под землёй, под водой и в воздухе	110-220	Изоляция из бумажных лент и толщиной 0,08-0,17 мм, Пропитанная специальным масловязким маслом (-45°C)

Продолжение таблицы 1.1

Тип кабеля	Группа кабелей	Способ	Напряжение, кВ	Краткая характеристика изоляции
1	2	3	4	5
Кабели в стальных трубах с маслом под давлением	Одножильные кабели во временной свинцовой оболочке, снимаемой с кабеля при затягивании его в стальной трубопровод	Под землёй, в воздухе и в воде, по трассам с большой разницей в уровне и малыми изгибами	110,220,330, 500	Бумажная изоляция та же, что и в маслонаполненных кабелях, но пропитанная маслом с температурой застывания - 35°C

Таблица 1.2 – Расшифровка марок кабелей

Буква или сочетание букв	Элемент конструкции кабеля
1	2
А	Алюминиевая жила
АА	Алюминиевая жила и алюминиевая оболочка
Б	Броня из стальных лент, поверх которых наложен наружный антикоррозийный покров

Продолжение таблицы 1.2

1	2
К	Броня из круглых оцинкованных стальных проволок, поверх которых наложен антикоррозийный состав
Бн	Броня из стальных лент, поверх которых наложен покров из стеклопряжи и негорючего состава (состав, не распространяющий горения)
В (в конце обозначения)	Обедненная - пропитанная бумажная изоляция
Г	Отсутствие наружных покровов поверх брони или металлической оболочки
л (2л)	В подушке под броней имеется слой (два слоя) из пластмассовых лент
В(П)	В подушке под броней имеется выпрессованный шланг из поливинилхлорида (полиэтилена)
Шв (Шл)	Выпрессованный наружный шланг из поливинилхлорида (полиэтилена)
н	Негорючий покров из стеклопряжи и негорючего состава
О	Отдельные металлические (экранирующая) оболочки поверх каждой фазы (например, отдельно освинцованные жилы)
С	Свинцовая оболочка
Ц	Бумажная изоляция, пропитанная нестекающим составом, содержащим церезин (буква ставится в начале обозначения)
(ож)	Кабель с однопроволочными жилами

Продолжение таблицы 1.2

1	2
В	Изоляция (фазная или поясная) из поливинилхлоридного пластика
Н	Изоляция (фазная или поясная) резиновая маслостойкая, не распространяющая горение
П	Полиэтиленовая изоляция
В	Изоляция из поливинилхлоридного пластика
ВВ	Фазная и поясная изоляция из поливинилхлоридного пластика
Р	Резиновая изоляция
К	Контрольный кабель (в начале маркировки)
Э	Контрольный кабель с резиновой или пластмассовой изоляцией с общим экраном под гермооболочкой
(Г)	Кабель в гофрированной алюминиевой оболочке
0	Гермооболочка с повышенной защитой от коррозии

Цифры после букв обозначают:

- номинальное напряжение, кВ;
- количество жил;
- сечение каждой жилы.

Например, СБ-6-3х95 - трехжильный кабель с медными жилами сечением 95 мм², с бумажно-масляной изоляцией в свинцовой гермооболочке, бронированный двумя стальными лентами, с защитным наружным слоем, рассчитанный на номинальное напряжение 6 кВ.

ААБ2лГ- 1-3х50+1х35 - четырехжильный силовой кабель с алюминиевыми жилами с бумажно-масляной изоляцией в алюминиевой гермооболочке, покрытой для защиты от коррозии двумя пластмассовыми лентами с броней из двух стальных лент без наружных покровов тремя жилами по 50 мм и одной (нулевой) сечением 35 мм², рассчитанный на

напряжение до 1 кВ.

ААГ-6-3х70 - трехжильный кабель с алюминиевыми жилами сечением по 70 мм² каждая с бумажно-масляной изоляцией в гладкой алюминиевой оболочке, небронированный, рассчитанный на номинальное напряжение 6 кВ.

ААБГ- 10-3х70 - трехжильный кабель с алюминиевыми жилами сечением 70 мм² с бумажно - масляной изоляцией в гофрированной алюминиевой оболочке, бронированный стальными лентами без наружного покрова, рассчитанный на номинальное напряжение 10 кВ.

Каждый тип кабеля выполняется на определенное сечение (таблица 1.3).

Контрольные кабели предназначены для сборки схем вторичной коммутации. Они применяются для неподвижного присоединения к электрическим приборам, аппаратам и сборкам распределительных устройств с номинальным напряжением до 660 В частотой до 100 Гц и постоянным напряжением до 1000 В.

Таблица 1.3 – Диапазон сечений основных марок трехжильных и четырехжильных кабелей с вязкой пропиткой, с обедненно - пропитанной изоляцией и с нестекающей массой

Тип кабеля	Обозначение марок кабелей	Напряжение, кВ				
		1	6	10	20	35
		Сечение жилы, мм				
1	2	3	4	5	6	7
Трех- жильные кабели	ААГ, ААШв, ААВл	6-240	10- 240	16-240	-	-
	ААБ2л, ААБ2лШв	6-120	16- 120	25-185		

Продолжение таблицы 1.3

1	2	3	4	5	6	7
Трех- жильные кабели	АСГ, СГ, АСБ, СБ		25- 185			
	СБл. АСБн. АСБлн					
	СБл. АСБГ.СБГ					
	ААП2л. ААПлг. АСП					
	СП. АСПл, СПн	25- 240	16- 240	16-240	-	-
	АСПлн, АСПн	25- 150	16- 120	25-185		
	СПлн, АСлк, СКд					
	СПШв					
	АОАБ. ОАБ. АОБ2л				25- 180	120-150
	АОАБ2лг,ОСБ					120-150
	АОСБ, ОСБл, ОСБн				25- 185	120
	АОСБв, ОСБГ					
	АОШвБ, ОАШвБ					
	АОСК.ОСК					
Четырех жильные кабели	ААГ, ЛАБ, АЛБ2л					
	дАШв, ААШл, АСГ, СГ	10- 185				
	АСБ, СБ, АСБл, СБ АСБл, СБл					

Продолжение таблицы 1.3

1	2	3	4	5	6	7
Четырех жильные кабели	АСБн, СБн	20- 120				
	АСБн, СБли					
	ААПл, ААП2л	16- 185				
	ААПлг, АСП, СП	16- 120				
	АСПл, СПл	25- 185				
	АСПлн, СПлн					
	АСКл, СКл					

В процессе эксплуатации контрольные кабели должны выдерживать испытание переменным напряжением 1500 В частотой 50 Гц. Контрольные кабели имеют от 4 до 61 жил сечением каждой от 0,75 до 10 мм (таблица 1.4). В маркировке это указывается после букв, например, КРСГ 27х2,5 - контрольный кабель с 27 медными жилами сечением 2,5 мм², в резиновой изоляции, в свинцовой гермооболочке, небронированный, без защитного наружного покрова.

Изучаемые требования распространяются на силовые кабельные линии напряжением до 10 кВ включительно.

Над подземными кабельными линиями напряжением 6,10 кВ должны быть отведены земельные участки по 1 м в обе стороны от крайнего кабеля, в пределах которых запрещается:

- производство земляных работ и укладки других коммутаций без согласования с войсковой частью, эксплуатирующей кабельные линии;
- устройство различных свалок (шлака, снега, мусора и т.д.).

Таблица 1.4 – Диапазон сечений и число жил основных марок контрольных кабелей

Марки кабеля	Номинальное сечение жил, мм		
	0.75 1.0 1,5	2.5 4.0 6.0	
	Число жил в кабеле		
КРСТ, КРСБ,1СРСБГ	-4;5;7;10; 19; 27; 37	4; 7; 10;	
КРВГ, КРВГЭ, КВВБ, КВВБГ, КПВГ, КПВБГ	27; 37; 52; 61	14; 19 27; 37	
АКРВГ, АКРВГЭ, АКРВБ, АКРВБГ, АКРНГ, АКРНБ, АКРНБГ, АКВВГ, АКВВГЭ, АКВВБ, АКВВБГ, АКПВГ, АКПВБ. АКПВБГ.		4;5;7 10;14 19;27 37	4;7;10

Вдоль трассы кабельных линии должны быть установлены и содержаться в исправном состоянии пикетные столбики или нанесены на стенах сооружений опознавательные знаки (надписи).

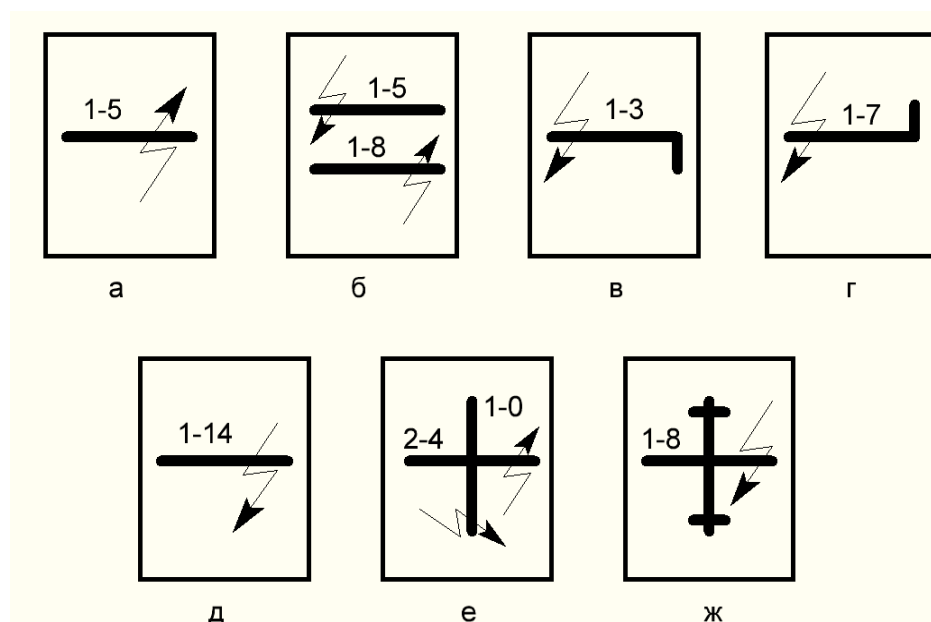
Пикетные столбики должны быть установлены по обочине траншеи (но не над кабелем или муфтой) с правой стороны, по ходу линии на расстоянии 1 м от продольной оси траншеи:

- на прямых участках через каждые 100 м на закрытой местности и в пределах видимости на открытой местности;
- на всех углах и поворотах трассы;
- у вводов в сооружения;
- в местах установки соединительных муфт;
- по обеим сторонам пересечения кабельных линий с железнодорожными путями и другими дорогами и коммуникациями.

Места открытой прокладки в стенах должны быть обозначены красными стрелками и двумя черными продольными полосками, ограничивающими место прокладки.

Каждая линия должна иметь номер, состоящий из двух чисел, которые соответствуют номерам подстанций (РП, РУ), соединяемых данной кабельной линией. Первое число (цифра) номера линии соответствует номеру питающей подстанции (питающей стороны); для замкнутых сетей первое число соответствует номеру подстанции питающей стороны в разомкнутом состоянии сети. Если кабельная линия состоит из нескольких параллельных кабелей, то каждый из них должен иметь тот же номер с добавлением букв А, В и т.д. На рисунке 1.2 приведён пример обозначения кабельных линий на схеме электроснабжения объекта.

Таблички с опознавательными знаками размером 120х 120 мм устанавливаются параллельно трассе (траншее) на стенах или пикетных столбиках. Условные знаки, и цифры наносятся на табличку опознавательного знака красной краской на белом фоне.



а – траншея кабельной линии 1-5; б – две параллельно идущие траншеи кабельных линий 1-5, 1-8; в – поворот траншеи вправо; г – поворот траншеи влево; д – кабельная муфта; е – пересечение двух траншей; ж – пересечение траншеи с коммуникациями

Рисунок 1.2 – Условное обозначение кабельных линий

Для каждой кабельной линии предусмотрены максимальные токовые нагрузки в соответствии с допустимыми температурами токоведущих жил, превышение которых в процессе эксплуатации не допускается. Кабельные линии должны быть изготовлены таким образом, чтобы в процессе эксплуатации исключалось возникновение в них механических напряжений:

- кабели должны быть уложены с запасом (от 1 % до 3 % по длине «змейкой»), достаточный для компенсации возможных смещений почвы и температурных деформаций, как самих кабелей, так и конструкций, по которым они проложены;

- кабели, проложенные горизонтально по конструкциям, стенам и т.п., должны быть жестко закреплены в конечных точках, в местах изгибов, у соединительных муфт и на прямых участках с интервалами не более 2 м;

- кабели, проложенные по вертикальным конструкциям и стенам, должны быть закреплены с интервалами от 1 м до 2 м с таким расчетом, чтобы была предотвращена деформация оболочек и не нарушались соединения жил в муфтах под действием собственного веса кабелей;

- конструкции, на которые укладываются кабели, должны быть выполнены таким образом, чтобы была исключена возможность механического повреждения оболочек кабелей; оболочки кабелей в местах крепления должны быть предохранены от механических и коррозионных повреждений с помощью эластичных прокладок;

- кабели, в том числе бронированные, расположенные в местах, где возможны их механические повреждения (передвижения транспорта, механизмов и грузов, доступность для посторонних лиц), должны быть защищены по высоте на 2 м от уровня пола или земли;

- при переходах из траншеи в здания, туннели и т.п., а также через перекрытия и внутренние стены кабели должны прокладываться в трубах или проемах. После прокладки кабелей зазоры в трубах и проемах должны быть заделаны легко пробиваемым материалом, а также предусмотрены

меры, исключаяющие проникновение через трубы или проемы воды и мелких животных.

При открытой прокладке кабельных линий кабели должны быть защищены (щитами, трубами и т.п.) от непосредственного воздействия солнечных лучей; а также от теплоизлучения различного рода источников тепла. Отношение радиуса внутренней кривой изгиба кабеля к его наружному диаметру должно быть не менее:

- для многожильного кабеля с обедненно-пропитанной изоляцией, в свинцовой оболочке, бронированного - 25;
- для многожильного кабеля с бумажно-пропитанной изоляцией, в свинцовой или алюминиевой оболочке, бронированного и небронированного - 15;
- для кабеля с резиновой изоляцией, в свинцовой или полихлорвиниловой оболочке, бронированного - 10, а небронированного - 6.

Соединения и заделки на кабельных линиях должны быть выполнены таким образом, чтобы кабели были защищены от проникновения в них влаги и других, вредно действующих веществ из окружающей среды, и чтобы соединения и заделки выдерживали испытательные напряжения. Изготовление кабельных муфт и заделок, а также монтаж соединений и оконцеваний в них кабелей должны соответствовать действующей документации.

При обозначении кабельных линий на схемах электроснабжения, нужно учесть, что надпись в левом верхнем углу обозначает номер пикета, надпись в правом нижнем углу - номер муфты. Условное обозначение траншеи - прямоугольник черного цвета (ширина 5 мм, длина 75 мм) помещается в центре таблички. Ломаная стрела красного цвета, перечеркивающая знак траншеи, обозначает высокое напряжение. Над прямоугольником черным цветом указывается номер линии.

На рисунке 1.3 представлены формы исполнения опознавательных знаков на пикетах.

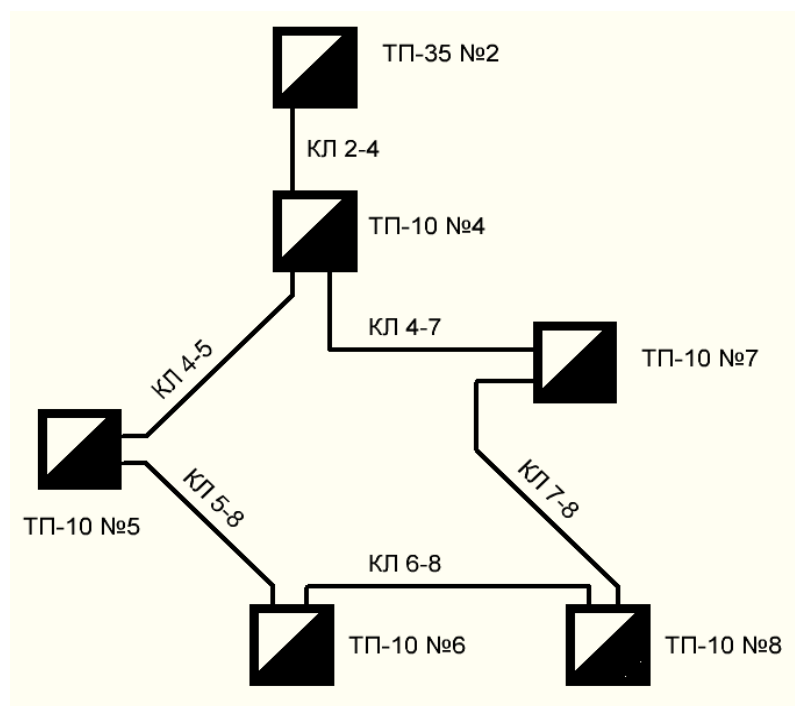


Рисунок 1.3 – Обозначение кабельных линий на схеме электроснабжения

Открыто проложенные кабели, а также все кабельные муфты должны иметь бирки.

На бирках кабелей и концевых муфт обозначаются марки кабелей, напряжения, сечения жил, номера линий (например: надпись ААБГ-10, 3 х 50, 4-5 означает, что проложен кабель с алюминиевой оболочкой, бронированный, без наружных покровов, напряжением 10 кВ, сечением жил 50 мм каждая, номер линии 4-5).

На бирках соединительных муфт обозначаются номера муфт, даты монтажа (например, 18-10.09.15).

Бирки должны быть стойкими к воздействиям окружающей среды, располагаться у каждой концевой и соединительной муфты, и непосредственно на кабелях, проложенных в кабельных сооружениях через каждые промежутки от 25 м до 50 м, а также в местах перехода кабеля сквозь капитальные стены (с обеих сторон стены).

2 Лабораторная работа № 2. Изучение влияния гололедных и ветровых нагрузок на механическую прочность воздушных линий

2.1 Цель работы

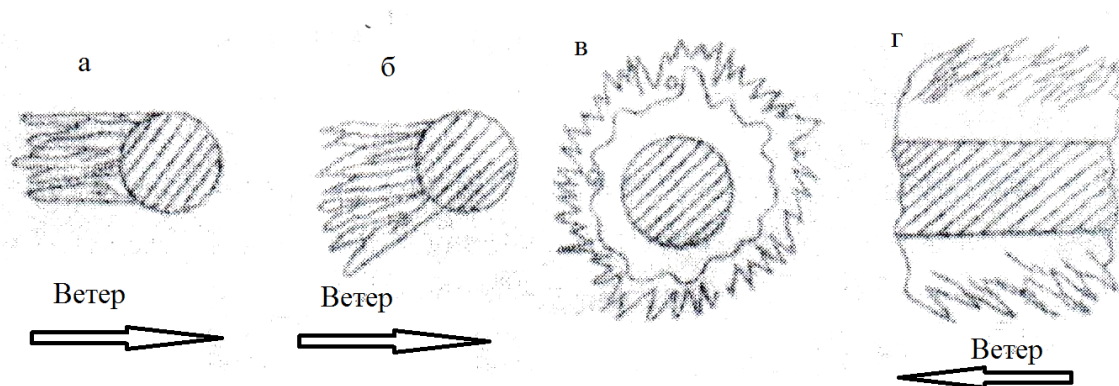
Изучить влияние гололедных и ветровых нагрузок на механическую прочность воздушных линий и способы борьбы с гололедом и вибрациями проводов.

2.2 Общие сведения

Провода и тросы воздушных линий подвергаются воздействию ветра, гололеда, химических реагентов, находящихся в воздухе, изменениям температуры. Эти воздействия приводят к появлению больших механических напряжений в проводах и тросах, а иногда и к разрушению.

При определенных атмосферных условиях (обычно при температуре воздуха и провода около -5°C) на проводах воздушных линий образуется изморозь или гололед. Кроме того, провода, покрытые изморозью или гололедом, еще облепляются снегом. Все это приводит к появлению добавочных вертикальных нагрузок, а увеличение поверхности провода приводит к увеличению давления ветра. Изморозь представляет собой белый рыхлый непрозрачный кристаллический осадок. Объемный вес изморози обычно составляет от 0,05 г/см до 0,6 г/см. Образование изморози происходит чаще всего при температуре воздуха около -5°C , когда кристаллизуются мельчайшие частицы переохлажденной воды (туман), при соприкосновении с проводами, имеющими температуру ниже 0°C . Чем больше влажность при наличии ветра, тем более значительное количество изморози осаждается на проводах. Изморозь откладывается на проводах равномерно по всей поверхности, если ветер направлен вдоль линии, или на наветренной

(подветренной) части провода при ветре, направленном перпендикулярно линии. В последнем случае за счет проворачивания провода под действием ветра и веса изморози происходит более интенсивное ее отложение на проводах. На рисунке 2.1 представлены схемы образования изморози и гололеда на проводах.



а, б – изморозь; в, г – гололед.

Рисунок 2.1 – Образование изморози и гололеда на проводах

Гололед - более плотное образование льда с объемным весом от 0,6 г/см до 0,9 г/см. Образование гололеда также чаще всего происходит при температуре воздуха около - 5 °С и выпадении более крупных капель переохлажденной воды. Капли воды не могут мгновенно кристаллизироваться, поэтому, растекаясь по проводу, замерзают и образуют гололедные отложения.

На проводах может откладываться и длительно удерживаться гололед, изморозь и мокрый снег. Обычно на проводах воздушных линий откладывается не чистый гололед, а смесь гололеда с изморозью и снегом. Например, на гололед нарастает изморозь, а свободные пространства между иглами изморози заполняются снегом.

Наиболее благоприятными условиями образования гололедно-изморозевых отложений является смешение двух масс воздуха с разными температурами (встреча теплого фронта с холодным). В этой зоне смешения

двух фронтов воздуха с разными температурами происходит интенсивная конденсация водяного пара, находящегося в более теплом воздухе.

Интенсивность и частота повторяемости изморозей и гололедов зависят от высоты данной местности над уровнем моря, от расположенности местности вблизи больших водных поверхностей, от местных климатических условий.

Согласно Правилам устройства электроустановок (пункт 11-5-25) гололедные нагрузки на провода и тросы определяются, исходя из толщины гололеда, приведенного к цилиндрической форме с удельным весом 0,9 г/см (нормативная толщина стенки гололеда).

Величины нормативной толщины стенки гололеда определяются в соответствии с ПУЭ.

При превышении допустимого значения напряжения (a_y) происходит обрыв проводов. Иногда после интенсивного гололедообразования на проводах происходят и более тяжелые аварии: разрушаются траверсы опор или даже сами опоры воздушных линий.

Гололед на воздушных линиях удаляется или путем сбивания (скалывания) штангами и другими предметами или путем плавления электрическим током. При удалении гололеда любым методом требуется, как правило, отключение линий с двух сторон с установкой "закороток" и заземлений.

Механическое удаление чаще всего используется в том случае, если, гололедом покрыты провода на небольших участках или когда гололед в данной местности образуется редко.

В местностях, где гололедообразование наблюдается систематически и к тому же приводит к вибрациям или "пляске" проводов, для удаления гололеда предусматривается целая система мер, включая' плавление гололеда электрическим током.

На рисунке 2.2 представлен график зависимости тока плавления гололеда на алюминиевых и сталеалюминевых проводах с учетом времени плавления $t_{\text{нплавл}}$ (в минутах). Нижняя кривая соответствует току, препятствующему образованию гололеда на проводах. Как видно из графика, I – токи плавления,

велики от 100 А до величины от 600 А до 700 А, поэтому сложность плавления гололеда заключается в выборе источника тока. Другая сложность заключается в осуществлении сборки схемы плавления, обеспечивающей заданный ток при данном напряжении и мощности источника, а также длине линии и сечении ее проводов. Следует также учитывать, что выбор источника и сборка схемы - это единая комплексная задача для данного конкретного участка схемы сети. В качестве источников тока плавления гололеда используются силовые трансформаторы, сварочные трансформаторы или генераторы, или передвижные электростанции.

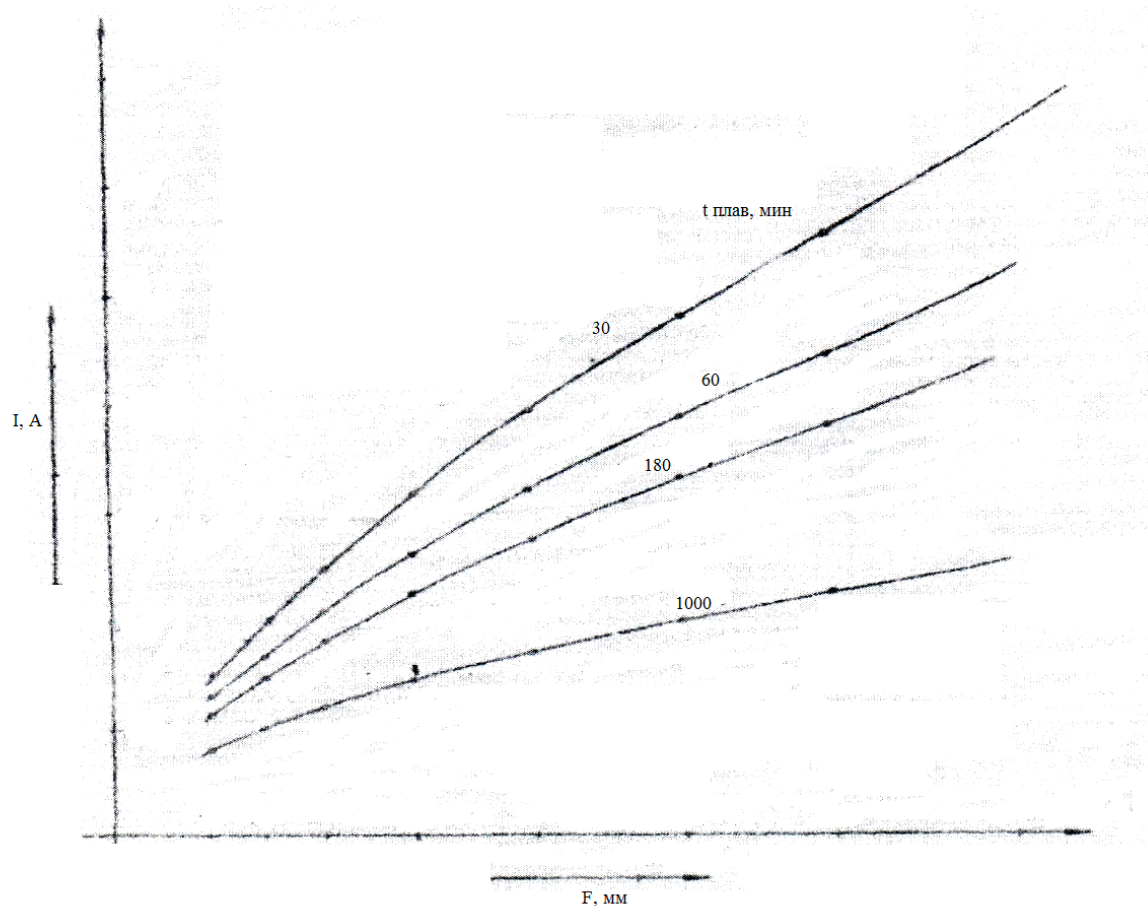


Рисунок 2.2 – Зависимость величины тока плавления гололеда на алюминиевых и сталеалюминевых проводах от их сечения и времени плавления

Силовые трансформаторы могут быть использованы для плавления гололеда, если их мощность обеспечивает заданную величину тока в режиме их короткого замыкания.

Удобными источниками тока плавления являются сварочные агрегаты, так как их внешняя характеристика (рисунок 2.3) наиболее полно отвечает требованию плавления и использования мощности источника.

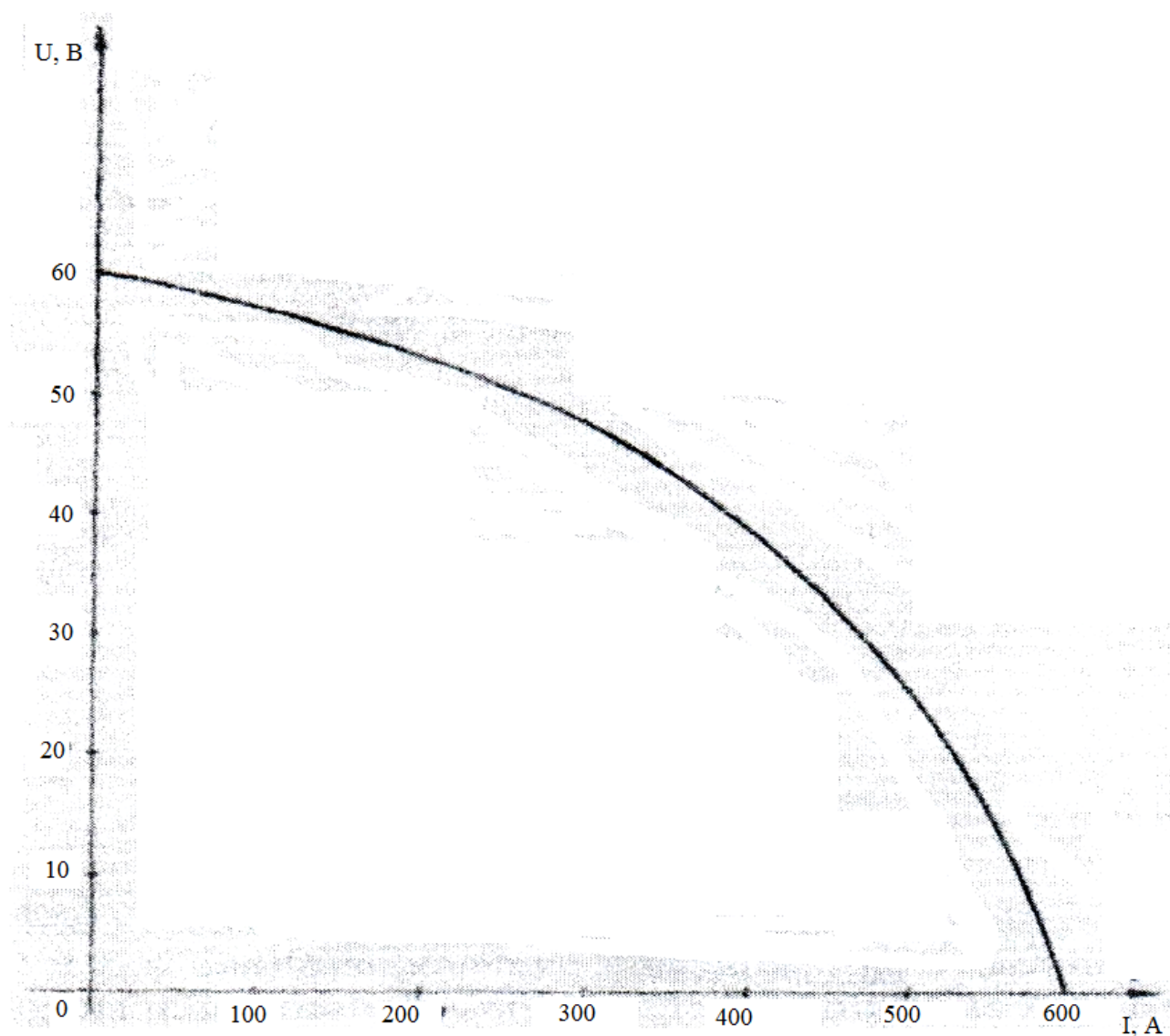
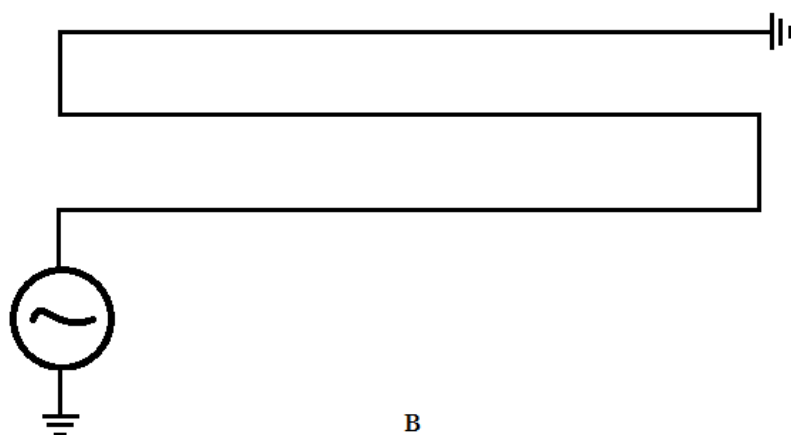
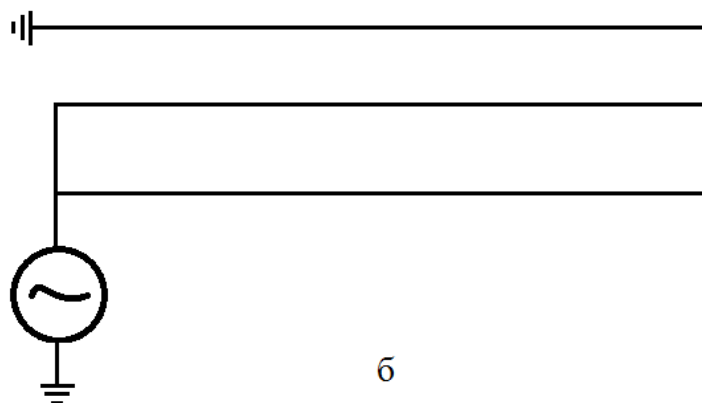
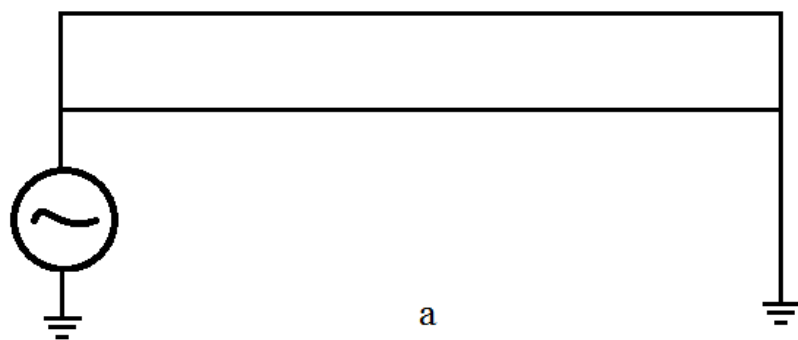


Рисунок 2.3 – Внешняя характеристика сварочного агрегата

Иногда для плавления гололеда используются и другие схемы, например, схемы на рисунке 2.4 и т.п.



а – параллельная схема; б – смешанная схема; в – последовательная схема

Рисунок 2.4 – Схемы соединения проводов при плавке гололеда

Дополнительную нагрузку на провода, тросы и опоры создает давление ветра, которое примерно пропорционально квадрату скорости ветра.

При этом увеличивается натяжение по проводам, появляются значительные силы, действующие на опоры.

Согласно ПУЭ нормативное ветровая нагрузка P ветра на провода и тросы определяется по следующей формуле:

$$P = a \cdot K_c \cdot K_w \cdot C \cdot W \cdot F \cdot \sin^2 \varphi, \quad (1)$$

где $W = V^2 / 16$ - нормативный скоростной напор ветра;

V - скорость ветра;

a - коэффициент, учитывающий неравномерность ветрового давления по пролету ВЛ;

K_c , K_w - коэффициент, учитывающий влияние длины пролета на ветровую нагрузку, и коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте в зависимости от типа местности, соответственно;

F - площадь диаметрального сечения;

C - коэффициент лобового сопротивления;

a - коэффициент, учитывающий неравномерность скорости ветра по пролету;

φ - угол между направлением ветра и осью воздушной линии.

Величины наибольших нормативных скоростных напоров ветра на высоте 10 м от земли указаны в ПУЭ.

Дополнительная нагрузка на опоры, провода и тросы, создаваемая давлением ветра, учитывается при проектировании, в соответствии с расчетными климатическими условиями. Кроме давления, ветер опасен тем, что под действием ветра возможны колебания проводов, приводящие к их разрушению. Колебания проводов разделяют на вибрации - высокочастотные колебания порядка десятков герц и "пляску" - низкочастотные колебания величиной от 0,5 Гц до 2 Гц с большими амплитудами.

Вибрация проводов - это стоячие продольные волны, в вертикальной плоскости с частотой колебания от 5 Гц до 50 Гц и длиной волны от 0,3 м до десятков метров. При этом амплитуда колебаний доходит до нескольких

сантиметров. Наиболее интенсивная вибрация наблюдается при небольших скоростях ветра от величины от 0,5 м/с до 0,8 м/с до величины от 8 м/с до 10 м/с. С увеличением диаметра провода и длины пролета интенсивность вибрации возрастает. Вибрация возникает при равномерном движении воздуха по всей длине пролета. Равномерность движения воздуха обуславливает симметричное периодическое чередование вихрей за проводом, что приводит к попеременному действию сил на провод то вниз, то вверх. Наоборот, при больших скоростях ветра вибрация проводов не наблюдается. Это объясняется тем, что поток воздуха при большой его скорости имеет турбулентное строение, что приводит к нарушению образования симметричных вихрей за проводом. Схема образования вихрей за проводом, приводящих к вибрациям, приведена на рисунке 2.5.

Вибрация проводов приводит к их разрушению. Особенно быстро происходит излом проволок провода у зажимов, которыми провод крепится к изоляторам. Разрушение проволок проводов вызывается усталостью металла после многократных и резких изгибов, кроме того, во время вибрации материал проводов получает дополнительные напряжения от изгиба и растяжения.

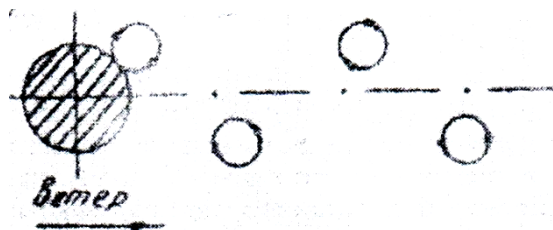


Рисунок 2.5- Схема образования вихрей за проводом

Против вибрации проводов и тросов применяется усиление провода в месте его закрепления и подвеска к проводам виброгасителей.

Усиление провода в месте закрепления производится специальными армировочными прутками (проволока, имеющая на концах конусную конфигурацию) или обычными проволоочными прутками из того же металла, что и провод. Провод, усиленный армировочными прутками в месте

закрепления, получает менее резкие изгибы. При этом уменьшаются добавочные напряжения материала проволок, увеличивается продолжительность работы проводов без излома проволок.

Почти полное устранение вибрации проводов, достигается подвеской на них виброгасителей (рисунок 2.6) специальной конструкции. Виброгаситель состоит из двух грузов, соединенных стальным тросом. Колебания провода гасятся за счет поглощения энергии между отдельными проволоками соединительного троса.

Применение виброгасителей должно обосновываться среднеэксплуатационными механическими напряжениями провода при среднегодовой температуре воздуха.

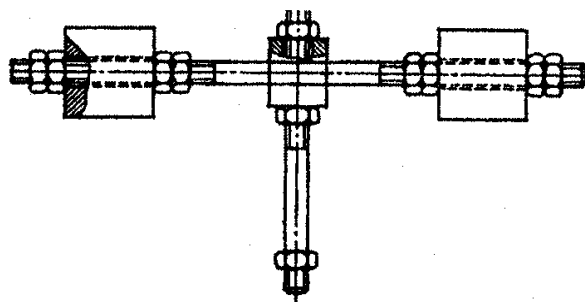


Рисунок 2.6 — Гаситель вибрации

Если средние эксплуатационные напряжения превышают допустимые значения напряжения материала провода, указанные в таблице 2.1, то, согласно требованиям ПУЭ, следует устанавливать виброгасители.

Таблица 2.1 — Допустимые значения напряжения материала провода

Тип провода	Превышение нагрузки в n раз
Сталеалюминевые	4.5
Медные	10
Алюминиевые	3
Тросы стальные	18

Вес виброгасителей составляет от 3 кг до 10 кг и более. Несмотря на увеличение стоимости, при применении виброгасителей значительно увеличивается срок работы проводов в линиях.

Колебание проводов с большой амплитудой, так называемая «пляска» - явление более сложное. Обычно «пляска» проводов и тросов наблюдается при отложении на проводах гололеда, как правило, явно выраженного одностороннего отложения гололеда и ветра скоростью от 5 м/с до 20 м/с под углом от 30 ° до 90 ° к оси линии.

«Пляска» проводов вызывается аэродинамическими силами, возникающими при обтекании воздушным потоком обледенелых проводов, имеющих неправильную форму сечения. Таким образом, «пляска» проводов – это самовозбуждающиеся колебания (автоколебания), когда система сама управляет поступлением энергии извне.

«Пляска» проводов может быть различной даже в одном пролете. Так, например, наблюдалась «пляска» - одного провода с одной полуволной в пролете (провод опускается и поднимается - в середине пролета со стрелкой провеса около четырех метров) и двух других проводов с двумя и четырьмя полуволнами и двойной амплитудой соответственно от 5 м до 6 м и от 2 м до 3 метров.

Наблюдались случаи "пляски" не только в вертикальной, но и в горизонтальной плоскости. "Пляска" проводов приводит к схлестыванию проводов, а также к быстрому их разрушению из-за циклических перегрузок.

Проблема борьбы с "пляской" проводов и ее последствиями еще не разрешена, но в литературе уже имеется ряд рекомендаций. Борьба с "пляской" проводов может вестись путем ее предотвращения или снижения вероятности повреждений (схлестывания проводов и их замыкания) в результате "пляски" проводов.

К мерам борьбы против "пляски" проводов относится демпфирование колебаний и плавка гололеда, применение проводов с улучшенными аэродинамическими характеристиками.

К мерам снижения вероятности повреждения относится выбор габаритов опор, предотвращающих схлестывание проводов с тросами и проводов между собой.

Наиболее эффективным средством является плавка гололеда, так как в результате плавки гололедного отложения восстанавливается аэродинамически устойчивая круглая форма провода. Деформирование колебаний путем изменения механических характеристик провода в пролете (изменение стрелы провеса, веса провода или длины пролета) в настоящее время считается малоэффективным.

3 Лабораторная работа №3 Высоковольтные изоляторы

3.1 Цель работы

1 Изучить назначение и конструкцию высоковольтных изоляторов

3.2 Общие сведения

Классификация всех изоляторов и их назначение

Электрический изолятор — это электротехническое устройство, предназначенное для электрической изоляции и механического крепления электроустановок или их отдельных частей, проводов, шин, воздушных линий связи и проводного вещания, находящихся под разными электрическими потенциалами.

Электрические изоляторы классифицируются по назначению, конструктивному исполнению, материалу изготовления, техническим характеристикам и условиям эксплуатации.

По назначению изоляторы подразделяются на:

1) Линейные изоляторы — устройства для подвешивания и изоляции проводов и кабелей на опорах воздушной линии электропередачи — штыревой, тарельчатый, стержневой.

2) Станционные изоляторы – для монтажа токоведущих частей в распределительных устройствах.

3) Аппаратные изоляторы – для разделения и крепления деталей в электрических машинах, аппаратах, приборах и т. д.

Станционные и аппаратные изоляторы, в свою очередь, подразделяются на опорные и проходные.

1 Опорный изолятор предназначен для крепления токоведущих частей в электрических аппаратах, распределительных устройствах электрических станций и подстанций, комплектных распределительных устройствах. Опорные изоляторы можно разделить на опорно-стержневые и опорно-штыревые. Опорные стержневые изоляторы имеют сплошной или полный фарфоровый стержень с выступающими ребрами.

2 Проходной изолятор предназначен для обеспечения прохода токоведущих частей сквозь различные перегородки электрического устройства и их изоляции от земли. Изоляторы также применяются при сооружении распределительных устройств подстанций, изготовлении трансформаторных вводов.

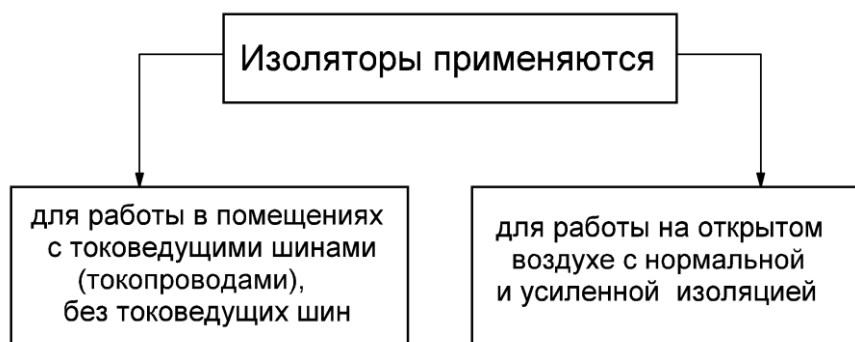


Рисунок 3.1 – Применение изоляторов

По материалу изготовления изоляторы подразделяются на фарфоровые, стеклянные и полимерные.

1) Фарфоровые изоляторы – это первая изоляция линий электропередач. Применение фарфоровых изоляторов началось с 19 века. Тогда стекольное производство было на стадии становления, а о полимерных изоляторах даже не думали, фарфоровые изоляторы успешно применялись и выполняли свою задачу. Фарфоровые изоляторы изготавливают из электротехнического фарфора, покрывают слоем глазури и обжигают в печах.



Рисунок 3.2 – Достоинства и недостатки фарфоровых изоляторов

2) Следующий вид изоляторов – стеклянные. У этих изоляторов также можно выделить достоинства и недостатки. Они указаны на рисунке 3.3.



Рисунок 3.3 – Достоинства и недостатки стеклянных изоляторов

3) К современным видам изоляторов относятся полимерные. Их свойства отображены на рисунке 3.4.



Рисунок 3.4 – Достоинства и недостатки полимерных изоляторов

Конструкция изоляторов

Рассмотрим конструкцию и область применения некоторых видов электрических изоляторов.

Линейный изолятор — устройство для подвешивания и изоляции проводов на опорах воздушной линии электропередач. Линейные изоляторы предназначены для изоляции и крепления проводов на воздушных линиях и в распределительных устройствах электрических станций и подстанций.

Обозначения изоляторов

Маркировка и обозначение изоляторов имеет бувенно-цифровое обозначение и представлена на рисунках 3.5 – 3.6.

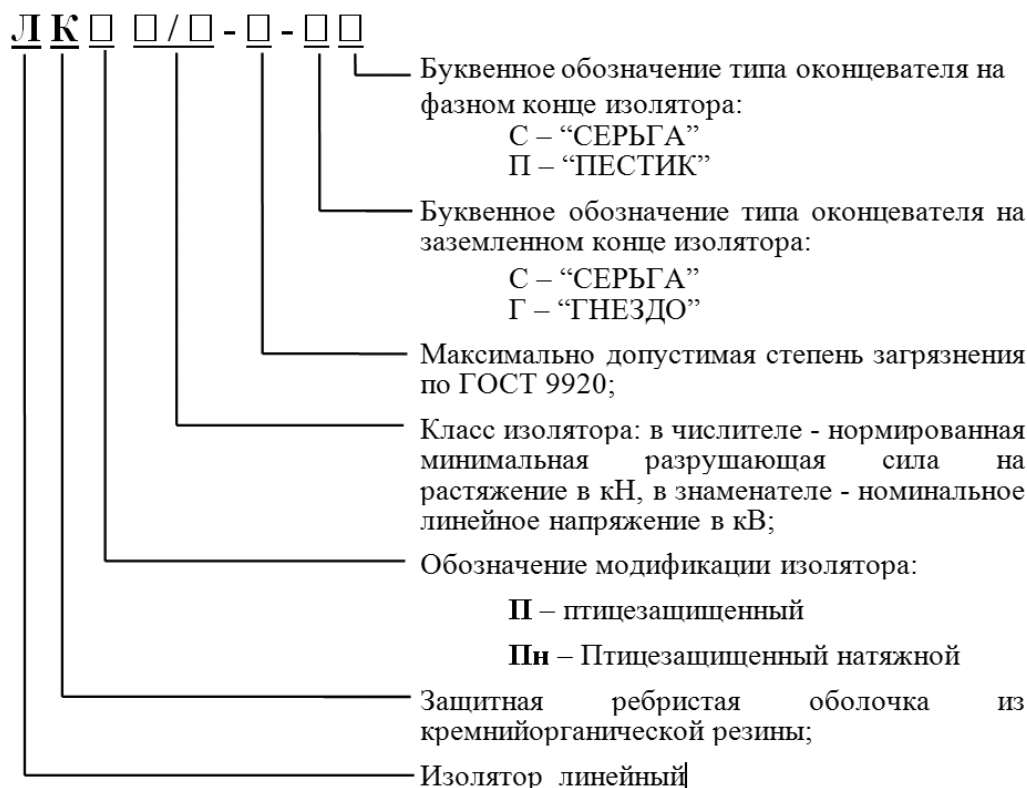


Рисунок 3.5 – Обозначение маркировки изоляторов

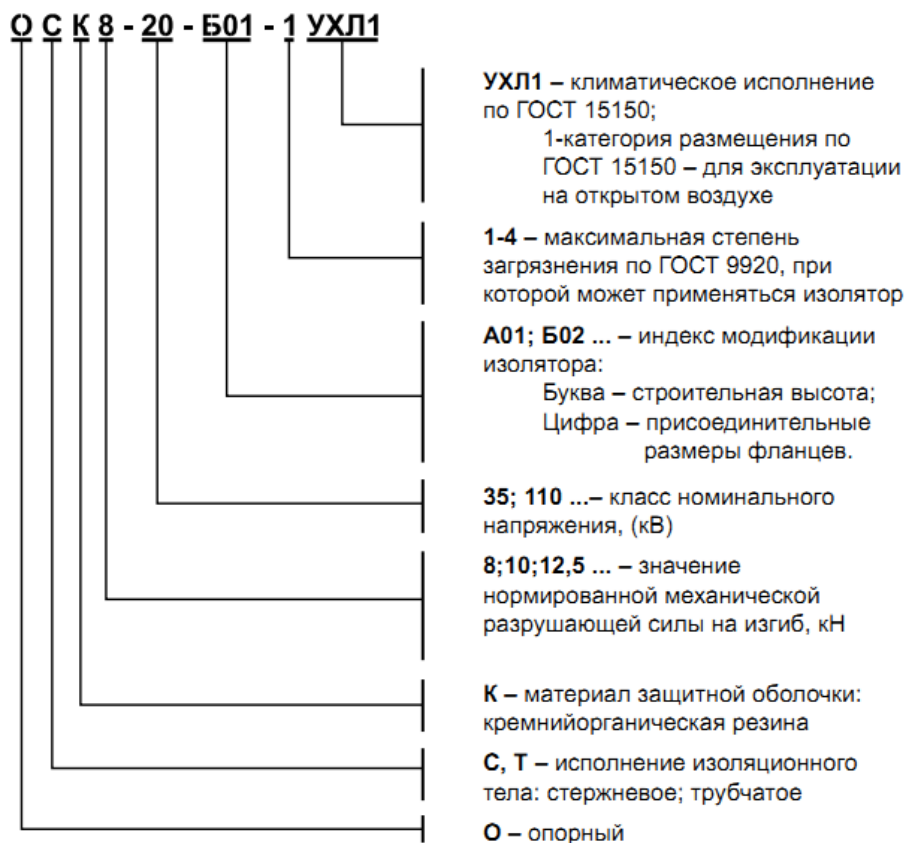
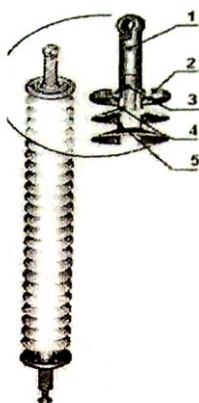


Рисунок 3.6 – Обозначение маркировки изоляторов

По способу крепления на опоре изоляторы подразделяются на штыревые и подвесные.

Штыревые изоляторы (крепятся на крюках или штырях) применяются на воздушных линиях до 35 кВ.

Подвесные изоляторы (собираются в гирлянду и крепятся специальной арматурой) применяются на ВЛ 35 кВ и выше. Подвесные изоляторы, в свою очередь, бывают тарельчатые и стержневые. Конструкции подвесных изоляторов представлены на рисунках 3.7 и 3.8.

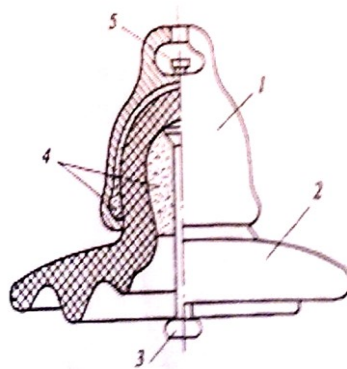


1 – стальной оконцеватель; 2 – защитный экран; 3 – несущий элемент;
4 – подслой; 5 – полимерная оболочка

Рисунок 3.7 – Линейный подвесной стержневой изолятор ЛК70/10-ГУ

Защиту от коррозии стального оконцевателя (1) обеспечивает метод горячего цинкования. Защитный экран (2) изготовлен из алюминиевого сплава. Он предназначен для выравнивания напряженности электрического поля вдоль изолятора, защиты несущего элемента при перекрытиях, снижения уровня радиопомех. Несущий элемент (3) представляет собой стержень из одноправленного стеклопластика, обладающего высокой электрической прочностью вдоль волокон. Подслой (4) обеспечивает высокую адгезию между несущим стержнем и защитной оболочкой. Полимерная защитная оболочка (5) выполнена из высокомолекулярного каучука, который обладает высокой трекинговой стойкостью и гидрофобностью.

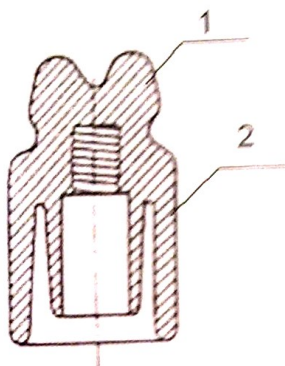
Марки линейных подвесных изоляторов: ЛК 70/10-4 УХЛ1.



1 – шапка; 2 – изолирующая деталь (тарелка); 3 – стержень;
4 – цементная заделка; 5 – замок изолятора

Рисунок 3.8 – Подвесной тарельчатый изолятор

Линейные изоляторы испытывают механические нагрузки, которые создаются натяжением проводов, и зависят от сечения проводов, а также длин пролетов между опорами, от температуры проводов, силы ветра и других факторов. Для штыревых линейных изоляторов эти нагрузки являются главным образом изгибающими (рисунок 3.9). Подвесные изоляторы благодаря шарнирному креплению подвергаются только растягивающим усилиям.



1 –шапка; 2 – юбка

Рисунок 3.9 – Штыревой изолятор

Штыревые изоляторы применяются на воздушных линиях напряжением до 1 кВ и на ВЛ напряжением от 6 кВ до 35 кВ (35 кВ - редко и только для проводов малых сечений). На номинальное напряжение от 6 кВ до 10 кВ и ниже изоляторы изготавливают одноэлементными, а на напряжение от 20 кВ до 35 кВ - двухэлементными.

Основные части штыревого изолятора:

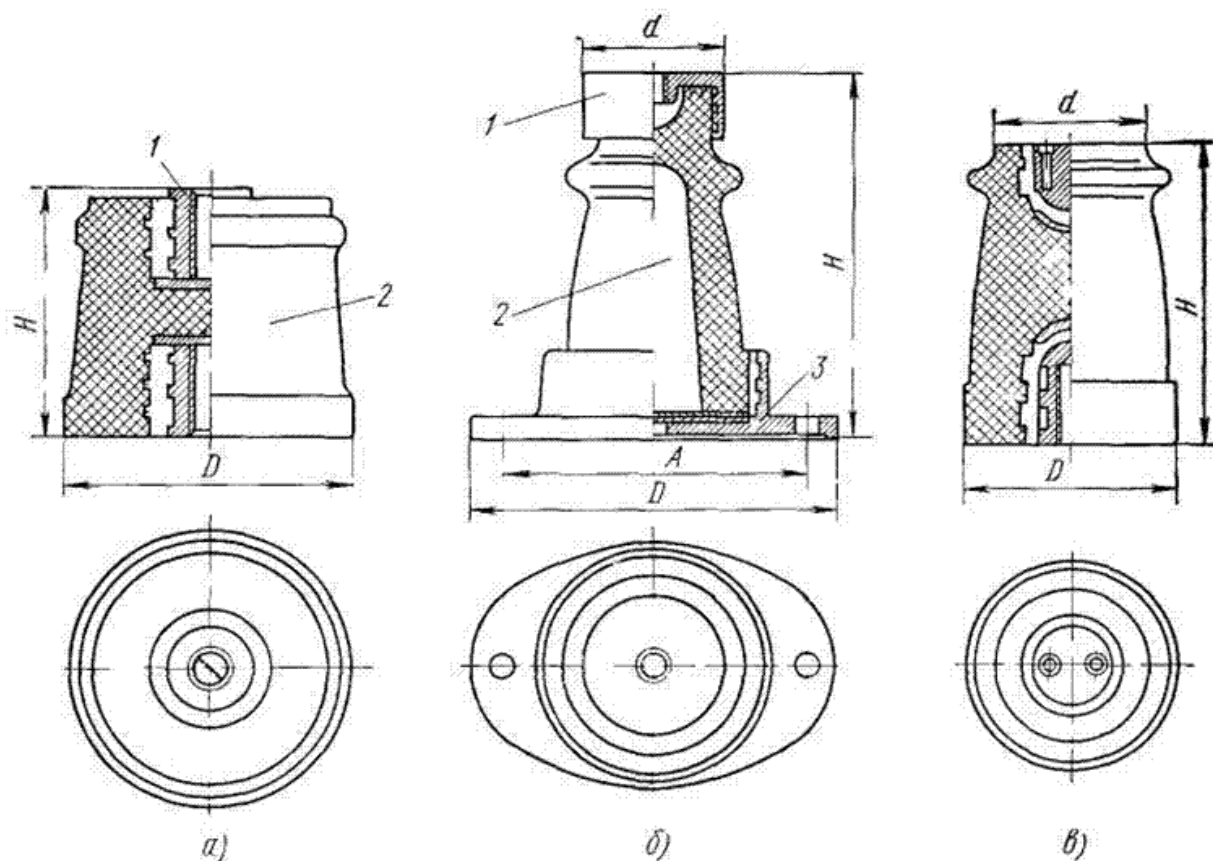
- шапка из изоляционного материала (керамика, отоженное стекло);
- крюк (штырь) с помощью которого штыревой изолятор крепится к опоре или траверсе, а вязка провода осуществляется либо на верхней части шапки изолятора.

Крепление проводника будет выполняться на верхней либо боковой бороздке с использованием линейной арматуры (зажимы для крепления проводов), либо при помощи вязки проволокой. Изолятор крепится к опоре (либо траверсе) с помощью металлического штыря (крюка), для лучшего крепления на металлический штырь одевается пластиковый колпачок, который обеспечивает более плотное прилегание к резьбе изолятора. Во избежание проворачивания крюка в опоре ему придается специальная форма, которая обеспечивает отсутствие вращающего момента.

Глубина металлического штыря в изоляторе, должна быть такой, чтобы верхняя часть штыря оказалась на уровне шейки изолятора. Нагрузка на изгиб будет определяющей для оценки механической прочности изолятора.

Форма изолятора позволяет оставаться сухой нижней части поверхности шапки, а верхнюю смачивать водой, удаляя таким образом загрязнения.

На рисунках 3.10, 3.11 и 3.12 изображены опорные изоляторы, которые служат для крепления токоведущих частей (шин, проводников) и элементов электротехнических аппаратов. Состоят как правило из фарфора (современные из полимеров) и могут быть смонтированы на металлических конструкциях, либо конструктивных элементах зданий (стены и т.п.).



а — ОФ-1-375; б — ОФ-10; в — ОФ-10-375

1 — верхняя арматура (колпачок); 2 — фарфоровый полый корпус;

3 — фланец

Рисунок 3.10 – Опорные изоляторы

Опорные изоляторы бывают следующих видов:

1) Стержневой опорный изолятор - опорный изолятор со сплошным телом в форме цилиндра или усеченного конуса, неподвижно соединенным с арматурой.

2) Штыревой опорный изолятор - опорный изолятор, состоящий из одной или нескольких изоляционных частей с ребрами, постоянно соединенными между собой и арматурой в виде колпака и штыря.

3) Опорный изолятор для работы в помещении - опорный изолятор, предназначенный для работы в помещении или под навесом, в соответствии с заданными условиями.

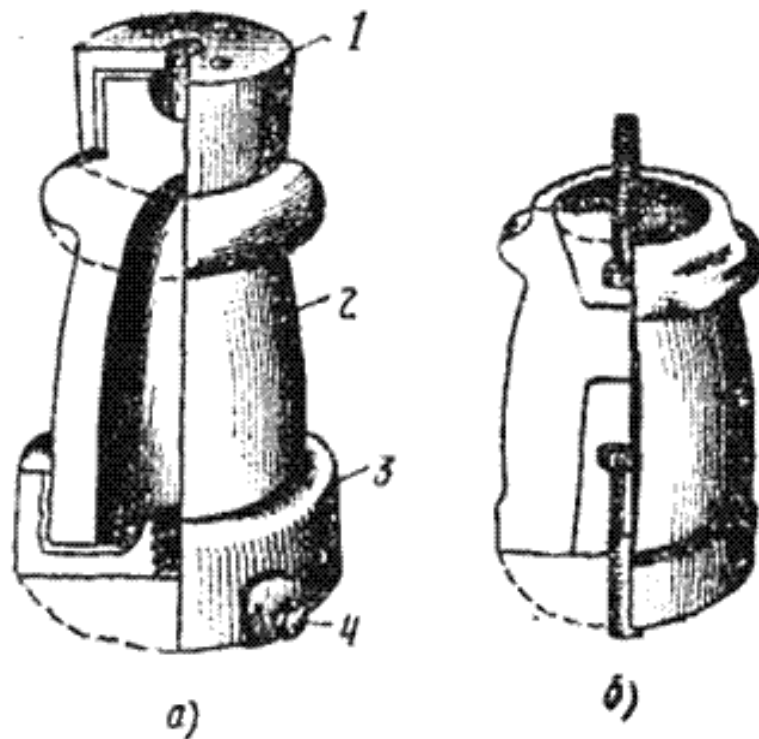
4) Опорный изолятор для работы на открытом воздухе - опорный изолятор, предназначенный для работы на открытом воздухе, в соответствии с заданными условиями.

Маркировка изоляторов должна быть нанесена на видном месте изоляционной детали и должна содержать: обозначение типа изолятора; товарный знак предприятия-изготовителя; год изготовления (две последние цифры).

Тип изолятора характеризуется его конструктивным исполнением (опорный штыревой), значениями нормированной механической разрушающей силы при изгибе и нормированного выдерживаемого напряжения грозового импульса и обозначением модификации.

В условном обозначении типа изолятора буквы и цифры означают:

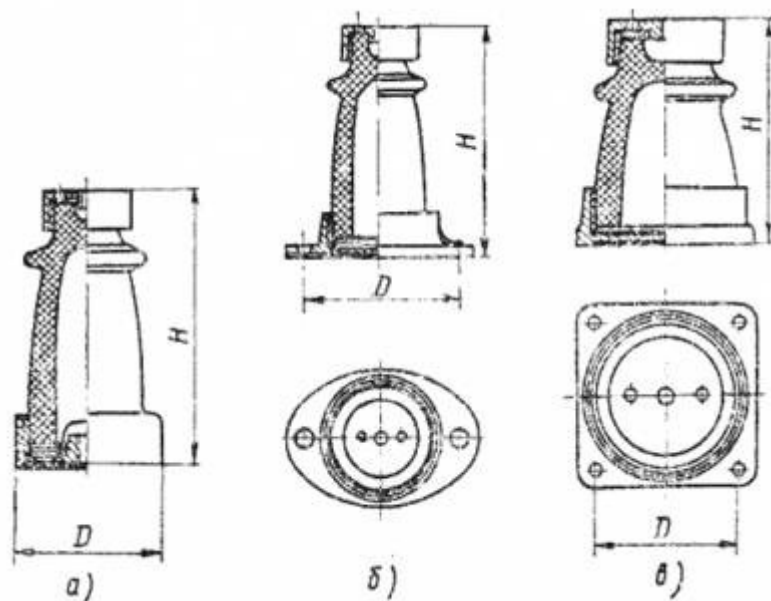
- О — опорный;
- Ш — штыревой или - С – стержневой;
- Н или В — наружную или внутреннюю установку;
- 3,75; 4; 6; 10; 20 и т. д. — нормированную механическую разрушающую силу при изгибе в килоньютонах;
- 60; 80; 125; 195 и т. д. — нормированное выдерживаемое напряжение грозового импульса в киловольтах;
- А, Б, В и т. д. — модификацию изолятора согласно нормативному документу на изолятор конкретного типа;
- УХЛ, Т — климатическое исполнение. Допускается исполнение УХЛ не указывать;
- ТУ ... — обозначение технических условий на изолятор конкретного типа.



а — ОФ-10-375кр; б — ОМА-10

1 — колпачок; 2 — фарфоровый корпус; 3 — фланец; 4 — болт

Рисунок 3.11 – Опорные изоляторы для внутренней установки



а — с круглым фланцем; б — с овальным фланцем; в — с квадратным фланцем

Рисунок 3.12 – Размеры различных типов опорных изоляторов

В обозначении типов изоляторов принято: О — опорный, Ф — фарфоровый; 6—10 — номинальные напряжения; 375, 7S0, 1250. 2000 — механические разрушающие нагрузки на изгиб, кг; кр. — круглый; ов. — овальный; кв. — квадратные фланцы.

Проходные изоляторы применяются для изоляции токоведущих частей при прохождении их через стены, потолки и другие элементы конструкций РУ и аппаратов. Проходные изоляторы, предназначенные для наружной установки, имеют более развитую поверхность той части изолятора, которая располагается вне помещения.

Обозначение проходного изолятора содержит значение номинального тока, например, ПНШ-35/3000-2000 означает: проходной, наружной установки, шинный на напряжение 35 кВ и номинальный ток 3 кА с механической прочностью 20 кН.

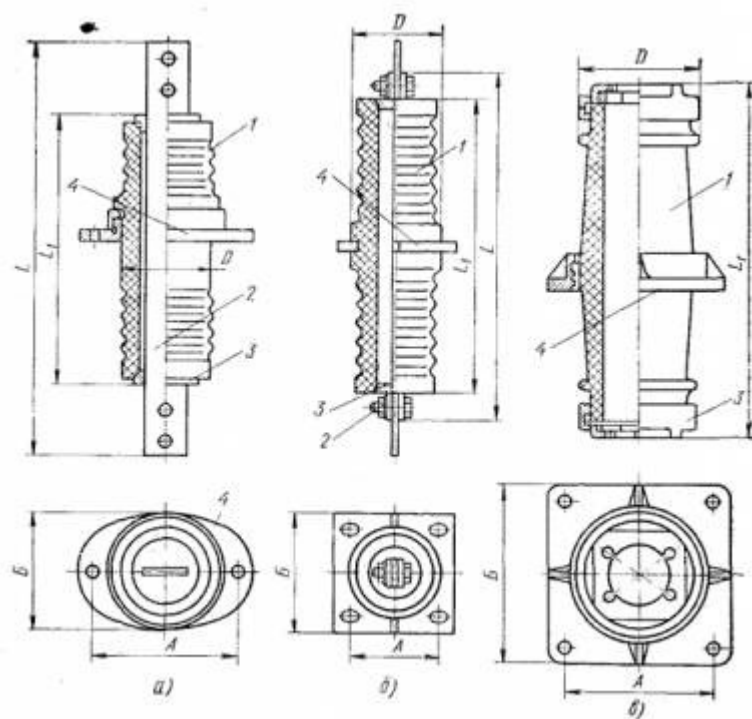
Конструкция проходного изолятора состоит из: 1 — шина; 2 — изолятор; 3 — проходная часть; 4, 5 — колпачки.

Проходные изоляторы применяются для наружной (типов ПН, ПНМ-10, 20, 35 кВ) и внутренней (типа П- 6, 10 кВ) установок.

Проходные изоляторы (рисунок 3.13) предназначены для провода токоведущих частей через поверхности, имеющие другой потенциал. На токи до 2000 А они выпускаются с токопроводящей шиной из алюминия или меди, которая имеет на концах отверстия, позволяющие соединять ее с токопроводом. Шины, рассчитанные на напряжение 35 кВ и более, а также провода линии укрепляют на подвесных изоляторах. Фарфор, чугунный колпачок и пестик склеивают мастикой. Провод специальным соединителем прикрепляют к пестику. Из таких изоляторов собирают гирлянду количеством от 3 элементов до 15 элементов и более — в зависимости от номинального напряжения линии. Для соединения изоляторов пестик вставляют в отверстие колпачка следующего элемента гирлянды.

Проходные изоляторы состоят из фарфорового корпуса 1 с цилиндрическим отверстием, через которое проходит токопроводящая шина 2. Торцы корпуса закрыты армированными колпачками-держателями 3. Почти

посередине корпуса армирован фланец 4.



а — П-10/400-750; б — ПК-Ю/1600—750; в — П-10/2000-2000

1 — фарфоровый корпус; 2 — токопроводящие шины;

3 — колпачки- держатели; 4 — фланец

Рисунок 3.13 – Проходные изоляторы

4 Лабораторная работа №4. Предохранители

4.1 Цель работы

- изучить конструкцию, область применения характеристики, требования, предъявленные к предохранителям до и выше 1000 В;
- освоить выбор и проверку предохранителей промышленной частоты.

4.2 Общие сведения

Предохранителем называют аппарат, предназначенный для автоматического однократного отключения электрической цепи при коротком замыкании или перегрузке.

Отключение цепи предохранителем осуществляется путем расплавления плавкой вставки, которая нагревается протекающим через неё током защищаемой цепи. После отключения цепи плавкая вставка должна быть заменена вручную.

Основными частями плавкого предохранителя являются: металлическая плавкая вставка, контактное устройство, корпус, выполненный из стекла или фарфора (рисунок 4.1).

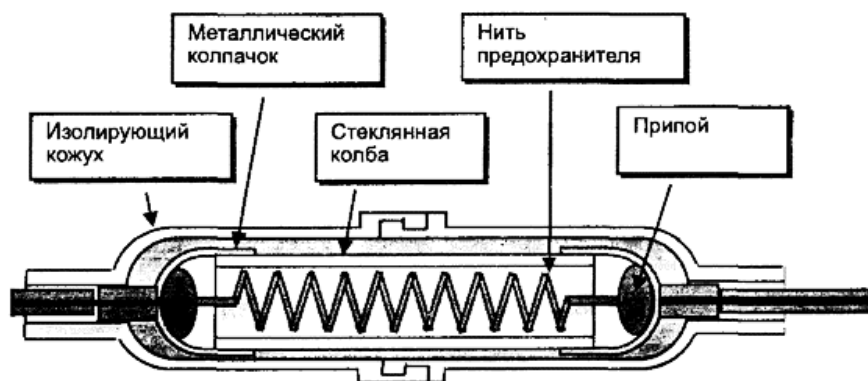


Рисунок 4.1 – Конструкция предохранителя

Многие предохранители имеют специальные устройства для гашения дуги, образующейся при расплавлении плавкой вставки. При увеличении тока в цепи до определенного значения плавкая вставка предохранителя нагревается до температуры плавления металла и расплавляется, отключая поврежденную цепь.

Полное время отключения цепи плавким предохранителем определяется продолжительностью расплавления его плавкой вставки и продолжительностью гашения дуги.

Различают номинальный ток предохранителя и номинальный ток плавкой вставки.

Под номинальным током предохранителя понимают ток, на который рассчитаны его токоведущие и контактные части.

Под номинальным током плавкой вставки понимают ток, на который рассчитана сама плавкая вставка. В один и тот же предохранитель обычно можно вставлять плавкие вставки на различные номинальные токи, но не выше номинального тока предохранителя. При сколько угодно длительном протекании номинального тока плавкая вставка предохранителя не должна перегореть.

Плавкие вставки – основной элемент предохранителя – изготавливаются из меди, цинка, свинца, серебра и константана.

Цинк и свинец имеют низкую температуру плавления (соответственно 419 °С и 327 °С). Цинк устойчив к коррозии, поэтому сечение плавких вставок не меняются во время эксплуатации, характеристика остается постоянной.

Цинк и свинец имеют большие удельные сопротивления, поэтому, изготовленные из них плавкие вставки имеют большое сечение.

Медь и серебро имеют малое удельное сопротивление, сечение вставки не велико, что обеспечивает их быстрое срабатывание. Такие вставки применяются в предохранителях с наполнителем, где очень важно уменьшить объем плавящегося металла. Для уменьшения окисления в процессе эксплуатации обычно применяют медные вставки.

Серебряные вставки не окисляются и их характеристики стабильны, но, в

виду большой стоимости, такие вставки применяются лишь в особо ответственных случаях. Так как температура плавления меди 1080 °С, при пограничных токах температура всех элементов предохранителя становится очень большой. Чтобы обеспечить быстрое срабатывание предохранителя, не допуская высоких температур, используют так называемый металлургический эффект (растворение тугоплавких металлов в жидких, менее тугоплавких). Если на медную проволоку диаметром 0,26 мм напаять шарик из оловянно-свинцового сплава с температурой плавления 182 °С, то при температуре проволоки 650 °С она расплавится в течение 4 минут, а при температуре 350 °С - в течение 40 минут.

Обычно для создания металлургического эффекта на медных и серебряных вставках применяют чистое олово, обладающее более стабильными свойствами. В нормальном режиме работы оловянный шарик не влияет на работу предохранителя.

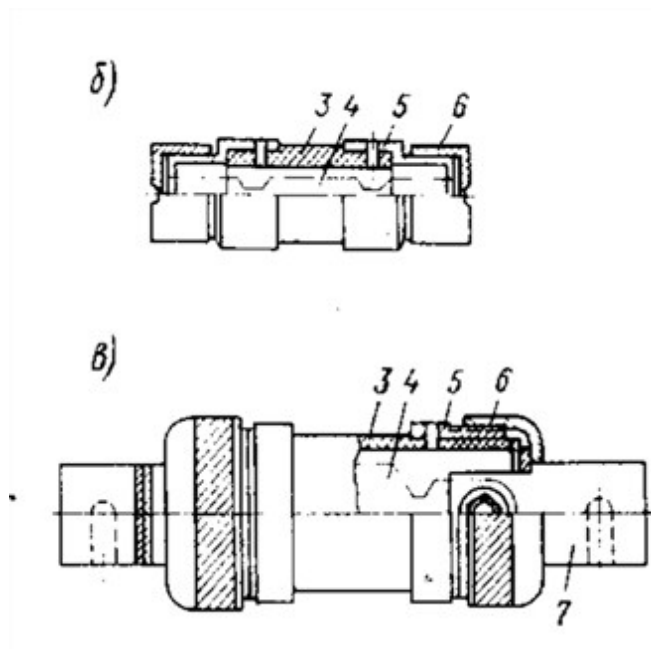
По конструкции предохранители разделяются на предохранители, работающие в установках до 1000 В и выше 1000 В.

Достоинствами плавких предохранителей являются сравнительно небольшая стоимость, простота устройства и обслуживания, небольшие размеры.

Конструкция предохранителей до 1000 В

Предохранители с закрытыми разборными патронами без наполнителя типа ПР - 2.

Эти предохранители изготавливаются на 220 В и 500 В и токи патронов от 15 А до 1000 А. Предельный ток отключения лежит в пределах от 1200 А до 2000 А (рисунок 4.2).



б — патроны на номинальные токи от 15 А до 63 А;

в — патроны на номинальные токи от 100 А до 1000 А

1 - неподвижные контактные стойки; 2 - патрон; 3 - фибровая (газогенерирующая) трубка; 4 - плавкая вставка; 5 - латунная втулка; 6 - латунные колпачки (подвижный контакт); 7 - контактный нож

Рисунок 4.2 – Предохранители серии ПР-2

Патроны предохранителя ПР-2 на токи 100 А и выше состоят из толстостенной фибровой трубки 1, на которой плотно насажены наружные втулки 3, предотвращающие разрыв трубки.

На втулку навинчиваются колпачки 4, которые закрепляют плавкую вставку 2, привинченную к ножам 6, до установки ее в патрон. Для предотвращения поворота ножей предусмотрена шайба 5, имеющая паз для ножа.

Патрон вставляется в неподвижные контактные стойки, укрепленные на изоляционной плите. Необходимое контактное нажатие обеспечивается кольцевой или пластинчатой пружиной.

Плавкие вставки изготавливаются из цинка в виде пластин с вырезами. На суженных участках выделяется больше тепла, чем на широких. При

номинальном токе избыточное тепло, благодаря теплопроводности цинка, передается широким частям, поэтому вся вставка имеет примерно одинаковую температуру. После перегорания вставки возникает дуга, которая вызывает образование газов (50 % - CO_2 , 40 % - H_2 , 10 % паров H_2O). Давление, в зависимости от отключаемого тока, может достигать 1000 Н/м^2 и более. Высокое давление способствует охлаждению, деионизации и гашению дуги.

При коротких замыканиях ссуженный участок вставки начинает плавиться прежде, чем ток короткого замыкания (КЗ) достигает своего установившегося значения в цепи постоянного тока или ударного тока в цепи переменного тока. Величина тока КЗ в цепи при этом ограничивается в несколько раз. Такие предохранители называют токоограничивающими. Цепи, защищенные токоограничивающими предохранителями, не проверяются на термическое и динамическое действие токов КЗ.

Когда ссуженные участки перегорают, широкие части вставки падают вниз, не плавясь и не засоряя объем трубки парами металла. Это улучшает условие гашения дуги.

Достоинством предохранителей ПР–2 является простота их перезарядки. Недостаток - большие размеры, чем у насыпных предохранителей.

Насыпные предохранители типа ПН-2 применяются для защиты силовых цепей до 500 В переменного и 440 В постоянного тока и выполняются на номинальные токи от 100 А до 600 А (рисунок 4. 3).

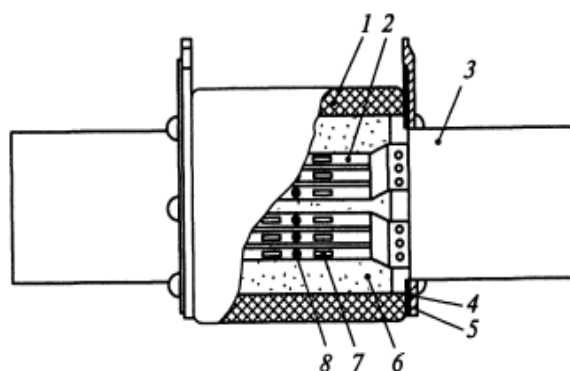


Рисунок 4.3 – Предохранитель типа ПН-2

Фарфоровая, квадратная снаружи и круглая внутри трубка 1 имеет четыре резьбовых отверстия для винтов, с помощью которых крепится крышка 4 с уплотняющей прокладкой 5. Плавкая вставка 2 приварена электромагнитной точечной сваркой к шайбам контактных ножей 3. Крышки с асбестовыми прокладками герметически закрывают трубку. Трубка заполнена сухим кварцевым песком 6.

Плавкая вставка выполнена из одной или нескольких медных ленточек толщиной от 0,15 мм до 0,35 мм и шириной до 4 мм. На вставке сделаны прорезы 7, уменьшающие сечение вставки в 2 раза. Для снижения температуры плавления вставки используется металлургический эффект. На полоски меди напаяны шарики олова 8. Температура плавления, в этом случае, не превышает 475 °С. Дуга возникает в нескольких параллельных каналах (в соответствии с числом вставок), это обеспечивает наименьшее количество паров металла в канале между зернами кварца и наилучшие условия гашения дуги в узкой щели. Насыпные предохранители относятся к токоограничивающим.

Наполнителем в предохранителях ПН является чистый кварцевый песок (99 % SiO_2). Размер зерен кварца должен быть от 0,1 мм до 0,5 мм.

Вместо кварца может применяться мел (CaCO_3), иногда его смешивают с асбестовым волокном. При гашении дуги мел разлагается с выделением углекислого газа CO_2 и CaO – тугоплавкого материала.

Предохранители НПН подобны ПН, но имеют неразборный патрон без контактных ножей и рассчитываются на токи 60 А.

Предохранители ПД и ПДС применяются в цепях переменного тока до 380 В и постоянного тока до 350 В и рассчитываются на токи до 600 А (рисунок 4. 4).

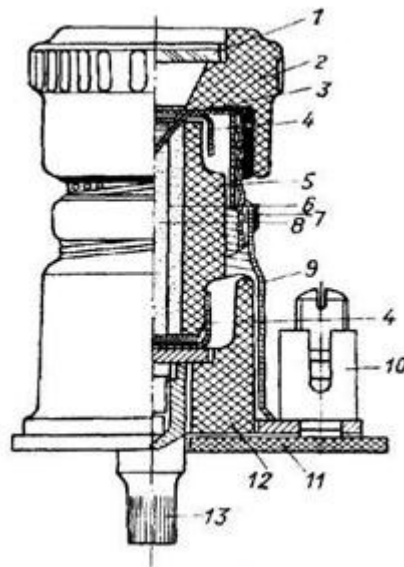


Рисунок 4.4 – Предохранитель типа ПД и ПДС

Это резьбовые предохранители, предназначенные для защиты двигателей. Они имеют сменную вставку, укрепленную в фарфоровом цилиндре с наполнителем. Замена вставки возможна после отвинчивания фарфоровой головки. Предохранитель имеет указатель срабатывания, наблюдения за которым можно вести через застекленное отверстие в головке.

Предохранители выше 1000 В

Предохранителями с мелкозернистым (кварцевым) наполнителем выпускаются и на напряжение 3, 6, 10, 35 кВ и номинальные токи 400, 300, 200 А. Они обладают токоограничивающим эффектом, полное время отключения при токах короткого замыкания составляет от 0,005 с до 0,007 с.

Для установок высокого напряжения изготавливаются кварцевые предохранители типов ПК и ПКТ. Предохранители типа ПК предназначены для защиты силовых цепей напряжением до 35 кВ. Предельная мощность отключения их 300000 кВА. Предохранители типа ПКТ предназначены для защиты трансформаторов напряжения ниже 35 кВ. Предельная мощность отключения - порядка 1млн кВА (рисунок 4.5).

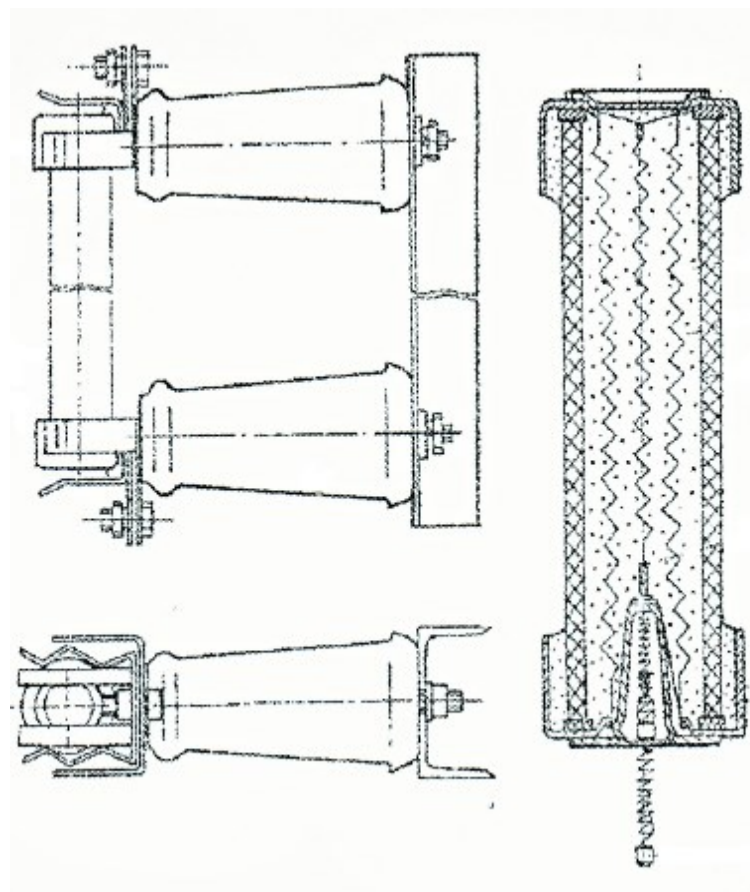


Рисунок 4.5 – Предохранитель типа ПКТ

Патрон предохранителя ПК представляет собой фарфоровую трубку, армированную по концам латунными колпачками. Внутри патрона размещены медные или серебряные плавкие вставки.

В предохранителях на токи до 7,5 А проволоки намотаны на ребристый керамический сердечник, при больших токах они располагаются в виде свободных спиралей. Патрон с плавкой вставкой засыпан кварцевым песком, закрыт с торцов крышками и запаян.

Предохранители типа ПК имеют на нижней крышке патрона указатели срабатывания.

Предохранители типа ПКТ применяются в цепях с трансформаторами напряжения. Плавкие вставки выполняются из одной константановой проволоки, намотанной на керамический сердечник.

Проволока вставки имеет три различных сечения по длине, что позволяет ограничивать перенапряжения при перегорании предохранителя.

Благодаря малому сечению плавкой вставки предохранители ПКТ создают значительный токоограничивающий эффект. Они устанавливаются в сети, где мощность короткого замыкания достигает 1000 МВА, а для некоторых типов ПКТУ (усиленный) отключающая мощность не ограничивается. Предохранители типа ПКТ не имеют указатель срабатывания, о перегорании судят по показаниям приборов, включенных во вторичную цепь трансформаторов напряжения.

Предохранители с автогазовым гашением дуги выполняются на напряжение 10 кВ и выше (рисунок 4.5).

Для открытых распределительных устройств применяются стреляющие предохранители типа ПСН (рисунок 4.6).

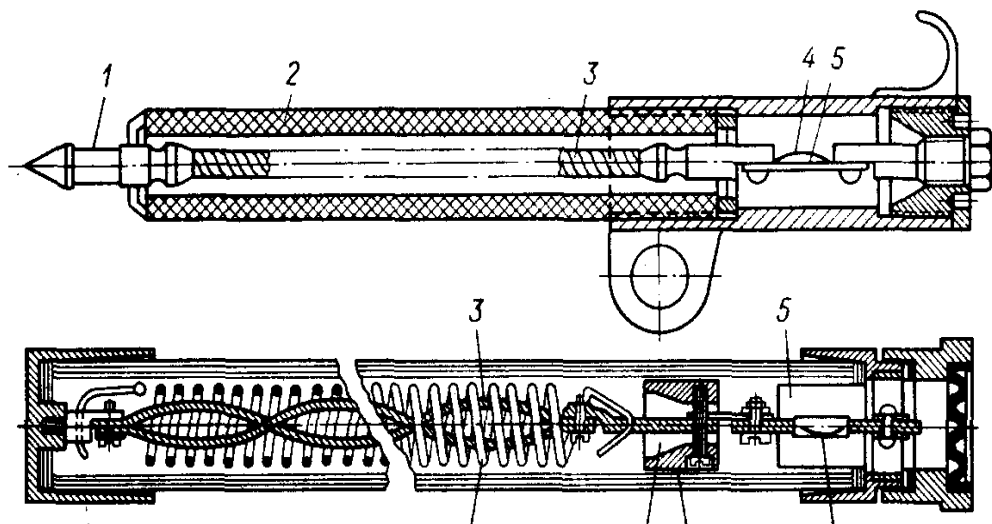


Рисунок 4.6 – Предохранитель типа ПСН

Основной частью предохранителя является газогенерирующая трубка 2, внутри которой расположен гибкий проводник 3, соединенный с плавкой вставкой 4 и контактным наконечником 1.

Параллельно медной плавкой вставке расположена стальная - 5, воспринимающая усилие пружины, стремящейся вытащить гибкий проводник. Головка патрона предохранителя зажата специальным держателем на изоляторе 2. На нижнем изоляторе на оси 4 укреплен контактный нож 5 со спиральной пружиной, которая стремится вернуть нож в положение 5. Нож охватывает

шейку контактного наконечника 6.

При коротком замыкании сначала расплавляется медная, а затем стальная вставка. Под действием пружины нож 5 поворачивается и выбрасывает гибкий проводник.

Дуга, образовавшаяся после расплавления вставок, затягивается в трубку. Давление в трубке достигает величины от 1000 Н/м^2 до 2000 Н/м^2 , создается продольное автодутьё.

Гашение сопровождается выбросом раскаленных газов и мощным звуковым эффектом выстрелом.

Ограничители ударного тока

Ограничители ударного тока - это сверхбыстродействующие – коммутационные аппараты взрывного действия на большие номинальные токи (рисунок 4.7).

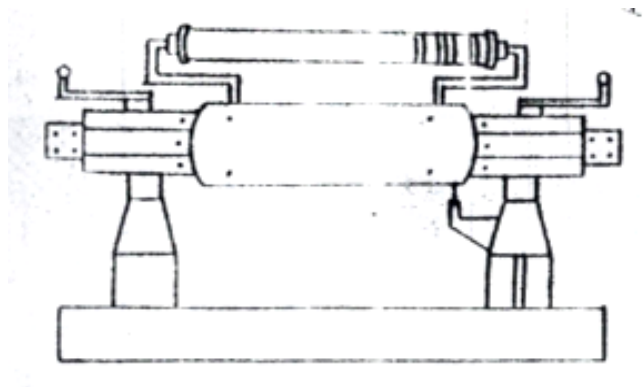


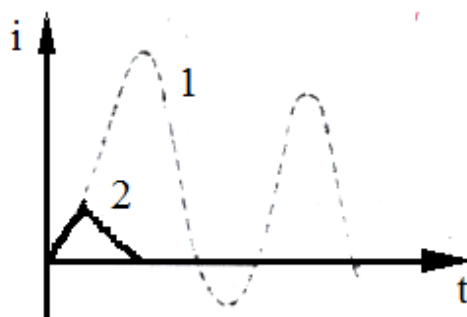
Рисунок 4.7 – Конструкция ОУТ

Ограничитель состоит из основания, изоляторов, коммутационного элемента и шунтирующего его предохранителя специальной конструкции. Коммутационный элемент в свою очередь состоит из патрона, внутри которого помещается токонесущий проводник большого сечения с вмонтированным в него пиропатроном. Поджиг пиропатрона осуществляется от разрядного устройства, находящегося вне коммутационного элемента и связанного с пиропатроном через разделительный импульсный трансформатор, смонтированный в теле изолятора. Управление разрядным устройства

осуществляется от блока управления, реагирующего на производную изменения тока в защищаемой цепи.

Датчиком тока служит трансформатор тока специальной конструкции.

Полное время отключения цепи ограничителем не превышает 5 мс. Изменение тока в цепи с ограничителем показано на рисунке 4.8.



1 – без ограничителя; 2 – с ограничителем

Рисунок 4.8 – Изменение тока в цепи с ограничителем

5 Лабораторная работа №5. Воздушные линии

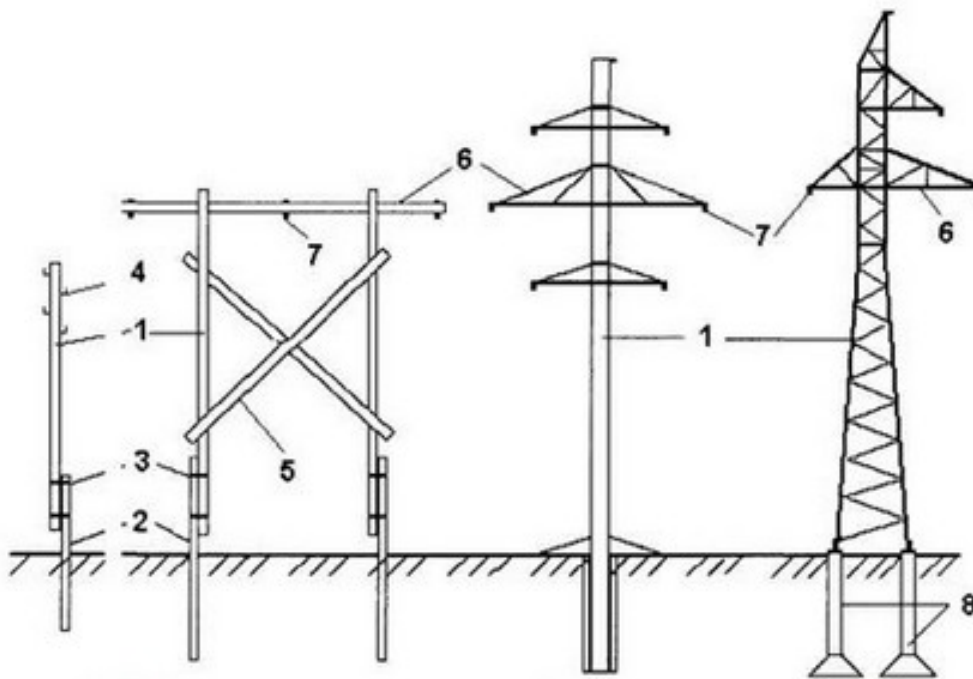
5.1 Цель работы

- 1) Изучить виды и типы воздушных линий, научиться рассчитывать сечение проводов на разные номинальные напряжения.
- 2) Изучить графики нагрузок и их применение.

5.2 Общие сведения

Электрические воздушные линии электропередачи (ВЛЭП) служат для канализации электрической энергии от источника до потребителя по проводам (линиям электропередач). Передача энергии осуществляется на открытом воздухе с использованием вспомогательных конструкций (опор и линейной арматуры). Различают низковольтные (до 1 кВ) и высоковольтные (свыше 1 кВ) линии электропередач.

Конструкция и основные элементы воздушной линии представлены на рисунке 5.1.



1 – стойка опоры;

2 – железобетонная приставка (пасынок);

3 – бандаж из стальной проволоки или стальной хомут;

4 – крючья для армировки изоляторов;

5 – раскосы для жесткости;

6 – траверсы;

7 – сцепная арматура для крепления гирлянды изоляторов;

8 – железобетонные фундаменты

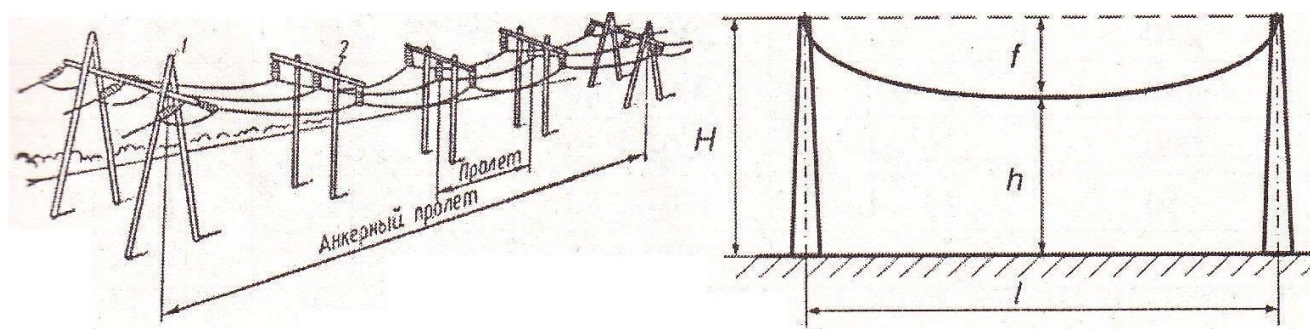
Рисунок 5.1 – Конструкция воздушных линий

5.3 Основные сведения о конструкции воздушных линий

В зависимости от категории потребителей воздушные линии могут быть одноцепными и двухцепными. Цепность будет определять ответственностью нагрузки (1 и 2 категории – двухцепные, 3 категория – одноцепные).

Под одноцепными линиями будем понимать линии электропередач, на которых провода расположены на одних и тех же опорах (используется трехпроводная цепь).

Двухцепные линии – это линии в которых обе цепи будут расположены на одних и тех же опорах.



H – высота опоры;

f – стрела провеса;

h – габарит провода;

l – длина пролета.

Рисунок 5.2 – Габариты линии электропередач

Длина пролета — это расстояние между осями соседних опор (если опоры анкерного типа, то соответственно – анкерный пролет). Стрела провеса – расстояние от горизонтальной прямой между вершинами опор до наибольшей точки провеса провода. Расстояние от наибольшей точки провеса провода до

земли будем называть габаритом провода.

5.4 Провода и тросы ВЛ

На сегодняшний день наибольшее распространение получили провода марки АС, которые состоят из стальной оцинкованной жилы вокруг которой расположена алюминиевая часть (многопроволочная). Такие провода могут нести достаточные механические нагрузки и обладают оптимальной проводимостью.

В случае невозможности передачи мощности по многопроволочным проводникам, могут быть применимы полые провода. Состоят они из отдельных полосок проволоки, которые соединяются пазом. Область применения таких проводников от 330 кВ и выше.

В качестве материала, который применяется в проводниках линий электропередач можно выделить медь и алюминий, а для придания механических свойств используют сталь.

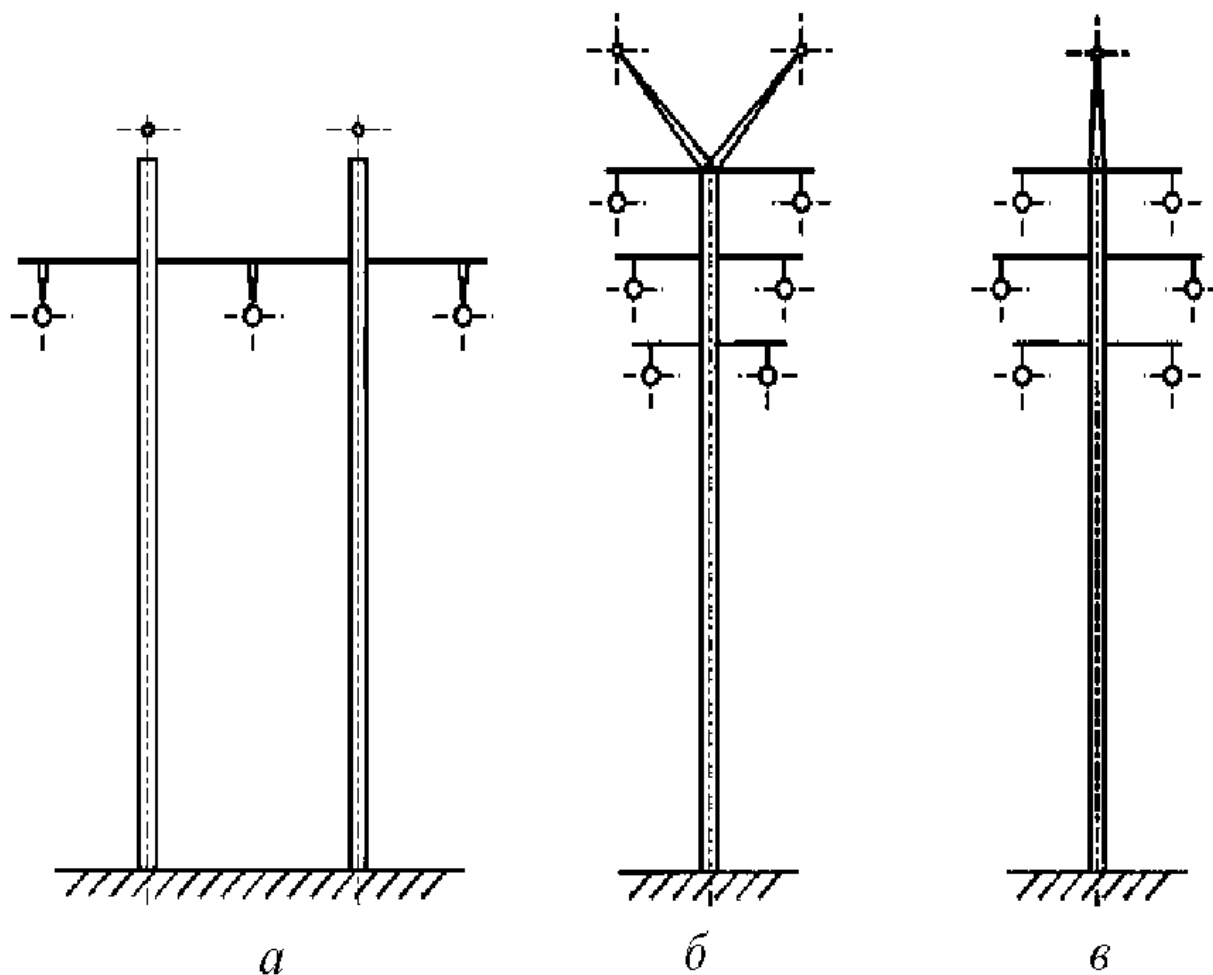
Медь как материал проводников, не используется в виду высокой стоимости.

Маркировка проводов выглядит достаточно просто, на первом месте указывается материал проводника (А – алюминий, М – медь или С – сталь), далее указывается цифровое обозначение номинального сечения. Например, АС-95 (сталеалюминевый провод сечением 95 квадратных миллиметров).

Расположение проводников на опорах линий электропередач определяется цепностью. Как правило, для одноцепных линий на напряжение 330 кВ и выше, а также для линий от 35 до 330 кВ с деревянными опорами используют горизонтальное расположение проводников. Такое расположение позволяет применять более низкие опоры, удобнее в эксплуатации, позволяет избегать схлестывания проводов при удалении наледи.

На двухцепных применяется способ расположения проводников либо обратной елкой, либо шестиугольником.

Расположение проводников на опорах показано на рисунке 5.3.



а – горизонтально;

б – обратная елка;

в – шестиугольник.

Рисунок 5.3 – Расположение проводов на опорах

Из применяемых опор линий электропередач, можно выделить следующие:

- анкерные опоры – рассчитанные на одностороннее тяжение и устанавливаются в наиболее ответственных точках линии. В самых худших

условиях находятся концевые анкерные опоры, так как им приходится испытывать тяжение всей линии;

- промежуточные опоры служат для поддержания заданного провеса линии, за счет двухстороннего тяжения, они не испытывают нагрузки вдоль линии, наиболее многочисленны и как правило составляют около 80% всех опор;

- угловые опоры предназначены для поворота линии на заданный угол, при значительных нагрузках устанавливаются оттяжки, для устойчивости опор;

- ответвительные опоры применяются в случае необходимости создания отпайки от линии или глухого ответвления;

- специальные опоры предназначены для труднодоступных мест или выполнения специфических функций (например, эстетических).

5.5 Материал опор, конструктивные особенности, достоинства и недостатки, срок службы, условия применения

Деревянные опоры обладают низкой стоимостью и простым производством. Основным недостатком будет являться меньший эксплуатационный ресурс этих опор, однако, при использовании современных пропиток (антисептиков, средств против гниения и негорючести) можно увеличить долговечность до 15-20 лет. Использование данного вида опор определяется наличием данного ресурса в регионе, где возводится линия.

Железобетонные опоры по сроку службы превосходят деревянные, в них используется меньшее количество металла по сравнению с металлическими опорами, достаточно неприхотливы в эксплуатации, поэтому получили широкое распространение в линиях до 500 кВ.

Металлические опоры требуют большого количества металла, сложны в эксплуатации, так как подвержены коррозии и требуют окраски. Ставятся на железобетонных фундаментах и могут эксплуатироваться на всех классах напряжений. Несут большие механические нагрузки. Могут применяться в

труднодоступной местности, так как монтируются секциями на месте.

5.6 Графики электрических нагрузок

График электрических нагрузок (ГЭН) – это изменение электрической нагрузки в течении определенного периода времени. Может быть представлен изменением полной, активной и реактивной мощностей, а также тока.

Составление ГЭН необходимо для определения основных силовых элементов электроэнергетической системы (генераторов, силовых трансформаторов, коммутационной аппаратуры, сечений линий электропередач).

ГЭН может составляться за сутки и год, соответственно различают суточный и годовой ГЭН. На годовом ГЭН отображаются ступени мощности в порядке их убывания.

Реальные ГЭН будут имеют вид кривой (рисунок 5.4), что составляет трудность при расчетах, поэтому берутся значения мощности с заданными интервалами, как правило, 30 или 60 минут (рисунок 5.5).

Для наиболее оптимальной работы энергосистемы необходимо добивать равномерного ГЭН, который может быть получен путем проведения соответствующих организационно-технических мероприятий. При таком ГЭН колебания напряжения в системе будут минимальны.

Кроме того, стабильное значение электрической нагрузки позволяют выбрать типы и параметры всех элементов системы с минимальным запасом по всем показателям, в результате чего они будут работать с нагрузкой, близкой к номинальной. Это повышает эффективность использования всего электрооборудования. При равномерном графике нагрузок становится возможным более точное определение расчетных токов на всех участках системы и токов срабатывания защиты от ненормальных режимов работы. При этом снижается количество несанкционированных отключений в системе, т.е. повышается надежность электроснабжения.

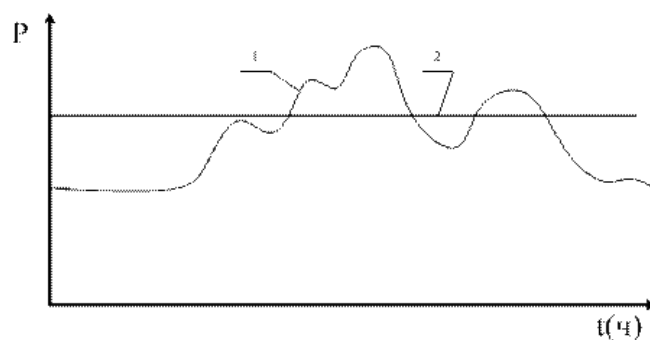


Рисунок 5.4 – Пример реального (1) и идеального (2) суточного графика активной нагрузки

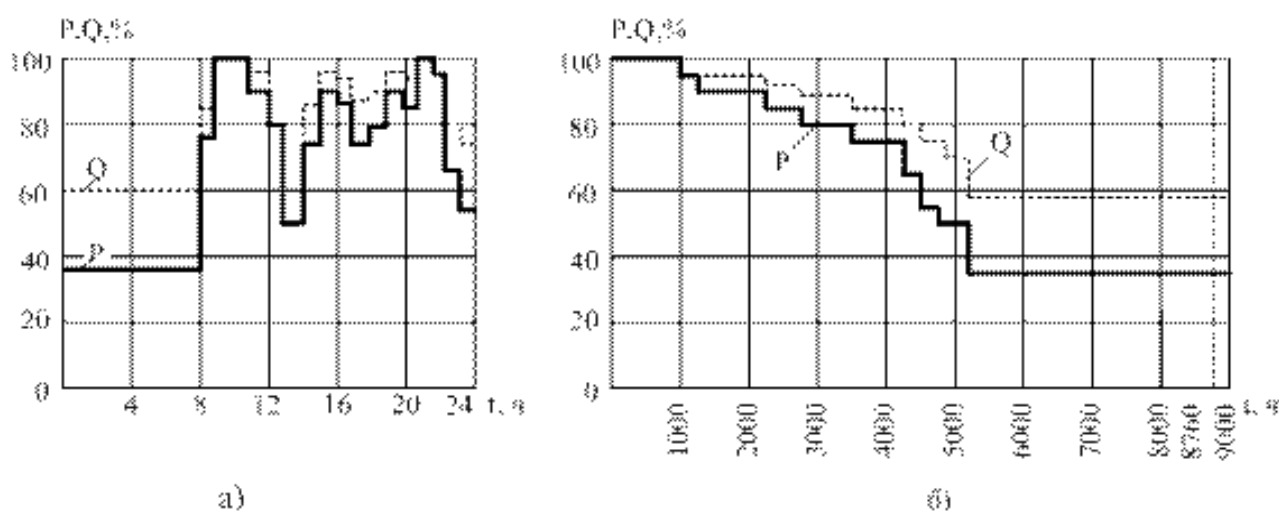


Рисунок 5.5 – Пример ступенчатого суточного (а) и годового (б) графика активной (Р) и реактивной (Q) нагрузки

Графики могут быть построены как для всей энергетической системы, так и для отдельных ее частей, вплоть до производственных участков и конкретных питающих линий.

Чтобы полнее охарактеризовать работу СЭС в течение года, необходимо иметь зимний и летний суточные графики электрических нагрузок за наиболее загруженную смену.

Наибольшую нагрузку по суточному графику называют максимальной суточной нагрузкой $P_{\text{макс}}$.

Площадь графика электрической нагрузки, ограниченная осями

координат и кривой изменения нагрузки, представляет собой в масштабе количество электроэнергии, кВт· час, выработанной или потребленной данной установкой или системой за соответствующий промежуток времени.

Для действующих предприятий, зная потребленную электроэнергию, можно рассчитать среднюю мощность за определенный промежуток времени.

Например, среднесуточная и среднегодовая нагрузка определяется:

$$P_{\text{ср.сут.}} = \frac{W_{\text{сут.}}}{24}; P_{\text{ср.г.}} = \frac{W_{\text{г.}}}{8760} \quad (5.1)$$

где $W_{\text{сут.}}$ – энергия, потребленная за сутки;

$W_{\text{г.}}$ – энергия, потребленная за год;

8760 – количество часов работы в году при трехсменном графике;

24 – количество часов в сутках.

Графики могут быть построены для активной и реактивной мощности и для потерь мощности (ΔP , ΔQ) в системе. Различают постоянные и переменные электрические потери.

Постоянные потери не зависят от величины нагрузки; к ним относятся потери на нагрев сердечников электрических машин и аппаратов от вихревых токов.

Переменные потери зависят от величины нагрузки; к ним относятся потери на активных сопротивлениях обмоток электрических машин и аппаратов.

Важным показателем, характеризующим работу СЭС, является время использования максимума электрической нагрузки:

$$T_{\text{м}} = \frac{W_{\text{г.}}}{P_{\text{макс}}}, \quad (5.2)$$

где $W_{\text{г.}}$ – энергия, потребленная за год;

$P_{\text{макс}}$ – максимальная активная нагрузка.

5.7 Расчет воздушной линии электропередач

С уменьшением сечения затраты уменьшаются, но возрастает стоимость потерь электроэнергии, величина которой прямо пропорциональна потерям активной мощности (P_H) и обратно пропорциональна площади поперечного сечения проводника. В таблице 5.1 представлены значения экономической плотности тока A/mm^2 .

Таблица 5.1 – Экономическая плотность тока $j_{эк}$, A/mm^2

Проводники	Экономическая плотность тока A/mm^2 при заданном числе часов использования максимума нагрузки T_m		
	от 1000 ч до 3000 ч	от 3000 ч до 5000 ч	более 5000 ч
Неизолированные провода и шины			
Медные	2,5	2,1	1,8
Алюминиевые (сталеалюминиевые)	1,3	1,1	1
Кабели в бумажной и провода в резиновой и ПВХ изоляции			
Медные	3	2,5	2
Алюминиевые	1,6	1,4	1,2

На основе анализа всех факторов, влияющих на величину экономического сечения и технико–экономических расчетов ПУЭ, рекомендуют в практических расчетах экономическое сечение определять в зависимости от экономической плотности тока $j_{э}$.

Для выбора проводов по экономической плотности тока используют следующую формулу:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{макс}}}{j_{\text{э}}}; \quad (5.3)$$

Выберем неизолированные алюминиевые провода и шины с коэффициентом экономической плотности $j_{\text{э}} = 1$, отсюда находим, условно предположив, что номинальный ток в линии составит 33 А, сечение провода:

$$F_{\text{э}} = \frac{33}{1};$$

$$F_{\text{э}} = 33 \text{ мм}^2;$$

Исходя из полученного сечения, выбираем провод марки АС 35/6.2.

$$F_{\text{выб}} > F_{\text{эк}}.$$

Технические и физико–механические характеристики провода АС 35/6.2, необходимые в дальнейших расчетах:

- площадь сечения всего провода, мм^2 – 43,05;
- диаметр провода, мм – 8,4;
- максимальный длительный ток, А:
 - а) вне помещения – 175;
 - б) внутри помещения – 135;
- максимальная мощность, МВА – 10;
- сопротивление постоянному току при 20 °С, Ом/км – 0.790;
- удельное активное сопротивление при 20 °С, Ом/км – 0.8;
- допустимое напряжение, кгс/мм²:
 - а) при наибольшей нагрузке $\sigma_{\text{к}} = 10,5$;
 - б) при низшей температуре $\sigma_{\text{н}} = 9,25$;
 - в) при среднегодовой температуре $\sigma_{\text{с}} = 6,25$;
- модуль упругости Е, кгс/мм² – 8250;

- температурный коэффициент линейного удлинения α ,
1/град – $19.2 \cdot 10^{-6}$;
- масса 1 км провода, кг – 148.

5.8 Расчет по допустимому нагреву

Электрический ток, протекая по проводнику, оказывает на него определенное термическое действие – осуществляет его нагрев. Одним из условий долгой и безаварийной работы линии является правильный выбор проводников по длительно допустимой температуре нагрева. Выбор производится исходя из значений максимального рабочего тока линии и максимально допустимого тока длительной работы для конкретной марки провода.

Максимальная температура нагрева проводов ЛЭП, принятая в ПУЭ, составляет семьдесят градусов.

Надежная длительная работа проводов и кабелей определяется длительно допустимой температурой их нагрева, величина которой зависит от вида изоляции. Учитывая условия надежности, безопасности и экономичности, ПУЭ устанавливают предельную температуру нагрева проводников в зависимости от длительности прохождения тока, материала токоведущей части и изоляции провода или кабеля.

Выбор сечения проводника по нагреву длительным током нагрузки сводится к сравнению расчетного тока I_p с допустимым табличным значением I_d для принятых марок проводов и условий их прокладки. При выборе должно соблюдаться условие:

$$I_p \leq I_d;$$

Для принятого за оптимальный в результате предварительного электрического расчета провода марки АС – 35/6.2 длительно допустимый

ток $I_d = 175 \text{ A}$.

Длительно допустимые токи нагрузки проводов, кабелей и шин указаны в таблицах ПУЭ, составленных для температур окружающего воздуха $+ 25 \text{ }^\circ\text{C}$, почвы $+ 15 \text{ }^\circ\text{C}$ и приведены в приложениях.

При отклонении температуры от нормируемых параметров для определения длительно допустимого тока вносится поправочный температурный коэффициент и используется формула:

$$I'_d = K_T I_d, \quad (5.4)$$

где K_T – поправочный температурный коэффициент.

В таблице 5.2 представлены значения поправочных температурных коэффициентов для определения токовых нагрузок при различных температурах.

Таблица 5.2 – Значения поправочных температурных коэффициентов для определения токовых нагрузок при различных температурах

Температура, $^\circ\text{C}$	-5	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
Поправочный коэффициент	1.29	1.24	1.2	1.15	1.11	1.05	1.0	0.94	0.88	0.81	0.74	0.61

Для определения длительно допустимого тока линии при заданных температурных условиях воспользуемся формулой (5), подставив значение $K_T = 0.94$:

$$I'_d = 0.94 \cdot 175$$

$$I'_d = 165 \text{ A}.$$

$I_{max} < I'_d$, $33 \text{ A} < 165 \text{ A}$, следовательно условие выбора проводника по допустимому нагреву выполняется. $F_{выб} > F_{эк}$, $35 > 33 \text{ мм}^2$, следовательно

условие по экономическому сечению выполняется. Проводник выбран корректно.

5.9 Электрический расчет воздушной линии электропередач

Электрический расчет линии электропередач позволяет подсчитать потери мощности и напряжения на всем протяжении линии. Исходя из результатов электрического расчета, можно судить о качестве подаваемой потребителю электрической энергии.

В электрическом расчете учитываются активная и реактивная составляющие мощности, передаваемой по линии. Реактивная составляющая мощности, в свою очередь, делится на индуктивную и емкостную. Оба этих слагаемых реактивной составляющей мощности зависят от среднегеометрического расстояния между проводами, т.е. от положения проводников в пространстве.

В таблице 5.3 приведены данные для электрического расчета линии.

Таблица 5.3 – Исходные данные для электрического расчета ЛЭП

Длина линии (L), км	48
Номинальное напряжение ($U_{ном}$), кВ	35
Марка провода	АС – 35/6.2
Удельное активное сопротивление (r_0), Ом/км	0.85
Удельное индуктивное сопротивление (x_0), Ом/км	0.403
Удельная емкостная проводимость (β_0), См/км	$2.36 \cdot 10^{-6}$

Определим активную и реактивную составляющие выработанной мощности:

$$P = S \cdot \cos\varphi$$

$$P = 2 \cdot 10^6 \cdot 0.95;$$

$$P = 1.9 \text{ МВт};$$

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2};$$

$$Q = \sqrt{2^2 - 1.9^2};$$

$$Q = 0.62 \text{ Мвар}.$$

Произведем расчет сопротивлений линии, используя формулы:

$$R = \frac{r_0 l}{2}; \quad (5.5)$$

$$X = \frac{x_0 l}{2}; \quad (5.6)$$

$$B = \beta_0 l, \quad (5.7)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление провода марки АС – 35/6.2;

x_0 – индуктивное сопротивление провода марки АС – 35/6.2;

β_0 – емкостная проводимость провода марки АС – 35/6.2;

l – длина линии.

Подставляя в формулы (5.5), (5.6), (5.7) значения из таблицы 5.4, получаем следующие значения:

$$R = \frac{0.85 \cdot 48}{2};$$

$$R = 20.4 \text{ Ом};$$

$$X = \frac{0.403 \cdot 48}{2};$$

$$X = 9.67 \text{ Ом};$$

$$B = 2.36 \cdot 10^{-6} \cdot 48;$$

$$B = 113.28 \cdot 10^{-6} \text{ Ом}.$$

Для определения величин продольного и поперечного падений напряжений в линии используют следующие формулы:

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U}; \quad (5.8)$$

$$\delta U = \frac{PX - QR}{U}, \quad (5.9)$$

где P – активная мощность в начале линии;

Q – реактивная мощность в начале линии;

R и X – активная и индуктивная составляющие сопротивления линии;

U – рабочее напряжение линии.

Подставив в формулы (5.8) и (5.9) значения мощностей, сопротивлений и напряжения, получаем следующие значения падения напряжения в ЛЭП (продольной и поперечной составляющей соответственно):

$$\Delta U = \frac{1.9 \cdot 20.4 \cdot 10^6 + 0.62 \cdot 9.67 \cdot 10^6}{35 \cdot 10^3};$$

$$\Delta U = 1278.73 \text{ В};$$

$$\delta U = \frac{1.9 \cdot 9.67 \cdot 10^6 - 0.62 \cdot 20.4 \cdot 10^6}{35 \cdot 10^3};$$

$$\delta U = 163.57 \text{ В.}$$

Продольная и поперечная составляющие падения напряжения складываются векторно и для получения значения падения рабочего напряжения используют выражение:

$$\Delta U_p = \sqrt{\Delta U^2 + \delta U^2} \quad (5.10)$$

Подставим в формулу (5.10), значения падений напряжений, получим значение падения рабочего напряжения для данной линии:

$$\Delta U_p = \sqrt{1278.73^2 + 163.57^2} \approx 1289.15 \text{ В.}$$

Падение напряжения в линии составляет 3.68 %, что соответствует требованиям ПУЭ к качеству электрической энергии, подаваемой потребителю.

Произведем расчет потерь мощности в данной ЛЭП, используя формулы:

$$\Delta P = \frac{(P^2 + Q^2)R}{U^2}; \quad (5.11)$$

$$\Delta Q = \frac{(P^2 + Q^2)X}{U^2}. \quad (5.12)$$

Выражения (5.11) и (5.12) отражают потери активной и реактивной мощностей в данной ЛЭП соответственно. Подставим значения вырабатываемых мощностей и сопротивлений в формулы и произведем расчет:

$$\Delta P = \frac{(1.9^2 + 0.62^2)20.4}{35^2};$$

$$\Delta P = 0.067 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q = \frac{(1.9^2 + 0.62^2)9.67}{35^2};$$

$$\Delta Q = 0.032 \text{ Мвар.}$$

Рассчитаем величину индуктивных потерь мощности по линии по формуле:

$$\Delta Q_c = U^2 \beta_0; \quad (5.13)$$

$$\Delta Q_c = 2.36 \cdot 10^{-6} \cdot (35 \cdot 10^3)^2;$$

$$\Delta Q_c = 0.0029 \text{ Мвар.}$$

Общие потери реактивной мощности рассчитываются по формуле:

$$\Delta Q_0 = \Delta Q - \Delta Q_c, \quad (5.14)$$

Тогда для линии получаем следующую величину потерь реактивной мощности:

$$\Delta Q_0 = 0.032 - 0.0029;$$

$$\Delta Q_0 = 0.0291 \text{ Мвар.}$$

Векторно, сложив активную и реактивную составляющие потерь мощности, получим величину потерь полной мощности:

$$\Delta S = \sqrt{\Delta P^2 + \Delta Q_0^2}; \quad (5.15)$$

$$\Delta S = \sqrt{0.067^2 + 0.0291^2};$$

$$\Delta S \approx 0.073 \text{ МВА.}$$

Рассчитаем полную мощность на конце ЛЭП:

$$S_k = S - \Delta S; \quad (5.16)$$

$$S_k = 2 - 0.073;$$

$$S_k = 1.927 \text{ МВА.}$$

Определим КПД ЛЭП и сведем в таблицу 5.4 данные о потерях в линии, чтобы сделать заключение о качестве подаваемой потребителю посредством данной ЛЭП электрической энергии.

Для определения КПД используется формула:

$$\eta = \frac{(P - \Delta P)}{P} \cdot 100 \%; \quad (5.17)$$

$$\eta = \frac{(1.9 - 0.067)}{1.9} \cdot 100 \%;$$

$$\eta = 96.5 \%.$$

Таблица 5.4 – Результаты электрического расчета ЛЭП

Активная мощность в начале линии (P), МВт	1.9
Активная мощность в конце линии (P_k), МВт	1.83
Потери активной мощности на линии (ΔP), МВт	0.067
Потери реактивной мощности в линии (ΔQ), МВар	0.032
Потери полной мощности на линии (ΔS), МВА (%)	0.073 (3.7 %)
Продольная составляющая падения напряжения в линии (ΔU), В	1278.73
Поперечная составляющая падения напряжения в линии (δU), В	163.57
Падение рабочего напряжения линии (ΔU_p), кВ	1289.15 (3.7 %)
КПД ЛЭП, %	96.5 %

По результатам электрического расчета можно сделать вывод о том, что качество электрической энергии, подаваемое посредством ЛЭП потребителю, удовлетворяет требованиям ПУЭ: потери напряжения не превышают 10 % от номинального значения, что соответствует максимально возможному значению регулирования трансформатора.

Потери полной мощности также не превышают 10 % от номинальной величины. ЛЭП имеет КПД, равный 96,5 %.

5.10 Механический расчет проводов и тросов воздушных линий электропередачи

Нормируемый ПУЭ габарит от нижних проводов до линии напряжением от 3 кВ до 110 кВ до поверхности земли в населенном пункте составляет 7 м. Средние величины пролетов для линии 35 кВ составляют от 100 м до 200 м. Диаметр провода марки АС 35/6.2 – 8,4 мм². Расчет проводится в III районе гололедности и II районе по ветру.

Определяем погонные и приведенные нагрузки:

1. Нагрузка от собственной массы:

$$\gamma_1 = 3.47 \cdot 10^{-3} \frac{\text{кгс}}{\text{м} \cdot \text{мм}^2};$$

$$S = \pi \cdot \left(\frac{D}{2}\right)^2, \quad (5.18)$$

где D—диаметр провода

$$S = 3.14 \cdot \left(\frac{8.4}{2}\right)^2; \quad (5.19)$$

$$S = 55.39 \text{ мм}^2;$$

$$P_1 = \gamma_1 \cdot S; \quad (5.20)$$

$$P_1 = 3.47 \cdot 10^{-3} \cdot 55.39;$$

$$P_1 = 0.19 \frac{\text{кгс}}{\text{м}}.$$

2. Погонная нагрузка от массы гололеда $c = 10$ мм:

$$P_2 = 0.9\pi c \cdot (d + c) \cdot 10^{-3}; \quad (5.21)$$

$$P_2 = 0.9 \cdot 3.14 \cdot 10 \cdot (8.4 + 10) \cdot 10^{-3};$$

$$P_2 = 0.52 \frac{\text{кгс}}{\text{м}}.$$

3. Погонная нагрузка от массы проводов с гололедом:

$$P_3 = P_1 + P_2; \quad (5.22)$$

$$P_3 = 0.19 + 0.52;$$

$$P_3 = 0.71 \frac{\text{кгс}}{\text{м}};$$

$$\gamma_3 = \frac{P_3}{S}; \quad (5.23)$$

$$\gamma_3 = \frac{0.71}{55.39};$$

$$\gamma_3 = 12.82 \cdot 10^{-3} \frac{\text{кгс}}{\text{м} \cdot \text{мм}^2}$$

4. Погонная нагрузка от ветра на провод без гололеда $\alpha = 1$:

$c_x = 1.2$ – для проводов и тросов диаметров менее 20 мм^2 , скорость ветра 16 м/с , $q=27 \text{ кгс/см}^2$;

$$P_4 = \alpha c_x q d \cdot 10^{-3}; \quad (5.24)$$

$$P_4 = 1 \cdot 1.2 \cdot 27 \cdot 8.4 \cdot 10^{-3};$$

$$P_4 = 0.27 \frac{\text{кгс}}{\text{м}}.$$

5. Погонная нагрузка от ветра на провод с гололедом:

$$P_5 = \alpha c_x q \cdot (d + 2c) \cdot 10^{-3};$$

$$P_5 = 1 \cdot 1.2 \cdot 27 \cdot (8.4 + 20) \cdot 10^{-3};$$

$$P_5 = 0.92 \frac{\text{кгс}}{\text{м}}.$$

6. Нагрузка от ветра и массы провода без гололеда:

$$P_6 = \sqrt{P_1^2 + P_2^2}; \quad (5.25)$$

$$P_6 = \sqrt{0.19^2 + 0.52^2};$$

$$P_6 = 0.27 \frac{\text{кгс}}{\text{м}};$$

$$\gamma_6 = \frac{P_6}{S} = \frac{0.27}{55.39};$$

$$\gamma_6 = 4.9 \cdot 10^{-3} \frac{\text{кгс}}{\text{м} \cdot \text{мм}^2}.$$

7. Нагрузка от ветра и массы проводов с гололедом:

$$P_7 = \sqrt{P_3^2 + P_5^2}$$

$$P_7 = \sqrt{0.71^2 + 0.92^2};$$

$$P_7 = 1.16 \frac{\text{кгс}}{\text{м}};$$

$$\gamma_7 = \frac{P_7}{S} = \frac{1.16}{55.39};$$

$$\gamma_7 = 20.94 \cdot 10^{-3} \frac{\text{кгс}}{\text{м} \cdot \text{мм}^2}.$$

Значения $E=8.25 \cdot 10^3$ кгс/мм² и $\alpha=19.2 \cdot 10^{-6}$ 1/град, $\sigma = 25$ кгс/мм², $\sigma_- = 9.25$ кгс/мм², $\sigma_r = 10.5$ кгс/мм², $\sigma_3 = 6.25$ кгс/мм², $t_3 = 0$ °C, $t_- = -30$ °C, $t_{max} = +40$ °C, $t_r = -5$ °C.

Вычисляют критические пролеты:

$$l_{1,k} = \frac{4.46\sigma_-}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{\alpha E(t_3 - t_-) - 0.325\sigma_r}{E}};$$

$$l_{1,k} = \frac{4.46 \cdot 9.25}{3.47 \cdot 10^{-3}} \cdot \sqrt{\frac{19.2 \cdot 10^{-6} \cdot 8.25 \cdot 10^3 (0 - (-30)) - 0.325 \cdot 10.5}{8.25 \cdot 10^3}};$$

$$l_{1,k} = 11889.049 \cdot \sqrt{\frac{1.34}{8250}};$$

$$l_{1,k} = 151.52 \text{ м};$$

$$l_{2,k} = \frac{4.9\sigma_r}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{\alpha E(t_r - t_-) + 0.119\sigma_r}{E \left[\left(\frac{\gamma_7}{\gamma_1} \right)^2 - 1.29 \right]}};$$

$$l_{2,k} = \frac{4.9 \cdot 10.5}{3.47 \cdot 10^{-3}} \cdot \sqrt{\frac{19.2 \cdot 10^{-6} \cdot 8.25 \cdot 10^3 \cdot (-5 - (-30)) + 0.119 \cdot 10.5}{8.25 \cdot 10^3 \cdot \left[\left(\frac{20.94 \cdot 10^{-3}}{3.47 \cdot 10^{-3}} \right)^2 - 1.29 \right]}};$$

$$l_{2,k} = 14827.089 \cdot \sqrt{\frac{5.21}{289790.99}};$$

$$l_{2,k} = 62.87 \text{ м}$$

$$l_{3,k} = \frac{4.9\sigma_{\Gamma}}{\gamma_1} = \sqrt{\frac{\alpha E(t_r - t_3) + 0.405\sigma_{\Gamma}}{E \left[\left(\frac{\gamma_7}{\gamma_1} \right)^2 - 2.82 \right]}};$$

$$l_{3,k} = \frac{4.9 \cdot 10.5}{3.47 \cdot 10^{-3}} = \sqrt{\frac{19.2 \cdot 10^{-6} \cdot 8.25 \cdot 10^3 \cdot (-5 - 0) + 0.405 \cdot 10.5}{8.25 \cdot 10^3 \cdot \left[\left(\frac{20.94 \cdot 10^{-3}}{3.47 \cdot 10^{-3}} \right)^2 - 2.82 \right]}};$$

$$l_{3,k} = 14827.089 \cdot \sqrt{\frac{3.46}{277168.49}};$$

$$l_{3,k} = 52.39 \text{ м.}$$

Для случая $l_{1,k} > l_{2,k} > l_{3,k}$; $l > l_{2,k}$ исходным режимом является режим наибольшей внешней нагрузки, что соответствует сочетанию расчетных климатических условий 6. Для этого режима полагаем $\sigma_6 = \sigma_{\Gamma} = 10.5 \text{ кгс/мм}^2$.

Длину пролета принимаем равной 100 м, т.к. это самая минимальная величина пролета для линии 35 кВ.

Вычисляем напряжение на проводе при всех сочетаниях расчетных климатических условий.

1. Температура $t = t_{max}$, ветер и гололед отсутствуют:

$$\sigma_1 - \frac{\gamma_1^2 l^2 E}{24\sigma_1^2} = \sigma_{\Gamma} - \frac{\gamma_7^2 l^2 E}{24\sigma_{\Gamma}^2} - \alpha E(t_{max} - t_{\Gamma});$$

$$\begin{aligned} \sigma_1 - \frac{(3.47 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 100^2 \cdot 8.25 \cdot 10^3}{24 \cdot \sigma_1^2} \\ = 10.5 - \frac{(20.94 \cdot 10^{-3})^2 100^2 \cdot 8.25 \cdot 10^3}{24 \cdot 10.5^2} - \end{aligned}$$

$$-19.2 \cdot 10^{-6} \cdot 8.25 \cdot 10^3 \cdot (30 - (-5));$$

$$\sigma_1 - \frac{993.37}{24 \cdot \sigma_1^2} = 10.5 - \frac{36174.89}{2646} - 5.54;$$

$$\sigma_1 - \frac{41.39}{\sigma_1^2} = -8.71;$$

$$\sigma_1^2 \cdot (\sigma_1 + 8.71) = 41.39;$$

$$\sigma_1 = 1.97 \frac{\text{КГС}}{\text{ММ}^2}.$$

2. Провод покрыт гололедом, $t = -5^\circ\text{C}$, ветер отсутствует:

$$\sigma_2 - \frac{\gamma_3^2 l^2 E}{24 \sigma_2^2} = \sigma_r - \frac{\gamma_7^2 l^2 E}{24 \sigma_r^2} - \alpha E (t_r - t_r);$$

$$\sigma_2 - \frac{(12.82 \cdot 10^{-3})^2 100^2 \cdot 8.25 \cdot 10^3}{24 \cdot \sigma_2^2} = 10.5 - \frac{(20.94 \cdot 10^{-3})^2 100^2 \cdot 8.25 \cdot 10^3}{24 \cdot 10.5^2} -$$

$$-19.2 \cdot 10^{-6} \cdot 8.25 \cdot 10^3 \cdot (-5 - (-5));$$

$$\sigma_2 - \frac{13559.073}{24 \cdot \sigma_2^2} = 10.5 - \frac{36174.89}{2646} - 0;$$

$$\sigma_2 - \frac{564.96}{\sigma_2^2} = -3.17;$$

$$\sigma_2^2 (\sigma_2 + 3.17) = 1271.16;$$

$$\sigma_2 = 7.33 \frac{\text{КГС}}{\text{ММ}^2}.$$

3. Низшая температура $t=t_{min}$, ветер и гололед отсутствуют:

$$\sigma_3 - \frac{\gamma_1^2 l^2 E}{24 \sigma_3^2} = \sigma_r - \frac{\gamma_7^2 l^2 E}{24 \sigma_r^2} - \alpha E(t_{min} - t_r);$$

$$\begin{aligned} \sigma_3 - \frac{(3.47 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 100^2 \cdot 8.25 \cdot 10^3}{24 \cdot \sigma_3^2} \\ = 10.5 - \frac{(20.94 \cdot 10^{-3})^2 100^2 \cdot 8.25 \cdot 10^3}{24 \cdot 10.5^2} - \\ - 19.2 \cdot 10^{-6} \cdot 8.25 \cdot 10^3 \cdot (-30 - (-5)); \end{aligned}$$

$$\sigma_3 - \frac{993.37}{24 \cdot \sigma_3^2} = 10.5 - \frac{36174.89}{2646} + 3.96;$$

$$\sigma_3 - \frac{41.39}{\sigma_3^2} = 0.79;$$

$$\sigma_3^2(\sigma_3 - 0.79) = 41.39;$$

$$\sigma_3 = 3.74 \frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}.$$

4. Среднегодовая температура $t = t_3$, ветер и гололед отсутствуют:

$$\sigma_4 - \frac{\gamma_1^2 l^2 E}{24 \sigma_4^2} = \sigma_r - \frac{\gamma_7^2 l^2 E}{24 \sigma_r^2} - \alpha E(t_3 - t_r);$$

$$\begin{aligned} y_4 - \frac{(3.47 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 150^2 \cdot 8.25 \cdot 10^3}{24 \cdot y_4^2} \\ = 10.5 - \frac{(20.94 \cdot 10^{-3})^2 150^2 \cdot 8.25 \cdot 10^3}{24 \cdot 10.5^2} - \\ - 19.2 \cdot 10^{-6} \cdot 8.25 \cdot 10^3 \cdot (0 - (-5)); \end{aligned}$$

$$y_4 - \frac{993.37}{24 \cdot y_4^2} = 10.5 - \frac{36174.89}{2646} - 0.79;$$

$$y_4 - \frac{41.39}{y_4^2} = -3.96;$$

$$y_4^2 \cdot (y_4 + 3.96) = 41.39;$$

$$y_4 = 2.53 \frac{\text{КГС}}{\text{ММ}^2}.$$

5. Наибольший нормативный скоростной напор ветра $t = -5$ °С, гололед отсутствует:

$$y_5 - \frac{\Gamma_1^2 l^2 E}{24 y_5^2} = y_r - \frac{\Gamma_7^2 l^2 E}{24 y_r^2} - 6E(t - t_r);$$

$$\begin{aligned} y_5 - \frac{(3.47 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 150^2 \cdot 8.25 \cdot 10^3}{24 \cdot y_5^2} \\ = 10.5 - \frac{(20.94 \cdot 10^{-3})^2 150^2 \cdot 8.25 \cdot 10^3}{24 \cdot 10.5^2} - \\ - 19.2 \cdot 10^{-6} \cdot 8.25 \cdot 10^3 \cdot (-5 - (-5)); \end{aligned}$$

$$y_5 - \frac{993.37}{24 \cdot y_5^2} = 10.5 - \frac{36174.89}{2646} - 0;$$

$$y_5 - \frac{41.39}{y_5^2} = -3.17;$$

$$y_5^2 \cdot (y_5 + 3.17) = 41.39;$$

$$y_5 = 2.66 \frac{\text{КГС}}{\text{ММ}^2}.$$

6. Провода и тросы покрыты гололедом, $t = -5\text{ }^{\circ}\text{C}$, скоростной напор ветра $0.25q_{max}$. Этот режим является исходным, поэтому:

$$y_6 = y_7 = 10.5 \frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}.$$

Величины стрел провеса рассчитываются по формуле:

$$f_n = \frac{\gamma_m l^2}{8y_n}.$$

Подставим в формулу соответствующие значения и определим величины стрел провеса для каждого из шести режимов работы линии, для которых в предыдущем пункте работы были рассчитаны механические напряжения на проводах.

Вычисляем стрелы провеса соответственно для всех сочетаний расчетных климатических условий:

1. Температура $t = t_{max}$, ветер и гололед отсутствуют:

$$f_1 = \frac{\gamma_1 l^2}{8y_1};$$

$$f_1 = \frac{3.47 \cdot 10^{-3} \cdot 100^2}{8 \cdot 1.97};$$

$$f_1 = 2.2 \text{ м.}$$

2. Провод покрыт гололедом, $t = -5\text{ }^{\circ}\text{C}$, ветер отсутствует:

$$f_2 = \frac{\gamma_3 l^2}{8y_2};$$

$$f_2 = \frac{12.82 \cdot 10^{-3} \cdot 100^2}{8 \cdot 7.33};$$

$$f_2 = 2.19 \text{ м.}$$

3. Низшая температура, ветер и гололед отсутствуют:

$$f_3 = \frac{\gamma_1 l^2}{8y_3};$$

$$f_3 = \frac{3.47 \cdot 10^{-3} \cdot 100^2}{8 \cdot 3.74};$$

$$f_3 = 1.16 \text{ м.}$$

4. Среднегодовая температура $t = t_9$:

$$f_4 = \frac{\gamma_1 l^2}{8y_4};$$

$$f_4 = \frac{3.47 \cdot 10^{-3} \cdot 100^2}{8 \cdot 2.53};$$

$$f_4 = 1.71 \text{ м.}$$

5. Наибольший нормативный скоростной напор ветра $t = -5^\circ \text{C}$, гололед отсутствует:

$$f_5 = \frac{\gamma_6 l^2}{8y_5};$$

$$f_5 = \frac{4.9 \cdot 10^{-3} \cdot 100^2}{8 \cdot 2.66};$$

$$f_5 = 2.3 \text{ м.}$$

6. Провода и тросы покрыты гололедом, $t = -5 \text{ }^{\circ}\text{C}$, скоростной напор ветра $0.25q_{max}$:

$$f_6 = \frac{\gamma_7 l^2}{8\gamma_6};$$

$$f_6 = \frac{20.94 \cdot 10^{-3} \cdot 100^2}{8 \cdot 10.5};$$

$$f_6 = 2.49 \text{ м.}$$

5.11 Выбор изоляторов линии электропередач

5.11.1 Выбор подвесных изоляторов

Выбираем изолятор стеклянный линейный подвесной тарельчатый марки ПС– 70Е (рисунок 5.6).

Изоляторы предназначены для изоляции проводов от опорных конструкций воздушных линий электропередачи (ВЛ). Изоляторы изготавливаются из различных материалов в соответствии с условиями их работы на линии. Подвесные изоляторы применяются на линиях от 6 кВ и выше, они обладают более высокими механическими характеристиками, чем штыревые. Подвесные изоляторы собирают в гирлянды, число единиц которых зависит от напряжения ВЛ. Подвесной изолятор состоит из следующих частей: шапка, изоляторный замок, стержень (пестик), изолирующая деталь, цементная связка.

Расшифровка условного обозначения стеклянных изоляторов для ЛЭП:

П, Ш – вид изолятора (подвесной, штыревой);

С – материал изоляционной детали (стекло);

С, К, В, Д – конфигурация изоляционной детали (сферическая, коническая, с увеличенным вылетом ребра, двукрылая);

40; 70; 120; 160; 210; 300; 400 – минимальная механическая разрушающая нагрузка, кН;

А; Б; В; Д; Е – индекс модернизации изолятора.

Характеристики изолятора ПС–70Е:

– разрушающая нагрузка – 70000 Н;

– длина пути утечки – $l_{эф}=303$ мм;

– строительная длина, $l_{стр}=127/146$ мм;

– пробивное напряжение, кВ – 130;

– коэффициент эффективности использования пути утечки $k=1$;

– масса 3,4 кг;

Число изоляторов в гирлянде – 3 шт.

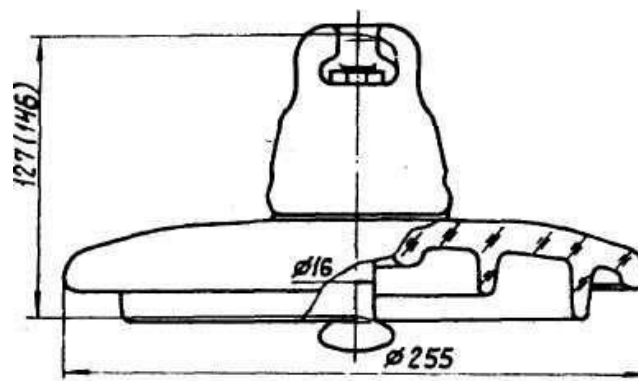


Рисунок 5.6 - Изолятор стеклянный линейный подвесной тарельчатый ПС– 70Е

5.12 Выбор опоры линии электропередач

Выбор опоры производим исходя из выше произведенных расчетов величины f – стрелы провеса, $l_{стр}$ – строительной высоты изолятора и

расстояния H от провода ВЛ до поверхности земли, производственных зданий и сооружений в населенной местности.

Рассчитаем примерную высоту опоры от траверсы до земли:

$$H_{\text{дотр.}} = H + f_{\text{max}} + l_{\text{стр}};$$

$$H_{\text{дотр.}} = 7 + 2.49 + 0.146 \cdot 3;$$

$$H_{\text{дотр.}} = 9.93 \text{ м.}$$

Выбираем промежуточную опору П35–1 (промежуточная металлическая опора для ВЛ 35 кВ, 1 модификация) (рисунок 5.7).

Шифр опоры – П35–1;

Тип опоры – промежуточная;

Цепность – одноцепная;

Район по гололеду – III – IV;

Район по ветру – I – IV;

Марка проводов – АС 16/2.7 – АС 95/16;

Масса опоры, кг – 1558.

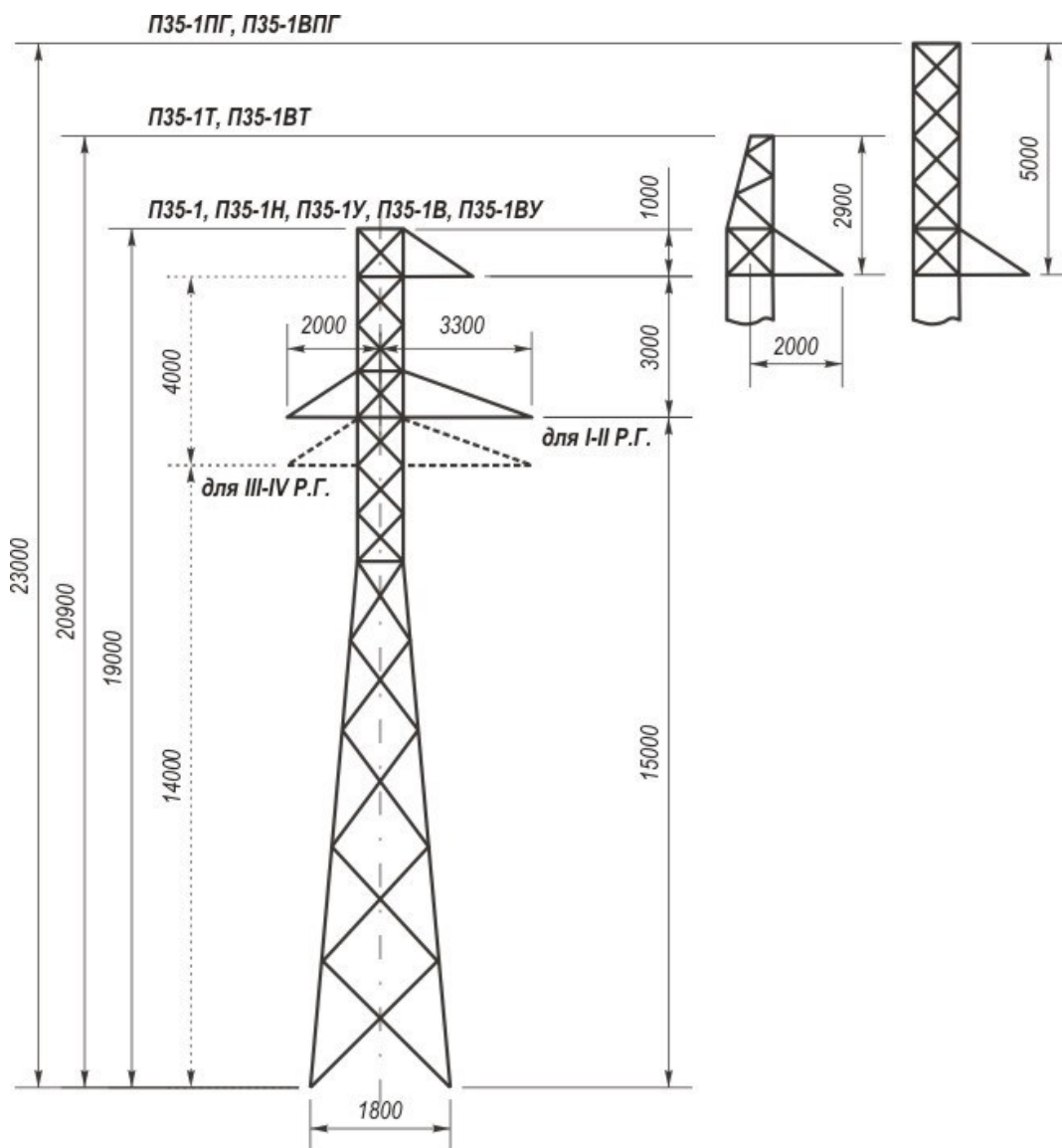


Рисунок 5.7 – Промежуточная опора П35–1

Выбираем анкерную опору У35-3 (Унифицированные анкерно-угловые металлические опоры для ВЛ 110 кВ, вторая модификация) (рисунок 5.8).

Шифр опоры – У35-3;

Тип опоры – анкерно-угловая;

Цепность – одноцепная;

Район по гололеду – I – IV;

Район по ветру – I – III;

Марка проводов – АС 16/2,7 – АС 95/16;

Масса опоры, кг – 2385.

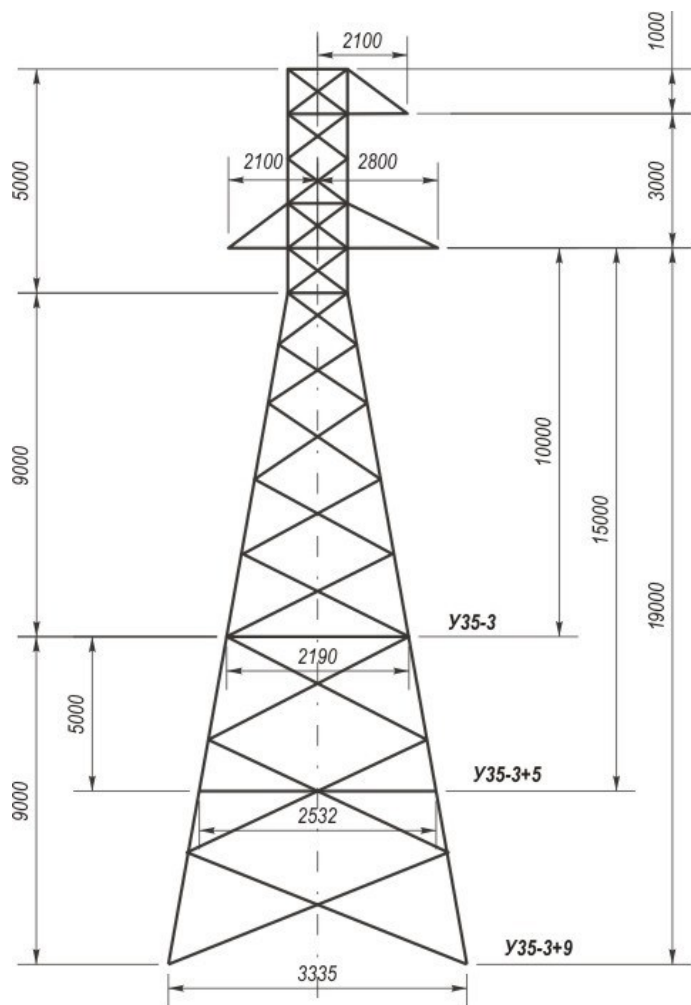


Рисунок 5.8 – Анкерно-угловая опора У35-3

5.13 Проверка спроектированной ВЛ на соответствие требованиям ПУЭ

Расстояние от нижней точки проводов воздушных линий электропередачи напряжением свыше 1000 В до поверхности земли при максимальной стреле провеса должно быть не менее 7,0 м.

Максимальная стрела провеса $f_6 = 2.49$ м;

Расстояние от земли до траверсы промежуточной опоры $H = 15$ м;

Строительная высота подвесного изолятора $l_{\text{стр.подвесн.}} = 110$ мм;

Количество подвесных изоляторов в гирлянде $n_{\text{подвесн.}} = 3$.

Расстояние от нижней точки провода до земли при максимальной стреле провеса рассчитывается по формуле:

$$h = H + f_{max} + l_{стр};$$

$$h = 7 + 2.49 + 0.146 \cdot 3;$$

$$h = 9.93 \text{ м.}$$

$h > 7$ м, следовательно, линия проходит.

5.14 Пример расчета воздушной линии

Для проводов ВЛ, в основном, используется медь и алюминий. Для усиления механической прочности алюминиевых проводов используется стальной сердечник – такие провода называются сталеалюминиевыми.

Выбор ВЛ по напряжению сводится к выполнению условия:

$$U_{ВЛном} \geq U_{уст. ном}$$

где $U_{ВЛ ном}$ – номинальное напряжение ВЛ, кВ;

$U_{уст. ном}$ – номинальное напряжение установки, численно равное номинальному напряжению сети, питающейся от этой установки, кВ.

Согласно ПУЭ выбор экономически целесообразного сечения ВЛ производится по так называемой экономической плотности тока - $j_{эк}$, которая зависит от материала провода и числа использования максимальной нагрузки в году – $T_{мах}$.

Для этого определяют расчетный ток, текущий в линии, согласно формуле:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{MAX}}}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМ}} * n}$$

где S_{MAX} – суммарная максимальная нагрузка всех потребителей, питающихся от этой ВЛ, МВА;

$U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение, кВ;

n – число цепей линии или число параллельных линий.

Затем, выбрав по таблицам ПУЭ экономическую плотность тока – $j_{\text{ЭК}}$, А/мм², определяют экономическое сечение ВЛ, согласно формуле:

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{ЭК}}},$$

где $I_{\text{расч}}$ – расчетный ток, текущий в линии, А;

$j_{\text{ЭК}}$ – экономическая плотность тока, А/мм².

Далее по таблицам ПУЭ выбирают ближайшее стандартное сечение проводов ВЛ и проверяют выбранное сечение по аварийному режиму, согласно неравенству:

$$I'_{\text{длит.доп}} \geq I_{\text{ав}},$$

где $I'_{\text{длит.доп}}$ – длительно – допустимый ток в линии с учетом температурного коэффициента, А;

$I_{\text{ав}}$ – аварийный ток в линии, А.

В таблицах ПУЭ для данного стандартного сечения задается длительно-допустимый ток, но так как провода ВЛ испытывают в процессе эксплуатации воздействие изменения температуры, этот ток должен быть скорректирован по температуре, согласно формуле:

$$I'_{\text{длит.доп}} = I_{\text{длит.доп}} \cdot k,$$

где $I_{\text{длит.доп}}$ – длительно-допустимый ток, взятый из таблиц ПУЭ, согласно стандартному сечению, А;

k – температурный коэффициент, который определяется по таблицам ПУЭ, в тех случаях, когда расчетная температура окружающей среды отличается от условной расчетной, т.е. 25 °С.

Аварийный ток в линии – это ток, текущий по одной цепи (или одной линии), в случае обрыва другой цепи (или другой линии) ВЛ, определяют согласно формуле:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{MAX}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot (n - 1)}$$

Если условие выполняется, говорят о том, что сечение провода ВЛ выбрано верно, в противном случае увеличивают сечение провода ВЛ на ступень выше.

Исходные данные для расчета ВЛ представлены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Исходные данные для расчета ВЛ

№ вар.	S_{MAX} , МВА	P_{MAX} , МВт	$U_{ном}$, кВ	$\cos \varphi$	n, число цепей	Расчетная температура Θ° , С	Тип промышленности	Дополнит. данные
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	5	-	35	-	1	25	Химическая	
2	-	20	110	0.85	2	30	Цветная металлургия	
3	25	-	220	-	1	20	Бумажная	
4	44	-	330	-	2	15	Черная металлургия	
5	-	50	500	0.85	2	25	Машиностроение	
6	-	6	35	0.8	1	35	Черная металлургия	
7	-	35	110	0.7	1	25	Химическая	
8	34	-	220	-	2	20	Бумажная	
9	-	42	330	0.8	2	15	Цветная металлургия	
10	-	32	500	0.8	2	30	Машиностроение	

Продолжение таблицы 5.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	8	-	35	-	2	10	Химическая	
12	30	-	110	-	1	35	Черная металлургия	
13	-	22	220	0.85	1	25	Химическая	
14	-	10	330	0.7	2	15	Цветная металлургия	
15	50	-	500	-	2	20	Машиностро ение	
16	10	-	35	-	1	30	Химическая	
17	-	18	110	0.8	2	10	Черная металлургия	
18	-	26	220	0.7	1	15	Машиностро ение	
19	29	-	330	-	2	30	Химическая	
20	5	-	110	-	1	25	Машиностро ение	
21	-	53	220	0.85	2	30	Цветная металлургия	
22	14	-	35	-	2	20	Бумажная	

Продолжение таблицы 5.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
23	61	-	500	-	2	15	Черная металлургия	
24	-	28	110	0.85	2	25	Машиностроение	
25	-	6	220	0.8	1	35	Черная металлургия	
26	-	36	35	0.7	1	25	Химическая	
27	22	-	10	-	2	20	Бумажная	
28	-	33	6	0.8	2	15	Цветная металлургия	
29	-	40	110	0.8	2	30	Машиностроение	
30	34	-	220	-	2	10	Химическая	

Список использованных источников

1 Боруш, О. В. Общая энергетика: энергетические установки : [16+] / О. В. Боруш, О. К. Григорьева ; Новосибирский государственный технический университет. – Новосибирск : Новосибирский государственный технический университет, 2017. – 96 с. : ил. – Режим доступа: по подписке. – URL: <https://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=574637> (дата обращения: 26.05.2021). – Библиогр. в кн. – ISBN 978-5-7782-3430-7. – Текст : электронный.

2 Половникова, Л. Б. Общая энергетика : учебное пособие : [16+] / Л. Б. Половникова ; Тюменский индустриальный университет. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2020. – 81 с. – Режим доступа: по подписке. – URL: <https://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=611252> (дата обращения: 26.05.2021). – Библиогр. в кн. – Текст : электронный.

3 Общая энергетика : учебник : в 2 книгах / В. П. Горелов, С. В. Горелов, В. С. Горелов и др. ; под ред. В. П. Горелова, Е. В. Ивановой. – Москва ; Берлин : Директ-Медиа, 2016. – Книга 1. Альтернативные источники энергии. – 434 с. : ил., табл., схем. – Режим доступа: по подписке. – URL: <https://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=447693> (дата обращения: 26.05.2021). – Библиогр. в кн. – ISBN 978-5-4475-5763-8. – DOI 10.23681/447693. – Текст : электронный.

4 Трухний, А. Д. Основы современной энергетики : курс лекций для менеджеров энергет. компаний: в 2 ч. / под ред. Е. В. Аметистова . - М. : МЭИ, 2002-2003.. - ISBN 5-7046-0889-2

Ч. 1 : Современная теплоэнергетика / А. Д. Трухний, А. А. Макаров, В. В. Клименко. - , 2002. - 368 с. : ил - ISBN 5-7046-0890-6.

5 Основы современной энергетики : курс лекций для менеджеров энергет. компаний: в 2 ч. / под ред. Е. В. Аметистова . - М. : МЭИ, 2002-2003.. - ISBN 5-7046-0889-2

Ч. 2 : Современная электроэнергетика / под ред. А. П. Бурмана, В. А.

Строева. - , 2003. - 454 с. : ил - ISBN 5-7046-0923-6.

6 Основы эксплуатации линий электропередачи : учебное пособие : [12+] / Е. Е. Привалов, А. В. Ефанов, В. А. Ярош, С. С. Ястребов ; под ред. Е. Е. Привалова. – Москва ; Берлин : Директ-Медиа, 2020. – 209 с. : ил., схем., табл. – Режим доступа: по подписке. – URL: <https://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=597735> (дата обращения: 26.05.2021). – Библиогр. в кн. – ISBN 978-5-4499-1560-3. – DOI 10.23681/597735. – Текст : электронный.

7 Куликова, Л. В. Общая энергетика: учебное пособие по дисциплине «Общая энергетика» для студентов, обучающихся по направлению «Электроэнергетика и электротехника» : [16+] / Л. В. Куликова, О. Н. Дробязко ; Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова. – Изд. 2-е, перераб. – Москва ; Берлин : Директ-Медиа, 2020. – 179 с. : ил., схем., табл. – Режим доступа: по подписке. – URL: <https://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=595964> (дата обращения: 26.05.2021). – Библиогр. в кн. – ISBN 978-5-4499-1475-0. – DOI 10.23681/595964. – Текст : электронный.

8 Электротехнический справочник : в 4 т. / под ред. В. Г. Герасимова, А. Ф. Дьякова, Н. Ф. Ильинского.- 8-е изд., испр. и доп. - М. : МЭИ, 2002 - ISBN 5-7046-0099-9.

Т. 3 : Производство, передача и распределение электрической энергии. - 2002. - 964 с. - ISBN 5-7046-0750-0.

Т. 4 : Использование электрической энергии. - 2002. - 696 с. - ISBN 5-7046-0751-9

9 Электротехнический справочник : в 4 т. / под ред. В. Г. Герасимова [и др.]; гл. ред. И. Н. Орлов.- 9-е изд., стер. - М. : Изд-во МЭИ, 2003 - ISBN 5-7046-00984-8.

Т. 1 : Общие вопросы. Электротехнические материалы. - 440 с.: ил. - ISBN 5-7046-0985-6. - Предм. указ.: с. 435-439.

Т. 2 : Электротехнические изделия и устройства. - 518 с. - ISBN 5-7046-0986-4

10 Электротехнический справочник : в 3 т. / под ред. В. Г. Герасимова [и др.]; гл. ред. И. Н. Орлов . - 7-е изд., испр. и доп. - М. : Энергоатомиздат, 1985-1988.

Т. 3, кн. 2 : Использование электрической энергии. - , 1988. - 616 с. : ил - ISBN 5-283-00493-7.