Проектирование ВЛ 35 Кв с разработкой АВР линии

Содержание

Введение....4
1. Анализ разработки темы....6
1.1 Общие сведения об электрических сетях....6
1.2 Особенности по проектированию электроснабжения....6
1.3 Задачи проектирования....9
2. Расчетная часть....10
2.1. Выбор типа и мощности силовых трансформаторов....10
2.1.1 Условия выбора трансформаторов....11
2.1.2 Технические характеристики силовых трансформаторов....11
2.2 Выбор марки и сечение проводов....12
2.2.1 Расчет рабочих токов линии....12
2.2.2 Выбор проводов по экономической плотности тока....13
2.2.3 Расчет потерь в проводах....16
2.3 Расчет токов короткого замыкания....18
2.3.1 Расчет сопротивления элементов....18
2.3.2 Расчет токов короткого замыкания....21
2.3.3 Расчет ударных токов короткого замыкания....25
2.3.4 Расчет токов термической стойкости....26
2.4 Выбор пускозащитной аппаратуры....27
2.4.1 Выбор и проверка высоковольтных выключателей....27
2.4.2 Выбор разъединителей....31
2.4.3 Выбор трансформаторов напряжения....33
2.5 Расчёт релейной защиты....34
2.5.1 Назначение, устройство и область применения АВР....34
2.5.2 Основные требования к схемам АВР....36
2.5.3 АВР линии....37
2.5.4 Принцип работы защиты....38
2.6 Проектирование ВЛ....39
2.6.1 Выбор опор....40

2.6.2 Выбор изоляторов.....40
2.6.3 Выбор арматуры.....42
2.7 Расчёт заземляющих устройств.....46
2.8 Защита от атмосферных перенапряжений и грозозащита.....49
2.8.1 Расчет молниеотводов.....50
2.8.2 Выбор грозозащитных тросов.....51
2.8.3 Выбор вентильных разрядников.....51
3. Технологическая часть.....53
3.1 Ремонт молниезащитного троса.....53
3.2 Последовательность операций при ремонте молниезащитного троса 54
4. Экономическая часть.....58
4.1 Затраты на материалы и оборудование при возведении ВЛ.....58
4.2 Калькуляция трудовых затрат.....58
5. Безопасность и экологичность проектных решений.....61
5.1 Охрана труда при измерении сопротивления заземляющих устройств опор ВЛ.....61
5.2 Меры защиты окружающей среды при воздействии ВЛ.....66
Заключение.....68
Список литературы.....70

Введение

В основе развития производственных сил в любом государстве лежит именно энергетика, которая обеспечивает непрерывную и бесперебойную работу промышленности, транспорта, сельского хозяйства, коммунальных хозяйств. Стабильность развития экономики невозможна без постоянно развивающейся энергетики.

Электроэнергетика– это ведущая областью энергетики, охватывающая производство электроэнергии на электростанциях и её доставку потребителям по линиям электропередачи, тем самым обеспечивая электрификацию потребителей.

В основе научно-технического прогресса заложено развитие энергетики, электрификации. Для роста производительности труда главное значение имеет механизировать и автоматизировать производственные процессы, замена ручного труда (особенно монотонного или тяжелого) машинным. Но большинство технических средств механизировано, автоматизировано и построено на электрической основе. Особенно массово электроэнергия применима для работы электромоторов. Мощность электромашин различна: от маленьких величин в несколько ватт (микродвигатели в бытовой технике) до огромных (генераторы электростанций).

Развитие промышленности, транспорта и других отраслей народного хозяйства,потребность человечества в электроэнергии, которая увеличивается с каждым годом, требует непрерывного роста производства электроэнергии и совершенствования её передачи и распределения. Непрерывно совершенствуются конструкции и оборудование ВЛ, повышаются их надёжность и экономичность.

Линии электропередач, или сокращенно ЛЭП, являются сложной инженерной конструкцией, которая состоит из металлической конструкции, проводов и различных дополнительных устройств. Основная функция линии электропередач – это распределение и последующая передача электроэнергии.

Также, при помощи высокочастотных сигналов, ЛЭП могут передавать информацию.

Линии электропередач являются основным звеном всей электрической сети.Все монтажные, ремонтные и модернизационные работы связанные с высоковольтными линиями электропередач строго регламентируются и определяются государственными нормативно-правовыми актами, такими как правилами устройства электроустановок (ПУЭ) и строительные нормы и правила (СНиП).

Проектирование высоковольтных линий представляет собой очень трудоемкий и ответственный процесс. Процесс проектирования ЛЭП предусматривает проведения множества расчетов как технического, так и экономического характера, разрабатываются графики и схемы, составляются сметы и калькуляции, пишутся тома пояснительных записок. В результате произведенных действий и сбора в итоге всей документации воедино и получается проект высоковольтных линий.

1. Анализ разработки темы

1.1 Общие сведения об электрических сетях

Электрическая сеть представляет собой совокупность воздушных и кабельных линий электропередачи (ЛЭП) и подстанций (ПС), работающих на определенной территории. На подстанциях осуществляется преобразование уровня напряжения и распределение электроэнергии. Преобразование уровня напряжения производится силовыми трансформаторами (Т). Электрическая сеть участвует в поддержании в пределах допустимых отклонений заданных уровней напряжения в различных точках сети и на зажимах электроприемников у потребителей при разнообразных режимах потребления позволяет резервировать источники питания и обеспечить бесперебойное электроснабжение потребителей. Для выполнения этих функций сети содержат в своем составе воздушные и кабельные линии электропередачи, различные токопроводы, трансформаторные подстанции, распределительные устройства и коммутационные пункты, установки, генерирующую реактивную мощность и средства регулирования напряжения.

Развитие энергетики России, усиление связей между энергосистемами требует расширение строительства электроэнергетических объектов, в том числе линий электропередач и подстанций напряжением 35кВ переменного тока.

1.2 Особенности по проектированию электроснабжения

Проектирование электроснабжения напряжением ВЛ 35 кВт является сложной и ответственной задачей. Принятие проектных решений непосредственно влияет на объем и трудоемкость монтажных работ, удобность и безопасность эксплуатации электротехнических установок.

Основными требованиями к проектам систем электроснабжения напряжением ВЛ 35 кВт являются надежность электроснабжения потребителей и их экономичность. Надежность электроснабжения

обеспечивается выбором наиболее совершенных электрических аппаратов, силовых трансформаторов, кабельно-проводниковой продукции, соответствием электрических нагрузок в нормальных и аварийных режимах номинальным нагрузкам этих элементов, а также использованием структурного резервирования и секционированием электрической сети.

В проектировании ВЛ важными являются практически все моменты: подбор кабельной продукции, выбор места установки опор и трассы прохождения проектируемой линии, выбор типа опор, конструктивной разновидности столбов, расчет длины провесов, учет подготовки фундамента под опоры.

Для обеспечения необходимого уровня электробезопасности в зоне обслуживания электроустановок и за ее пределами в соответствии с ПУЭ выполняется расчет заземляющего устройства. Для защиты подстанции от прямых ударов молнии предусматривается молние защита на основе грозозащитных тросов. От набегающих волн перенапряжений по ВЛ защита оборудования подстанции осуществляется установкой вентильных разрядников.

Подстанция является одним из основных звеньев системы электроснабжения любого промышленного предприятия, поэтому правильное размещение подстанций является основой рационального построения схемы распределения электроэнергии. Местоположение подстанций выбирается таким образом, чтобы трансформаторные и распределительные подстанции всех мощностей и напряжений располагались по возможности ближе к центру питаемых ими групп нагрузок. Отступления от этого принципа приводят к росту потерь электроэнергии и к увеличению расхода проводов и кабелей.

Расположение подстанций напряжением выше 1 кВ должно учитывать и предусматривать удобный подвод автомобильной и, если требуется, железной дорог, удобные подходы и выходы воздушных линий электропередач и кабельных сооружений в требуемых направлениях.

Проектирование ЛЭП должно отвечать ряду экологических требований. В частности, проект ВЛ ВЛ 35 кВт предусматривает выполнение "Оценки воздействия на окружающую среду", в которой анализируется напряженность электромагнитного поля, уровень акустического шума, наличие радиолокационных помех и т.д. Одним из параметров оценки экологического влияния является уровень напряженности электрического поля, создаваемого в пространстве, окружающем линию.

Все объекты, созданные человеком или при его участии, подлежат износу с первых мгновений окончания работы над ними. Происходит это во время работы, хранения или даже консервации. Это касается и электрооборудования. В результате ему время от времени требуются ремонты и восстановительные работы. В целом в энергетике износ оборудования составляет около 70%. То есть мы используем оборудование, которое давно выработало свой ресурс. И катастрофических последствий удается избегать, во-первых, за счет людей, которые обслуживают эту технику и поддерживают ее в работоспособном состоянии, и, во-вторых, благодаря запасу прочности, заложенному в это оборудование при его конструировании. Это оборудование представляет повышенную пожаро и взрывоопасность, связанную с изменением физико-химических свойств. В связи с этим актуальным становится вопрос реконструкции, то есть технического перевооружения существующих объектов производства и передачи электроэнергии.

Реконструкция подстанции представляет собой сложный процесс принятия решений по схемам электрических соединений, составу электрооборудования и его размещению, связанных с производством расчётов, пространственной компоновкой, оптимизацией фрагментов и объекта в целом.

При строительстве и проектировании ВЛ закладывается и реализуется надежность конструкций ВЛ, которая за сроки длительной эксплуатации окупит расходы на электрооборудование.

1.3 Задачи проектирования

Задача проектирования электрической сети относится к классу оптимизационных задач, однако не может быть строго решена оптимизационными методами в связи с большой сложностью задачи, обусловленной многокритериальностью, много параметричностью и динамическим характером задачи, дискретностью и частичной неопределенностью исходных параметров.

В этих условиях проектирование электрической сети сводится к разработке конечного числа рациональных вариантов развития электрической сети, обеспечивающих надёжное и качественное электроснабжение потребителей электроэнергией в нормальных и послеаварийных режимах. Выбор наиболее рационального варианта производится по экономическому критерию. При этом все варианты предварительно доводятся до одного уровня качества и надёжности электроснабжения. Экологический, социальный и другие критерии при проектировании сети учитываются в виде ограничений.

К основным задачам электроснабжения относятся следующие: выбор рациональных схем и конструктивного исполнения электрических сетей; определение электрических нагрузок; расчет потерь мощности и электроэнергии; компенсация реактивной мощности; поддержание требуемого качества напряжения; выбор числа и мощности трансформаторов; выбор защитных аппаратов и сечений проводников; учет потребляемой мощности и электроэнергии; рациональное использование электроэнергии. Выбор наиболее рационального варианта производится по экономическому критерию.

2. Расчетная часть

2.1. Выбор типа и мощности силовых трансформаторов

Верный выбор числа и мощности трансформаторов на подстанциях промышленных компаний является одним из принципиальных вопросов электроснабжения и построения оптимальных сетей. В обычных критериях

трансформаторы должны обеспечивать питание всех потребителей предприятия при их номинальной нагрузке.

Число трансформаторов на подстанции определяется требованием надёжности электроснабжения. С таким подходом лучшим является вариант с установкой 2-ух трансформаторов, обеспечивающий бесперебойное электроснабжение потребителей цеха всех категорий. Но если в цехе установлены приёмники только II и III категории, то более экономными, обычно, являются одно трансформаторные подстанции.

Критериями при выборе силовых трансформаторов являются надежность электроснабжения, расход цветного металла и потребная трансформаторная мощность. Оптимальный вариант выбирается на основе сравнения капиталовложений и годовых эксплуатационных расходов. Для удобства эксплуатации систем электроснабжения следует стремиться выбирать не более двух стандартных мощностей основных трансформаторов. Желательна, где это осуществимо, установка трансформаторов одинаковой мощности.

Двух трансформаторные подстанции используются при значимом числе потребителей II категории, или при наличии потребителей I категории. Не считая того, двух трансформаторные подстанции целесообразны при неравномерном дневном и годичном графике нагрузки предприятия, при сезонном режиме работы при значимой различием нагрузки в сменах. Тогда при понижении нагрузки один из трансформаторов отключается.

Выбор числа и мощности трансформаторов для питания промышленных подстанций должен быть технически и экономически обоснованным, так как он оказывает существенное влияние на рациональное построение схем промышленного электроснабжения.

В системах электроснабжения промышленных предприятий мощность силовых трансформаторов должна обеспечить в нормальных условиях питание всех электроприемников. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов для главных понизительных и цеховых трансформаторных

подстанций промышленных предприятий должен быть технически и экономически обоснованным, так как он оказывает существенное влияние на рациональное построение схем промышленного электроснабжения.

2.1.1 Условия выбора трансформаторов

Мощность силовых трансформаторов в нормальных условиях должна обеспечивать питание всех приёмников электроэнергии промышленных предприятий. Выбор мощности силовых трансформаторов следует осуществлять с учётом экономически целесообразного режима их работы и соответствующего обеспечения резервирования питания потребителей при отключении одного из трансформаторов. При этом следует иметь в виду, что нагрузка трансформаторов в нормальных условиях не должна по нагреву вызывать сокращения естественного срока его службы.

$$S_{\text{номТР}} \geq S_{\text{номПС}}, \quad (2.1)$$

где $S_{\text{номТР}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВ×А;

$S_{\text{номПС}}$ – максимальная нагрузка потребителей на текущей ПС, МВ×А.

2.1.2 Технические характеристики силовых трансформаторов

Конструкции силовых трансформаторов различного типа схожи между собой. Отличие заключается в комплектации аппарата, конструкции системы охлаждения и защиты.

Таблица 1- Технические характеристики силовых трансформаторов

Номер ПС	Тип трансформатора	Sном, МВхА	Регулирование напряжения	Каталожные данные						Расчетные данные		
				Uном, кВ		Uk, %	ΔPк, кВт	ΔPх, кВт	I_x, %	Rт, Ом	Xт, Ом	ΔQх, квар
				ВН	НН							
1	ТРДН-21000/35	21	±2*2,5%	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
2	ТМН-10000/35	10	±9*1,78%	115	6,6; 11	10,5	60	14	1,5	7,95	139	70
3	ТДН-21000/35	21	±2*2,5%	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
4	ТРНД-6300/35	6,3	±9*1,78%	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,7	14,7	220,4	50,4

5	ТДН-32000/35	32	±9*1,78%	115	6,3-6,3	10,5	120	30	0,7	2,5	55,5	175
6	ТМН-32000/35	32	±9*1,78%	115	6,3-6,3	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
7	ТМН-16000/35	16	±9*1,78%	115	6,6; 11; 34,5	10,5	85	19	0,8	4,38	86,7	112
8	ТДН-6300/35	6,3	±9*1,78%	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,7	14,7	220,4	50,4
9	ТДН-25000/35	25	±9*1,78%	115	11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
10	ТДН-10000/35	10	±9*1,78%	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70

2.2 Выбор марки и сечение проводов

2.2.1 Расчет рабочих токов линии

Сечение проводов и кабелей выбирают по техническим и экономическим соображениям. Выбор сечения по нагреву производят по расчетному току. За расчётные токи ($I_р$) принимаются значения, определяемые по формуле 2.2:

$$Imax = \frac{Sн}{\sqrt{3} \times Uном}, \text{ А (2.2)}$$

где $S_н$ - номинальная мощность ПС, кВ×А;

$U_{ном}$- номинальное напряжение линии, кВ.

Расчет рабочего тока для ПС1: $Sн = 19000$ кВ×А, $Uном = 110$ кВ.

$$Imax = \frac{19000}{\sqrt{3} \times 110} = 99{,}7 \text{ А.}$$

Расчет рабочего тока для ПС2: $Sн = 9000$ кВ×А, $Uном = 110$ кВ.

$$Imax = \frac{9000}{\sqrt{3} \times 110} = 47{,}2 \text{ А.}$$

Расчет рабочего тока для ПС3: $Sн = 21000$ кВ×А, $Uном = 110$ кВ.

$$Imax = \frac{21000}{\sqrt{3} \times 110} = 110{,}2 \text{ А.}$$

Расчет рабочего тока для ПС4: $Sн = 5000$ кВ × А, $Uном = 110$ кВ.

$$Imax = \frac{5000}{\sqrt{3} \times 110} = 26{,}2 \text{ А.}$$

Расчет рабочего тока для ПС5: $Sн = 30000$ кВ×А, $Uном = 110$ кВ.

$$Imax = \frac{30000}{\sqrt{3} \times 110} = 157{,}5 \text{ А}.$$

Расчет рабочего тока для ПС6: $Sн = 6000$ кВ×А, $Uном = 110$ кВ.

$$Imax = \frac{28000}{\sqrt{3} \times 110} = 147 \text{ А}.$$

Расчет рабочего тока для ПС7: $Sн = 15000$ кВ×А, .

$$Imax = \frac{15000}{\sqrt{3} \times 110} = 78{,}7 \text{ А}.$$

Расчет рабочего тока для ПС8: $Sн = 6000$ кВ×А, $Uном =$35 кВ.

$$Imax = \frac{6000}{\sqrt{3} \times 110} = 31{,}5 \text{ А}.$$

Расчет рабочего тока для ПС9: $Sн = 24000$ кВ × А, $Uном =$35 кВ.

$$Imax = \frac{24000}{\sqrt{3} \times 110} = 126 \text{ А}.$$

Расчет рабочего тока для ПС10: $Sн = 9000$ кВ×А, $Uном =$35 кВт.

$$Imax = \frac{10000}{\sqrt{3} \times 110} = 52{,}5 \text{ А}.$$

2.2.2 Выбор проводов по экономической плотности тока

Правилами устройств электроустановок установлены экономические плотности тока, по которым должны выбираться сечения проводов и кабелей.

Расчет сечения провода необходимо производить затем, чтобы убедится, что выбранный провод соответствует всем требованиям надежности и безопасной эксплуатации. Экономическая плотность тока определяется из таблицы 2.

Сечение проводника по условию экономической плотности тока определяется по формуле 2.3.

$$F_э = \frac{I_{номр}}{j_k}, \text{мм}^2 \quad (2.3)$$

где $I_{ном\ р}$ – расчетный ток, А;

$j_к$ – нормированная плотность тока, А /мм2.

Таблица 2- Предельная экономическая плотность тока, А/мм^2.

Наименования проводников	Продолжительность использования максимума нагрузки, ч		
	1000-3000	3000-5000	более 5000
Голые провода и шины:	2,5	2,1	1,8
медные алюминиевые	1,3	1,1	0,9
Кабели с бумажной и провода с резиновой изоляцией с жилами;	3,0	2,5	2,0
медными алюминиевыми	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:	3,5	3,1	2,7
медными алюминиевыми	1,9	1,7	1,6

Для нашего расчета принимаем значение предельной экономической плотности тока равной 0.9А/мм^2.

Расчетное сечение для ПС1: $I = 99,7$ А.

$$F_э = \frac{99,7}{0,9} = 110,8 \text{ мм}^2.$$

Расчетное сечение для ПС2: $I = 47,2$ А.

$$F_э = \frac{47,2}{0,9} = 52,5 \text{ мм}^2.$$

Расчетное сечение для ПС3: $I = 110,2$ А.

$$F_э = \frac{110,2}{0,9} = 122,4 \text{ мм}^2.$$

Расчетное сечение для ПС4: $I = 26,2$ А.

$$F_э = \frac{26,2}{0,9} = 29,1 \text{ мм}^2.$$

Расчетное сечение для ПС5: $I = 157,5$ А.

$$F_э = \frac{157,5}{0,9} = 175 \text{ мм}^2.$$

Расчетное сечение для ПС6: $I = 31,5$ А.

$$F_э = \frac{31,5}{0,9} = 35 \text{ мм}^2.$$

Расчетное сечение для ПС7: $I = 78{,}4$ А.

$$F_э = \frac{78{,}4}{0{,}9} = 87{,}1 \text{ мм}^2.$$

Расчетное сечение для ПС8: $I = 31{,}5$ А.

$$F_э = \frac{31{,}5}{0{,}9} = 35 \text{ мм}^2.$$

Расчетное сечение для ПС9: $I = 126$ А.

$$F_э = \frac{126}{0{,}9} = 140^{\text{мм}^2}.$$

Расчетное сечение для ПС10: $I = 52{,}5$ А.

$$F_э = \frac{52{,}5}{0{,}9} = 58{,}3^{\text{мм}^2}.$$

Для данной сети используем сталеалюминевый провод марки АС, техническая характеристика которых сведена в таблицу 3.

Минимальный диаметр проводов по условиям короны и радиопомех для линии 35 кВт одиночным проводом 11,4 мм (АС 70/11) с.86 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича

Таблица 3 – Технические характеристики провода марки АС

Номер ПС	Номинальное сечение, ммI	Алюминиевая часть провода		Расчетные данные провода					
		Число проволок	Диаметр проволок	Сопротивление пост. Току	Диаметр провода, мм	Сечение ммI		Отношение сечения алюминия к стальной части	Удельная масса
						Алюминиевый	Стальной		
ПС1	185/43	30	2,8	0,156	185	43,1	19,6	4,29	846
ПС2	70/11	6	3,8	0,422	68	11,3	11,4	6	276
ПС3	185/43	30	2,8	0,156	185	43,1	19,6	4,29	846
ПС4	70/11	6	3,8	0,422	68	11,3	11,4	6	276
ПС5	185/43	30	2,8	0,156	185	43,1	19,6	4,29	846
ПС6	185/43	30	2,8	0,156	185	43,1	19,6	4,29	846
ПС7	95/16	6	4,5	0,301	95,4	15,9	13,5	6	385
ПС8	70/11	6	3,8	0,422	68	11,3	11,4	6	276
ПС9	185/43	30	2,8	0,156	185	43,1	19,6	4,29	846
ПС10	70/11	6	4,5	0,301	11,4	95,4	11,3	6	276

2.2.3 Расчет потерь в проводах

Для каждого участка, подходящего к ПС нам необходимо подсчитать потери напряжения в проводах ВЛ. Расчет осуществляется при помощи формулы:

$$U_p = \frac{\sqrt{3} \times I_p \times l(R_0 \times \cos\varphi \times x_0 \times \sin\varphi) \times 100\%}{U_{ном}}, \% \qquad (2.4)$$

Где $U_{ном}$ - номинальное напряжение, кВ;

I_p- рабочий ток, кА;

l- длина линии, км;

$\sin\varphi$-коэффициент реактивной мощности;

R_0- активное сопротивление линии, Ом;

x_0- индуктивное сопротивление линии, Ом.

Потери напряжения до ПС 1:$U_{ном} = 110$ кВ;$I_p = 0{,}1$ кА; l =12 км;$\sin\varphi$ = 0,43; R_0 = 0,156; Ом, x_0 = 0,413 Ом.

$$U_{p1} = \frac{\sqrt{3} \times 0{,}1 \times 12(0{,}156 \times 0{,}9 \times 0{,}413 \times 0{,}43) \times 100}{110} = 0{,}05\ \%.$$

Потери напряжения до ПС 2:$U_{ном} = 110$ кВ;$I_p = 0{,}0105$ кА; l =17 км; $\sin\varphi$ = 0,43; R_0 = 0,422; Ом, x_0 = 0,413 Ом.

$$U_{p2} = \frac{\sqrt{3} \times 0{,}047 \times 22(0{,}422 \times 0{,}9 \times 0{,}413 \times 0{,}444) \times 100}{110} = 0{,}12\ \%.$$

Потери напряжения до ПС 3:$U_{ном} = 110$ кВ;$I_p = 0{,}11$ кА; l =24 км; $\sin\varphi$ = 0,43; R_0 = 0,156; Ом, x_0 = 0,413 Ом.

$$U_{p3} = \frac{\sqrt{3} \times 0{,}11 \times 24(0{,}156 \times 0{,}9 \times 0{,}413 \times 0{,}43) \times 100}{110} = 0{,}1\ \%.$$

Потери напряжения до ПС 4:$U_{ном} = 110$ кВ;$I_p = 0{,}26$ кА; l =15 км; $\sin\varphi$ = 0,43; R_0 = 0,422; Ом, x_0 = 0,444 Ом.

$$U_{p4} = \frac{\sqrt{3} \times 0{,}26 \times 15(0{,}422 \times 0{,}9 \times 0{,}413 \times 0{,}43) \times 100}{110} = 0{,}45\ \%.$$

Потери напряжения до ПС 5: $U_{ном} = 110$ кВ; $I_р = 0{,}16$ кА; l =23 км; $\sin\varphi = 0{,}43$; $R_0 = 0{,}156$; Ом; $x_0 = 0{,}413$ Ом.

$$U_{p5} = \frac{\sqrt{3} \times 0{,}16 \times 23(0{,}156 \times 0{,}9 \times 0{,}413 \times 0{,}43) \times 100}{110} = 0{,}15\ \%.$$

Потери напряжения до ПС 6: $U_{ном} = 110$ кВ; $I_р = 0{,}15$ кА; l =24 км; $\sin\varphi = 0{,}43$; $R_0 = 0{,}156$; Ом; $x_0 = 0{,}413$ Ом.

$$U_{p6} = \frac{\sqrt{3} \times 0{,}15 \times 24(0{,}156 \times 0{,}9 \times 0{,}413 \times 0{,}43) \times 100}{110} = 0{,}15\ \%.$$

Потери напряжения до ПС 7: $U_{ном} = 110$ кВ; $I_р = 0{,}08$ кА; l =29 км; $\sin\varphi = 0{,}43$; $R_0 = 0{,}156$; Ом; $x_0 = 0{,}413$ Ом.

$$U_{p7} = \frac{\sqrt{3} \times 0{,}08 \times 23(0{,}156 \times 0{,}9 \times 0{,}413 \times 0{,}43) \cdot 100}{110} = 0{,}2\%.$$

Потери напряжения до ПС 8: $U_{ном} = 110$ кВ; $I_р = 0{,}03$ кА; l =19 км; $\sin\varphi = 0{,}43$; $R_0 = 0{,}422$; Ом; $x_0 = 0{,}444$ Ом.

$$U_{p8} = \frac{\sqrt{3} \times 0{,}03 \times 19(0{,}422 \times 0{,}9 \times 0{,}444 \times 0{,}43) \times 100}{110} = 0{,}44\ \%.$$

Потери напряжения до ПС 9: $U_{ном} = 110$ кВ; $I_р = 0{,}13$ кА; l =13 км; $\sin\varphi = 0{,}43$; $R_0 = 0{,}422$; Ом; $x_0 = 0{,}413$ Ом.

$$U_{p9} = \frac{\sqrt{3} \times 0{,}13 \times 13(0{,}156 \times 0{,}9 \times 0{,}413 \times 0{,}43) \times 100}{110} = 0{,}66\ \%.$$

Потери напряжения до ПС 10: $U_{ном} = 110$ кВ; $I_р = 0{,}05$ кА; l =30 км; $\sin\varphi = 0{,}43$; $R_0 = 0{,}422$; Ом; $x_0 = 0{,}444$ Ом.

$$U_{p10} = \frac{\sqrt{3} \times 0{,}05 \times 30(0{,}422 \times 0{,}9 \times 0{,}444 \times 0{,}43) \times 100}{110} = 0{,}17\ \%.$$

Вывод: Потери находятся в допустимых пределах

2.3 Расчет токов короткого замыкания

Короткое замыкание(КЗ) — электрическое соединение двух точек электрической цепи с различными значениями потенциала, не предусмотренное конструкцией устройства и нарушающее его нормальную работу. Короткое замыкание может возникать в результате нарушения изоляции токоведущих элементов или механического соприкосновения неизолированных элементов. Также коротким замыканием называют состояние, когда сопротивление нагрузки меньше внутреннего сопротивления источника питания.

В случае повреждения проводов воздушных линий электропередачии замыкании их на землю в окружающем пространстве может возникнуть сильное электромагнитное поле, способное в близко расположенном оборудовании навести ЭДС, опасную для аппаратуры и работающих с ней людей.

2.3.1 Расчет сопротивления элементов

Начало расчета начинается с составления схемы замещения. На такой схеме объекты показаны в виде сопротивления (прямоугольников) для облегчения расчета.

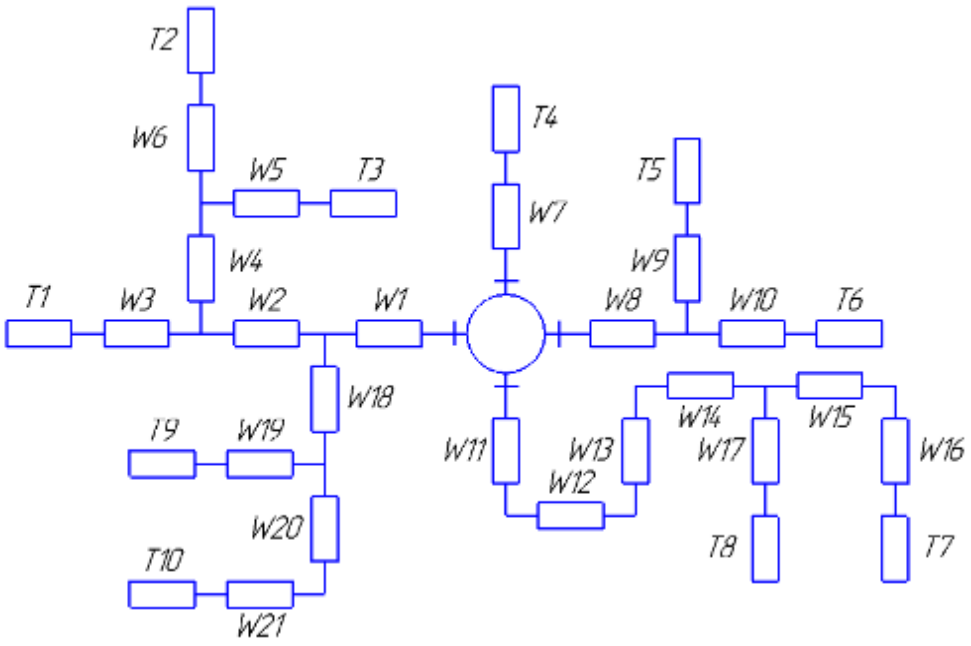


Рисунок 1- Схема замещения.

Расчет сопротивления линий ведется по формулам 2.5 и 2.6

Именованные единицы:

$$X_б = X_{уд} \times l \times \frac{U_б^2}{U_{ср}^2}, Ом \quad (2.5)$$

где $X_{уд}$- удельное сопротивление линии на 1 км;

l – длина линии, км;

$U_б$ – базовое напряжение, кВ;

$U_{ср}$- среднее напряжение в месте установки данного элемента, кВ.

Относительные единицы:

$$X_{*б} = X_{уд} \times l \times \frac{S_б}{U_{ср}^2}, о.е \quad (2.6)$$

где $X_{уд}$- удельное сопротивление линии, Ом/км;

l – длина линии, км;

$U_{ср}$- среднее напряжение в месте установки данного элемента, кВ;

$S_б$ – базовая мощность, кВА.

Для данного проекта по таблице 4 принимаем значение $X_{уд}$ равного 0.4Ом/км.

Таблица 4 - Средние значение удельных индуктивных сопротивлений линий

Линия электропередачи	$X_{уд}$,Ом/км
Одноцепная воздушная линия, кВ 6-220	0,4
220-330 (при расщеплении на 2 провода в фазе)	0,325
400-500 (при расщеплении на 3 провода в фазе)	0,307
750 (при расщеплении на 4 провода в фазе)	0,28

Расчет сопротивления для ПС1: $W_2+W_3=6+6=12$ км.

$$X_б = 0{,}413 \times 12 \times \frac{110^2}{115^2} = 4{,}53 \text{ Ом.}$$

$$X_{*б} = 0{,}413 \times 12 \times \frac{1000}{115^2} = 0{,}37 \text{ о.е.}$$

Расчет сопротивления для ПС2: $W_2+W_4+W_6=6+12+4=22$ км.

$$X_б = 0{,}444 \times 22 \times \frac{110^2}{115^2} = 8{,}94 \text{ Ом.}$$

$$X_{*б} = 0{,}444 \times 22 \times \frac{1000}{115^2} = 0{,}73 \text{ о.е.}$$

Расчет сопротивления для ПС3: $W_2+W_4+W_5=6+12+6=24$км.

$$X_б = 0{,}413 \times 24 \times \frac{110^2}{115^2} = 9{,}07 \text{ Ом.}$$

$$X_{*б} = 0{,}413 \times 24 \times \frac{1000}{115^2} = 0{,}75 \text{ о.е.}$$

Расчет сопротивления для ПС4:$W_7=15$ км.

$$X_б = 0{,}413 \times 15 \times \frac{110^2}{115^2} = 6{,}09 \text{ Ом.}$$

$$X_{*б} = 0{,}413 \times 15 \times \frac{1000}{115^2} = 0{,}5 \text{ о.е.}$$

Расчет сопротивления для ПС5:$W_8+W_{10}=10+13=23$ км.

$$X_б = 0{,}413 \times 24 \times \frac{110^2}{115^2} = 8{,}69 \text{ Ом.}$$

$$X_{*б} = 0{,}413 \times 24 \times \frac{1000}{115^2} = 0{,}72 \text{ о.е.}$$

Расчет сопротивления для ПС6:$W_8+W_9=10+14=24$ км.

$$X_б = 0{,}413 \times 24 \times \frac{110^2}{115^2} = 9{,}06 \text{ Ом.}$$

$$X_{*б} = 0{,}413 \times 24 \times \frac{1000}{115^2} = 0{,}75 \text{ о.е.}$$

Расчет сопротивления для ПС7:$W_{12}+W_{13}+W_{14}+W_{16}+W_{17}$=5+3+3+10+8 =29 км.

$$X_б = 0{,}444 \times 23 \times \frac{110^2}{115^2} = 11{,}51 \text{ Ом.}$$

$$X_{*б} = 0{,}444 \times 23 \times \frac{1000}{115^2} = 0{,}95 \text{ о.е.}$$

Расчет сопротивления для ПС8:$W_{12}+W_{13}+W_{14}+W_{15}$=5+3+3+8=19 км.

$$X_б = 0{,}444 \times 19 \times \frac{110^2}{115^2} = 7{,}71 \text{ Ом.}$$

$$X_{*б} = 0{,}444 \times 19 \times \frac{1000}{115^2} = 0{,}64 \text{ о.е.}$$

Расчет сопротивления для ПС9:$W_{18}+W_{19}$=7+6=13 км.

$$X_б = 0{,}413 \times 13 \times \frac{110^2}{115^2} = 4{,}91 \text{ Ом.}$$

$$X_{*б} = 0{,}413 \times 13 \times \frac{1000}{115^2} = 0{,}4 \text{ о.е.}$$

Расчет сопротивления для ПС10:$W_{18}+W_{20}+W_{21}$=7+13+10=30 км.

$$X_б = 0{,}413 \times 30 \times \frac{110^2}{115^2} = 12{,}19 \text{ Ом.}$$

$$X_{*б} = 0{,}413 \times 30 \times \frac{1000}{115^2} = 1 \text{ о.е.}$$

2.3.2 Расчет токов короткого замыкания

Для расчета принимаем точки КЗ на каждой ПС. Расчет тока КЗ для линий ведется по формулам 2.7 и 2.8.

В именованных единицах:

$I_{п0} = \frac{E''_* \times U_б}{\sqrt{3} \times x_{рез(б)}}$, кА (2.7)

где $U_б$- базовое напряжение, кВ.;

$U_{ср}$- среднее напряжение в месте установки данного элемента, кВ;

$X_{рез(б)}$ – результирующее сопротивление до точки КЗ,Ом.

В относительных единицах:

$$I_{п0} = \frac{E''_{*} \times I_{б}}{x_{*рез(б)}}, \text{кА} \quad (2.8)$$

где $I_{б}$- базовый ток, кА;

$X_{*рез(б)}$-результирующее сопротивление до точки КЗ, о.е.

Базовый ток:

$$I_{б} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \times U_{б}}, \text{кА} \quad (2.9)$$

где $S_{б}$- базовая мощность, кВ×А;

$X_{*рез(б)}$-результирующее сопротивление до точки КЗ, о.е.

Расчет периодической составляющей токов КЗ для ПС1:

$$X_{рез(б)} = 4{,}53 \text{ Ом.}$$

$$X_{*рез(б)} = 0{,}37 \text{ о.е.}$$

$$I_{п0} = \frac{1 \times 110}{\sqrt{3} \times 4{,}53} = 14{,}01 \text{ кА.}$$

$$I_{п0} = \frac{1 \times 5.25}{0{,}37} = 14{,}19 \text{ кА (о.е).}$$

$$I_{б} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \times U_{б}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 110} = 5{,}25 \text{ кА.}$$

Расчет периодической составляющей токов КЗ для ПС2:

$$X_{рез(б)} = 8{,}94 \text{ Ом.}$$

$$X_{*рез(б)} = 0{,}73 \text{ о.е.}$$

$$I_{п0} = \frac{1 \times 110}{\sqrt{3} \times 8{,}94} = 7{,}1 \text{ кА}.$$

$$I_{п0} = \frac{1 \times 5.25}{0{,}73} = 7{,}19 \text{ кА (о.е).}$$

Расчет периодической составляющей токов КЗ для ПС3:

$X_{рез(б)} = 9{,}07$ Ом.

$X_{*рез(б)} = 0{,}75$ о.е.

$$I_{п0} = \frac{1 \times 110}{\sqrt{3} \times 9{,}07} = 7 \text{ кА}.$$

$$I_{п0} = \frac{1 \times 5.25}{0{,}75} = 7 \text{ кА (о.е)}.$$

Расчет периодической составляющей токов КЗ для ПС4:

$X_{рез(б)} = 6{,}09$ Ом.

$X_{*рез(б)} = 0{,}5$ о.е.

$$I_{п0} = \frac{1 \times 110}{\sqrt{3} \times 6{,}09} = 10{,}43 \text{ кА}.$$

$$I_{п0} = \frac{1 \times 5.25}{0{,}5} = 10{,}5 \text{ кА (о.е)}.$$

Расчет периодической составляющей токов КЗ для ПС5:

$X_{рез(б)} =$ 8,69 Ом.

$X_{*рез(б)} = 0{,}72$ о.е.

$$I_{п0} = \frac{1 \times 110}{\sqrt{3} \times 8{,}69} = 7{,}3 \text{ кА}.$$

$$I_{п0} = \frac{1 \times 5{,}25}{0{,}72} = 7{,}29 \text{ кА (о.е)}.$$

Расчет периодической составляющей токов КЗ для ПС6:

$X_{рез(б)} = 9{,}06$ Ом.

$X_{*рез(б)} = 0{,}75$ о.е.

$$I_{п0} = \frac{1 \times 110}{\sqrt{3} \times 9{,}06} = 7{,}01 \text{ кА}.$$

$$I_{п0} = \frac{1 \times 5{,}25}{0{,}75} = 7 \text{ кА (о.е)}.$$

Расчет периодической составляющей токов КЗ для ПС7:

$X_{рез(б)} = 11{,}51$ Ом.

$X_{*рез(б)} = 0{,}95$ о.е.

$$I_{п0} = \frac{1 \times 110}{\sqrt{3} \times 11{,}51} = 5{,}52 \text{ кА}.$$

$$I_{п0} = \frac{1 \times 5{,}25}{0{,}95} = 5{,}53 \text{ кА (о.е)}.$$

Расчет периодической составляющей токов КЗ для ПС8:

$X_{рез(б)} = 7{,}71$ Ом.

$X_{*рез(б)} = 0{,}64$ о.е.

$$I_{п0} = \frac{1 \times 110}{\sqrt{3} \times 7{,}71} = 8{,}24 \text{ кА}.$$

$$I_{п0} = \frac{1 \times 5{,}25}{0{,}64} = 8{,}2 \text{ кА (о.е)}.$$

Расчет периодической составляющей токов КЗ для ПС9:

$X_{рез(б)} = 4{,}91$ Ом.

$X_{*рез(б)} = 0{,}4$ о.е.

$$I_{п0} = \frac{1 \times 110}{\sqrt{3} \times 4{,}91} = 12{,}94 \text{ кА}.$$

$$I_{п0} = \frac{1 \times 5{,}25}{0{,}4} = 13{,}3 \text{ кА (о.е)}.$$

Расчет периодической составляющей токов КЗ для ПС10:

$X_{рез(б)} = 12{,}19$ Ом.

$X_{*рез(б)} = 1$ о.е.

$$I_{п0} = \frac{1 \times 110}{\sqrt{3} \times 12{,}19} = 5{,}2 \text{ кА}.$$

$$I_{п0} = \frac{1 \times 5{,}25}{1} = 5{,}25 \text{ кА (о.е)}.$$

2.3.3 Расчет ударных токов короткого замыкания

Ударный ток – наибольшее возможное мгновенное значение тока короткого замыкания.

Расчеты токов КЗ проводятся с целью выбора и проверки электрооборудования по условиям короткого замыкания;

Значение ударного коэффициента принимаем равное 1.7 по таблице 5

Таблица 5 –Значение ударного коэффициента для примыкающих ветвей к точке КЗ.

Элемент или часть энергосистемы	$К_{уд}$
Система, связанная со сборными шинами, где рассматривается КЗ, воздушными линиями напряжением, кВ:	
35	1.608
35-150	1.608-1.717
220-330	1.717-1.78
500-750	1,85-1.895

Ударный ток рассчитывается по формуле2.10

$$i_{уд} = \sqrt{2} \times I_{п0} \times k_{уд}, кА \quad (2.10)$$

где $I_{п0}$-ток короткого замыкания, кА;

$k_{уд}$ – ударный коэффициент.

Рассчитываем ударный ток в точке К-1:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \times 14{,}19 \times 1.64 = 32{,}91 \text{ кА.}$$

Рассчитываем ударный ток в точке К-2:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \times 7{,}19 \times 1{,}64 = 16{,}68 \text{ кА.}$$

Рассчитываем ударный ток в точке К-3:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \times 7 \times 1.64 = 16{,}24 \text{ кА.}$$

Рассчитываем ударный ток в точке К-4:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \times 10{,}5 \times 1{,}64 = 24{,}35 \text{ кА.}$$

Рассчитываем ударный ток в точке К-5:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \times 7{,}3 \times 1{,}64 = 16{,}93 \text{ кА.}$$

Рассчитываем ударный ток в точке К-6:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \times 7{,}01 \times 1{,}64 = 16{,}22 \text{ кА}.$$

Рассчитываем ударный ток в точке К-7:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \times 5{,}53 \times 1{,}64 = 12{,}83 \text{ кА}.$$

Рассчитываем ударный ток в точке К-8:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \times 8{,}24 \times 1{,}64 = 19{,}11 \text{кА}.$$

Рассчитываем ударный ток в точке К-9:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \times 13{,}3 \times 1{,}64 = 30{,}85 \text{ кА}.$$

Рассчитываем ударный ток в точке К-10:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \times 5{,}25 \times 1{,}64 = 12{,}18 \text{ кА}.$$

2.3.4 Расчет токов термической стойкости

Термическая стойкость электрических аппаратов характеризуется их номинальным током термической стойкости и номинальным временем его прохождения. Под номинальным током термической стойкости понимают действующее значение переменного тока с постоянной амплитудой, установленное заводом-изготовителем на основе соответствующих испытаний.

$$B_К = I_{n0}^2 \times (t_{откл} + T_а), кА \times с (2.11)$$

где $t_{откл}$ – расчетная продолжительностьКЗ;

$T_а$ – постоянная затухания периодической состовляющей тока КЗ.

Термический ток для ПС 1:

$$B_К = 14{,}19^2 \times (0{,}16 + 0{,}02) = 36{,}24 \text{ кА}^2{\times}\text{с}.$$

Термический ток для ПС 2:

$$B_К = 7{,}19^2 \times (0{,}16 + 0{,}02) = 9{,}3 \text{ кА}^2{\times}\text{с}.$$

Термический ток для ПС 3:

$$B_К = 7^2 \times (0{,}16 + 0{,}02) = 8{,}82 \text{ кА}^2{\times}\text{с}.$$

Термический ток для ПС 4:

$$B_К = 10{,}5^2 \times (0{,}16 + 0{,}02) = 19{,}85\ кА^2{\times}с.$$

Термический ток для ПС 5:

$$B_К = 7{,}3^2 \times (0{,}16 + 0{,}02) = 9{,}6\ кА^2{\times}с.$$

Термический ток для ПС 6:

$$B_К = 7{,}01^2 \times (0{,}16 + 0{,}02) = 8{,}85\ кА^2{\times}с.$$

Термический ток для ПС 7:

$$B_К = 5{,}53^2 \times (0{,}16 + 0{,}02) = 5{,}5\ кА^2{\times}с.$$

Термический ток для ПС 8:

$$B_К = 8{,}24^2 \times (0{,}16 + 0{,}02) = 12{,}22\ кА^2{\times}с.$$

Термический ток для ПС 9:

$$B_К = 13{,}3^2 \times (0{,}16 + 0{,}02) = 31{,}84\ кА^2{\times}с.$$

Термический ток для ПС 10:

$$B_К = 5{,}25^2 \times (0{,}16 + 0{,}02) = 4{,}96\ кА^2{\times}с.$$

2.4 Выбор пускозащитной аппаратуры

2.4.1 Выбор и проверка высоковольтных выключателей

Высоковольтные выключатели предназначены для оперативных замыканий и размыканий цепей высокого напряжения при номинальных режимах работы и автоматического размыкания этих цепей при аварийных режимах (перегрузки, короткие замыкания и т.п.). Автоматическое и достаточно быстрое отключение цепи при коротком замыкании является основной и наиболее ответственной операцией выключателя, предотвращающей повреждение и разрушение дорогостоящего электрооборудования от действия больших токов короткого замыкания, а также возможные нарушения нормальной работы энергосистемы. Выключатели выполняются на номинальные токи от 50 А до 20 кА, номинальные напряжения от 3 до 750 кВ при мощности отключения от 50 до 40 000 МВЧА.

Выбираем выключатель ВЭБ-35-40/2000УХЛ1

Таблица 6 - Технические характеристики выключателя ВЭБ-35

$U_{выкл.}$ кВ Номинальное напряжение выключателя	$I_{н.}$ А номинальный ток	$I_{откл.ном.}$ кА, номинальный ток отключения	$i_{дин.}$ кА Ток электродинамической стойкости	$I_{терм.}$ кА ток термической стойкости	$t_{тер}$ с допустимое время действия тока термической стойкости	$t_{откл.}$ с Полное время отключения	$B_{к.}$ $кА^2$хс Тепловой импульс тока КЗ
35	2000	40	102	40	3	0,055	1600

Условия выбора выключателей:

1) Выбор по номинальному напряжению:

$U_{ном\ выкл} \geq U_{ном\ сети}$, (2.12)

где$U_{ном\ выкл}$ – номинальное напряжение выключателя, кВ;

$U_{ном\ сети}$– номинальное напряжение сети, кВ.

2) Выбор по номинальному току:

$I_{ном\ выкл} \geq I_{раб\ max.}$, (2.13)

где$I_{ном\ выкл}$ – номинальный ток выключателя, А;

$I_{раб\ max}$– максимальный действующий рабочий ток цепи, А.

3) Проверка по току отключения:

$I_{откл\ ном} \geq I_{кз}$,(2.14)

где $I_{откл\ ном}$ – номинанльный ток отключения аппарата, кА;

$I_{кз}$ – ток короткого замыкания, кА.

4) Проверка на электродинамическую стойкость:

$i_{дин} \geq i_{уд}$, (2.15)

где$i_{дин}$– ток электродинамической устойчивости, кА;

$i_{уд}$– ударный ток короткого замыкания, кА.

5) На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$B_к \leq I_{тер}^2 \times t_{тер}$, (2.16)

Где $B_к$ — тепловой импульс тока КЗ по расчету, к$А^2 \times с$;

$I_{тер}$ — ток термической стойкости по каталогу, кА;

$t_{тер}$— длительность протекания тока термической стойкости, с.

$B_к = I_{п0}^2 (T_a + t_{откл})$,(2.17)

где$I_{п0}$—действующее значение тока КЗ

T_a— постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ

$t_{откл}$— время протекания тока до отключения при КЗ

$t_{откл} = t_{рз} + t_{п.в.о}$,(2.18)

где $t_{рз}$—время срабатывания релейной защиты,с. Принимаем 1,5с.

$t_{п.в.о}$— время полного отключения выключателя, с.

Для установки выбираем элегазовый выключатель ВЭБ-35II-40/2000УХЛ1.

1.По напряжению

35кВ=35кВ.

2.Выбор по номинальному току.

$2000А > 157,5А$.

3.Проверка по току отключения.

$40кА > 14,19кА$.

4.Проверка на электродинамическую стойкость.

$102кА > 30,45кА$.

5.На термическую стойкость.

$В_к \leq 40^2 \times 3 = 4800_{кА^2 \times с}$.

$В_к = 14,19^2(1,5+0,02)=306,06кА^2 \times с$.

$306,06кА2 \times с < 4800 кА2 \times с.$

Аналогично производится выбор и проверка для других выключателей.

Таблица 7 - Выбор и проверка выключателей

Место установки выключателя по рисунку.	Тип выключателя	Условия выбора и проверки	Параметры системы	Параметры выключателя
ПС 1	ВЭБ-35	$U_с \le U_н$ $I_{раб} \le I_н$ $I_{п0} \le I_{откл}$ $I_{уд} \le I_{дин}$ $B_к \le I^2_{откл} \times t_т$	35 кВ 99,7 А 14,19кА 32,91 кА 36,24 кА^{2}с	35 кВ 2000 А 40 кА 102 кА 4800 кА^2¿ с
ПС 2	ВЭБ-35	$U_с \le U_н$ $I_{раб} \le I_н$ $I_{п0} \le I_{откл}$ $I_{уд} \le I_{дин}$ $B_к \le I^2_{откл} \times t_т$	35 кВ 47,2 А 7,19кА 16,68 кА 9,3 кА^2¿ с	35 кВ 2000 А 40 кА 102 кА 4800 кА^2¿ с
ПС 3	ВЭБ-35	$U_с \le U_н$ $I_{раб} \le I_н$ $I_{кз} \le I_{отк.н}$ $I_{уд} \le I_{дин}$ $B_к \le I^2_{откл} \times t_т$	35 кВ 35,2 А 7кА 16,24 кА 8,82 кА^2¿ с	35 кВ 2000 А 40 кА 102 кА 4800 кА^2¿ с
ПС 4	ВЭБ-35	$U_с \le U_н$ $I_{раб} \le I_н$ $I_{кз} \le I_{отк.н}$ $I_{уд} \le I_{дин}$ $B_к \le I^2_{откл} \times t_т$	35 кВ 26,2 А 10,5кА 24,35 кА 19,85 кА^2¿ с	35 кВ 2000 А 40 кА 102 кА 4800 кА^2¿ с
ПС 5	ВЭБ-35	$U_с \le U_н$ $I_{раб} \le I_н$ $I_{кз} \le I_{отк.н}$ $I_{уд} \le I_{дин}$ $B_к \le I^2_{откл} \times t_т$	35 кВ 157,5А 7,3кА 16,93 кА 9,6 кА^2¿ с	35 кВ 2000 А 40 кА 102 кА 4800 кА^2¿ с
ПС 6	ВЭБ-35	$U_с \le U_н$ $I_{раб} \le I_н$ $I_{кз} \le I_{отк.н}$ $I_{уд} \le I_{дин}$ $B_к \le I^2_{откл} \times t_т$	35 кВ 147 А 7,01кА 16,22 кА 8,85 кА^2¿ с	35 кВ 2000 А 40 кА 102 кА 4800 кА^2¿ с
ПС 7	ВЭБ-35	$U_с \le U_н$ $I_{раб} \le I_н$ $I_{кз} \le I_{отк.н}$ $I_{уд} \le I_{дин}$ $B_к \le I^2_{откл} \times t_т$	35 кВ 18,4 А 5,53кА 12,83 кА 5,5 кА^2¿ с	35 кВ 2000 А 40 кА 102 кА 4800 кА^2¿ с
ПС 8	ВЭБ-35	$U_с \le U_н$ $I_{раб} \le I_н$ $I_{кз} \le I_{отк.н}$ $I_{уд} \le I_{дин}$ $B_к \le I^2_{откл} \times t_т$	35 кВ 31,5 А 8,24кА 19,11 кА 12,22 кА^2¿ с	35 кВ 2000 А 40 кА 102 кА 4800 кА^2¿ с
ПС 9	ВЭБ-35	$U_с \le U_н$ $I_{раб} \le I_н$ $I_{кз} \le I_{отк.н}$ $I_{уд} \le I_{дин}$ $B_к \le I^2_{откл} \times t_т$	35 кВ 126 А 13,3кА 30,85 кА 31,84 кА^2¿ с	35 кВ 2000 А 40 кА 102 кА 4800 кА^2¿ с
ПС 10	ВЭБ-35	$U_с \le U_н$ $I_{раб} \le I_н$ $I_{кз} \le I_{отк.н}$	35 кВ 52,5 А 5,25 кА	35 кВ 2000 А 40 кА

		$I_{уд} \leq I_{дин}$ $B_к \leq I^2_{откл} \times t_т$	12,18 кА 4,96 кА²¿ с	102 кА 4800 кА²¿ с

2.4.2 Выбор разъединителей

Разъединителем называется аппарат высокого напряжения, предназначенный для включения и отключения обесточенных участков электрической цепи, находящихся лишь под напряжением. Характерной особенностью разъединителя является наличие видимого разрыва цепи. В отдельных случаях разъединители используются для отключения незначительных токов нагрузки, зарядных токов линий, токов холостого хода трансформаторов и т.д., а также заземления отключённых участков при помощи стационарных заземляющих ножей при их наличии.

Выбор и проверка высоковольтных разъединителей производится по: номинальному напряжению сети, номинальному току, отключающей способности, электродинамической и термической стойкости.

Выбираем разъединитель РГ-35/1000УХЛ1

Таблица 8-Технические характеристики разъединителя РГ-35

$U_{ном}$, кВ номинальное напряжение	$I_{ном}$, А номинальный ток	$I_{дин}$, кА ток электро динамической стойкости	$I_{тер}$, кА ток термической стоимости	$t_{тер}$, с время протекания предельного тока термической стойкости, с	Тип привода
35	1000	80	31,5	3	ПРГ-6УХЛ1

Условия выбора разъединителей:

1) Выбор по номинальному напряжению:

$U_{ном\ раз} \geq U_{ном\ сети}$, (2.19)

где$U_{ном\ разъед}$ – номинальное напряжение разъединителя, кВ;

$U_{ном\ сети}$– номинальное напряжение сети, кВ.

2) Выбор по номинальному току:

$I_{ном\ раз} \geq I_{раб\ max}$, (2.20)

где $I_{ном\ разъед}$ – номинальный ток разъединителя, А;

$I_{раб\ max}$ – максимальный действующий рабочий ток цепи, А.

3) Проверка на электродинамическую стойкость:

$i_{н.дин} \geq i_{уд}$, (2.21)

где $i_{дин}$ – ток электродинамической устойчивости, кА;

$i_{уд}$ – ударный ток короткого замыкания, кА.

4) На термическую стойкость разъединитель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$B_к \leq I_{тер}^2 \times t_{тер}$,кА$^2\times$ с (2.22)

Выбор и проверка разъединителя для ПС 1

Для установки выбираем разъединитель РГ-35/1000УХЛ1

$B_к \leq 31{,}5^2 \times 3 = 2976{,}75$кА$^2\times$с.

$B_к = 14{,}19^2(1{,}5+0{,}02)=306{,}06$кА$^2\times$с.

$306{,}06\text{кА}^2 \times \text{с} < 2976{,}75$кА$^2\times$ с.

Таблица 9 – Выбор разъединителей

Место установки выключателя по рисунку.	Тип разъединителя	Условия выбора и проверки	Параметры системы	Параметры разъединителя
ПС 1	РГ-35/1000УХЛ1	$U_с \leq U_н$ $I_{раб} \leq I_н$ $I_{уд} \leq I_{дин}$ $B_к \leq I_{откл}^2 \times t_т$	35 кВ 99,7 А 32,91 кА 36,24 кА^{2}с	35 кВ 1000 А 80 кА 2976,75 кА^2¿ с
ПС 2	РГ-35/1000УХЛ1	$U_с \leq U_н$ $I_{раб} \leq I_н$ $I_{уд} \leq I_{дин}$ $B_к \leq I_{откл}^2 \times t_т$	35 кВ 47,2 А 16,68 кА 9,3 кА^2¿ с	35 кВ 1000 А 80 кА 2976,75 кА^2¿ с
ПС 3	РГ-35/1000УХЛ1	$U_с \leq U_н$ $I_{раб} \leq I_н$ $I_{уд} \leq I_{дин}$ $B_к \leq I_{откл}^2 \times t_т$	35 кВ 35,2 А 16,24 кА 8,82 кА^2¿ с	35 кВ 1000 А 80 кА 2976,75 кА^2¿ с
ПС 4	РГ-35/1000УХЛ1	$U_с \leq U_н$ $I_{раб} \leq I_н$ $I_{уд} \leq I_{дин}$ $B_к \leq I_{откл}^2 \times t_т$	35 кВ 26,2 А 24,35 кА 19,85 кА^2¿ с	35 кВ 1000 А 80 кА 2976,75 кА^2¿ с

ПС 5	РГ-35/1000УХЛ1	$U_с \le U_н$ $I_{раб} \le I_н$ $I_{уд} \le I_{дин}$ $B_к \le I^2_{откл} \times t_т$	35 кВ 157,5А 16,93 кА 9,6 кА^2¿ с	35 кВ 1000 А 80 кА 2976,75 кА^2¿ с
ПС 6	РГ-35/1000УХЛ1	$U_с \le U_н$ $I_{раб} \le I_н$ $I_{уд} \le I_{дин}$ $B_к \le I^2_{откл} \times t_т$	35 кВ 147 А 16,22 кА 8,85 кА^2¿ с	35 кВ 1000 А 80 кА 2976,75 кА^2¿ с
ПС 7	РГ-35/1000УХЛ1	$U_с \le U_н$ $I_{раб} \le I_н$ $I_{уд} \le I_{дин}$ $B_к \le I^2_{откл} \times t_т$	35 кВ 18,4 А 12,83 кА 5,5 кА^2¿ с	35 кВ 1000 А 80 кА 2976,75 кА^2¿ с
ПС 8	РГ-35/1000УХЛ1	$U_с \le U_н$ $I_{раб} \le I_н$ $I_{уд} \le I_{дин}$ $B_к \le I^2_{откл} \times t_т$	35 кВ 31,5 А 19,11 кА 12,22 кА^2¿ с	35 кВ 1000 А 80 кА 2976,75 кА^2¿ с
ПС 9	РГ-35/1000УХЛ1	$U_с \le U_н$ $I_{раб} \le I_н$ $I_{уд} \le I_{дин}$ $B_к \le I^2_{откл} \times t_т$	35 кВ 126 А 30,85 кА 31,84 кА^2¿ с	35 кВ 1000 А 80 кА 2976,75 кА^2¿ с
ПС 10	РГ-35/1000УХЛ1	$U_с \le U_н$ $I_{раб} \le I_н$ $I_{уд} \le I_{дин}$ $B_к \le I^2_{откл} \times t_т$	35 кВ 52,5 А 12,18 кА 4,96 кА^2¿ с	35 кВ 1000 А 80 кА 2976,75 кА^2¿ с

2.4.3 Выбор трансформаторов напряжения

Измерительный трансформатор напряжения служит для понижения высокого напряжения, подаваемого в установках переменного тока на измерительные приборы и реле защиты и автоматики.

Применение трансформаторов напряжения позволяет использовать для измерения на высоком напряжении стандартные измерительные приборы, расширяя их пределы измерения; обмотки реле, включаемых через трансформаторы напряжения, также могут иметь стандартные исполнения.

Кроме того, трансформатор напряжения изолирует (отделяет) измерительные приборы и реле от высокого напряжения, благодаря чему обеспечивается безопасность их обслуживания.

Измерительные трансформаторы напряжения, выбираются:

1) По напряжению.

$U_{ном} \le U_{номТН}$,кВ (2.20)

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

$U_{номТН}$– номинальное напряжение измерительного трансформатора напряжения, кВ.

35кВ ≤35кВ,

2) По схеме соединения обмоток. Для проекта выбираем соединение трех однофазных измерительных трансформаторов напряжения(ТН) в звезду.

3) По классу точности. Для данного проекта достаточно класса точности равного 0,5.

Таблица 10 – Технические характеристики измерительного трансформатора напряжения НКФ-35-58

Тип	Номинальное напряжение, В			Номинальная мощность при классе точность 0,5, ВЧА	Предельная мощность	Испытательное напряжение, кВ	
	Первичной	Вторичной				ВН	НН
		Основной	Дополнительной				
НКФ-35-58	35000	100:√3	100	400	2000	230	2

2.5 Расчёт релейной защиты

2.5.1 Назначение, устройство и область применения АВР

Одним из основных требования потребителей электрической энергии является требование надежности. Подключение потребителей к одному источнику питания через одиночную линию не обеспечивает высокой надежности электроснабжения В случае выхода из строя генератора или линии электроснабжение прекращается.

Надежность питания может быть повышена как за счет повышения надежности самих элементов схемы – генераторов, линий электропередачи, выключателей и т.д., так и за счет резервирования, сущность которого заключается в том, что при выходе из строя какого-либо основного элемента схемы сети в работу вводится резервный элемент.

В случае устойчивого повреждения на линиях и других элементах сети, такой элемент отключается и для восстановления электроснабжения потребителей необходимо включение резервного питания - трансформатора или генератора, резервной питающей линии или какого-то другого резерва. Такой резерв вводится автоматическими устройствами АВР. Ее основной

задачей является перераспределение мощности от энергосистемы на резервный источник питания.

Устройства АВР состоят из двух частей. К первой части относятся устройства защиты минимального напряжения, дополняющие устройства защиты рабочего источника питания. Последние при включенных устройствах АВР обеспечивают отключение рабочего источника питания со стороны приемников во всех случаях, когда питание приемников электроэнергией прекращается. Ко второй части относится автоматика включения, обеспечивающая автоматическое включение резервного источника питания при отключении выключателя рабочего источника.

Устройства АВР широко применяют на электростанциях, а также сетевых подстанциях, питающихся от двух и более линий или трансформаторов. На электростанция устройства АВР используют для включения резервных трансформаторов и линий собственных нужд.

2.5.2 Основные требования к схемам АВР

Все устройства АВР должны удовлетворять следующим основным требованиям:

1. Схема АВР должна приходить в действие в случае исчезновения напряжения на шинах потребителей по: любой причине, в том числе при аварийном, ошибочном или самопроизвольном отключении выключателей рабочего источника питания, а также при исчезновении напряжения на шинах, от которых осуществляется питание рабочего источника. Включение резервного источника питания иногда допускается также при КЗ на шинах потребителя. Однако очень часто схема АВР блокируется, например, при работе дуговой защиты в комплектных распредустройствах. При отключении от максимальной защиты трансформаторов питающих шины НН, работе АВР, предпочтительна работа АПВ. Поэтому на стороне НН (СН) понижающих трансформаторов подстанций принимается комбинация АПВ-АВР. При отключении трансформатора его защитой от внутренних повреждений,

работает АВР, а при отключении ввода его защитой – АПВ. Такое распределение предотвращает посадку напряжения, а иногда и повреждение секции, от которой осуществляется резервирование.

2. Для того чтобы уменьшить длительность перерыва питания потребителей, включение резервного источника питания должно производиться как возможно быстрее, сразу же после отключения рабочего источника.

3. Действие АВР должно быть однократным для того, чтобы не допускать нескольких включений резервного источника на неустранившееся КЗ.

4. Схема АВР не должна приходить в действие до отключения выключателя рабочего источника для того, чтобы избежать включения резервного источника на КЗ в неотключившемся рабочем источнике. Выполнение этого требования исключает также возможное в отдельных случаях несинхронное включение двух источников питания.

5. Для того чтобы схема АВР действовала при исчезновении напряжения на шинах, питающих рабочий источник, когда его выключатель остается включенным, схема АВР должна дополняться специальным пусковым органом минимального напряжения.

6. Для ускорения отключения резервного источника питания при его включении на не устранившееся КЗ должно предусматриваться ускорение действия защиты резервного источника после АВР. Это особенно важно в тех случаях, когда потребители, потерявшие питание, подключаются к другому источнику, несущему нагрузку. Быстрое отключение КЗ при этом необходимо, чтобы предотвратить нарушение нормальной работы потребителей, подключенных к резервному источнику питания. Ускоренная защита обычно действует по цепи ускорения без выдержки времени. В установках же собственных нужд, а также на подстанциях, питающих большое количество электродвигателей, ускорение осуществляется до 0.3-0,5сек. Такое замедление ускоренной защиты необходимо, чтобы предотвратить ее неправильное

срабатывание в случае кратковременного замыкания контактов токовых реле в момент включения

2.5.3 АВР линии

В распределительных сетях находят широкое применение АВР линии, которые обеспечивают резервирование потребителей, подключенных к линиям с двусторонним питанием, работающих в разомкнутом (условно-замкнутом) режиме. Автоматическое включение резерва необходимо во всех случаях, когда в наличии имеется резервный или дополнительный источник питания. Этим источником является дополнительная резервная линия. При аварийном отключении основного источника питания вся нагрузка подстанции, секции шин и т. д. переходит на дополнительную резервную линию.

Сетевые АВР представляют собой комплекс аппаратов, в который входят:

• само устройство АВР, переключающее питание сети на резервный источник путем включения выключателя пункта АВР, который отключен в нормальном режиме работы схемы;

• устройства, обеспечивающие при необходимости автоматическую перестройку релейной защиты перед изменением режима работы сети при АВР;

• устройство делительной автоматики минимального напряжения, которое предотвращает подачу напряжения от резервного источника на поврежденный рабочий источник питания (на рабочую линию, трансформатор и т. п.), а также на некоторые другие устройства

2.5.4 Принцип работы защиты

В качестве примера приведена принципиальная схема АВР двустороннего действия. Схема такого АВР приведена на рис. 2.

Устройство АВР двустороннего действия обеспечивает восстановление питания участков сети, расположенных слева и справа от подстанции В.

Пуск схемы АВР осуществляется контактами реле напряжения KV1 или KV2, подключенных к трансформаторам напряжения TV1 и TV2 соответственно.

В цепи обмотки реле времени КТ1 пускового органа АВР включены замыкающие контакты автоматических выключателей SF1 и SF2, благодаря чему предотвращается ложное срабатывание пускового органа в случае неисправности цепей напряжения,а также замыкающие контакты КУ3.1KV4.1 реле напряжения, контролирующие наличие напряжения со стороны резервного источника.

В схеме пускового органа схемы АВР предусмотрено второе реле времени КТ2 для возможности осуществления двух различных уставок по времени в случае отключения источников питания от подстанций А и Д.

Однократность действия рассматриваемой схемы АВР обеспечивается двухпозиционным реле переменного тока KQ типа РП-9. В нормальном режиме замкнуты контакты реле KQ. 1 и подготовлена цепь обмотки выходного промежуточного реле KL

После срабатывания этого реле, подающего команду на включение Q1, и замыкания контактов реле положения «Выключено» KQC.1, фиксирующего завершение процесса включения Q1, реле KQ срабатывает и переключает свои контакты, размыкая KQ.1 в цепи обмотки KL.

Возврат реле KQ и подготовка схемы АВР к новому действию осуществляются нажатием кнопки SB.Эту операцию выполняет персонал оперативно-выездной бригады, прибывающей на п/ст при поступлении сигнала о срабатывании АВР.

Действие сетевого АВР увязывается с АПВ линий, что обеспечивает наибольшую эффективность действия автоматики. Релейная защита в рассматриваемой сети должна выполняться с учетом возможности питания промежуточных подстанций как от одного, так и от другого источника.

2.6 Проектирование ВЛ

Воздушные линии электропередачи - конструкции для передачи электроэнергии на расстояние по проводам. Основными конструктивными элементами ВЛ являются провода, тросы, опоры, изоляторы и линейная арматура. Провода служат для передачи электроэнергии. В верхней части опор над проводами для защиты ВЛ от грозовых перенапряжений монтируют грозозащитные тросы. Опоры поддерживают провода и тросы на определенной высоте над уровнем земли или воды. Изоляторы изолируют провода от опоры. С помощью линейной арматуры провода закрепляются на изоляторах, а изоляторы на опорах. В некоторых случаях провода ВЛ с помощью изоляторов и линейной арматуры прикрепляются к кронштейнам инженерных сооружений.

Основным достоинством воздушных линий электропередачи является их относительная дешевизна по сравнению с кабельными. Также гораздо лучше ремонтопригодность (особенно в сравнении с бесколлекторными КЛ): не требуется проводить земляные работы для замены провода, ничем не затруднён визуальный осмотр состояния линии. Однако, у воздушных ЛЭП имеется ряд недостатков.

2.6.1 Выбор опор

Пролет промежуточных опор для напряжения ВЛ 35 кВтв основном 250м. Через каждые 3000-5000 метров – анкерная опора.

Таблица 11 - Технические данные опор.

ПС	Анкерная опора	Количество, шт	Промежуточная опора	Количество, шт
1	У35-1	6	ПБ 35-15	79
2	У35-1	4	ПБ 35-15	62
3	У35-1	2	ПБ 35-15	21
4	У35-1	3	ПБ 35-15	71
5	У35-1	5	ПБ 35-15	85
6	У35-1	3	ПБ 35-15	52
7	У35-1	10	ПБ 35-15	134
8	У35-1	2	ПБ 35-15	77
9	У35-1	4	ПБ 35-15	46
10	У35-1	5	ПБ 35-15	95

Таблица 12 – Технические данные опор.

Тип опоры	Гололед, м.	Пролет, м.	Высота		Масса, т.
			Н	Нт	
ПБ 35-15	15-20	250-200	20,5	14,5	0,25
У35-1	5-20	3000-5000	20,7	10,5	5,04

2.6.2 Выбор изоляторов

Тип изолятора выбирается по механической нагрузке с учетом коэффициента запаса прочности, который представляет собой отношение разрушающей электромеханической нагрузки к нормативной нагрузке на изолятор. Согласно ПУЭ, коэффициенты запаса прочности в режиме наибольшей нагрузки должны быть не менее 2,7.

В нормальных режимах поддерживающая гирлянда изоляторов воспринимает осевую нагрузку, состоящую из веса провода, гололеда и веса самой гирлянды.

Нагрузка для изоляторов поддерживающих гирлянд, считают по формулам 2.23 и 2.24.

$2{,}7 \times (Gr + Gи) \leq Gэм$, Н(2.23)

Где Gг – нагрузка на изолятор от веса провода, покрытого гололедом.

Gи – нагрузка на изолятор от веса гирлянды,

$Gг = y7 \times F \times l_{вес}$,Н(2.24)

Где lвес– длина весового пролета, м;

F – общее фактическое сечение провода, мм2;

Gи – нагрузка на изолятор от веса гирлянды, Н;

Gп – нагрузка на изолятор от веса провода, Н.

$2{,}7^{\times}$ $(4{,}6^{\times}10^{-3^{\times}}228{,}1^{\times}250+50)=281$Н.

Выбирается изолятор с такой разрушающей электромеханической нагрузкой, чтобы выполнялись условия (2.25). Выбирается изолятор ПС 70 с

разрушающей электромеханической нагрузкой 7000 Н. Следовательно условия выполняются:

281Н<7000 Н.

143,5Н<7000 Н.

113,4<7000 Н.

Определяется число изоляторов в поддерживающей гирлянде по формуле

$$n \geq \frac{\lambda_{эф} \times U_{наиб}}{l_{эф}}$$,шт(2.25)

где $\lambda_{эф}$ – нормированная удельная эффективная длина пути утечки.

Для степени загрязненности атмосферы I категории $\lambda_{эф}$=16 мм/кВ

$U_{наиб}$=1,15×Uном,кВ (2.26)

$$l_{эф} = \frac{l_{ут}}{k}$$,мм (2.27)

где $l_{ут}$ - длина утечки, мм. $l_{ут}$=303мм;

$l_{эф}$ – эффективная длина пути утечки, мм;

k – поправочный коэффициент.

$$k = 1 + 0{,}5\left(\frac{l_{ут}}{D} - 1\right)$$,(2.28)

где D – диаметр тарелки изолятора, мм. D=255 мм;

$l_{ут}$ - длина утечки, мм. $l_{ут}$=303мм.

$$k = 1 + 0{,}5\left(\frac{303}{255} - 1\right) = 1{,}09.$$

$$l_{эф} = \frac{303}{1.09} = 277{,}98$$ мм.

$$n \geq \frac{13 \times 110 \times 1.09}{277{,}98} = 5{,}6 \text{ шт.}$$

Полученное значение округляется до 6 и увеличивается на один.

В итоге число изоляторов в поддерживающей гирлянде равно 7.

Таблица 13 – Технические данные изолятора ПС-70Е.

Минимальная механическая разрушающая нагрузка, кН, не менее	Строительная высота, мм	Длина утечки, мм, не менее	Выдерживаемое напряжение, кВ		Пробивное напряжение, кВ	Масса, кг, не более
			в сухом сост.	под дождем		
70	127	303	70	40	100	3,4

2.6.3 Выбор арматуры

Линейная арматура предназначена для крепления изоляторов к траверсе опоры и для крепления провода к изоляторам. Для крепления провода к гирлянде применяются поддерживающие глухие зажимы типа ПГ и ушки типа У1. Для крепления гирлянды к траверсам используются узлы типа КГП и серьги типа СРС.

Расчет арматуры производится по методу разрушающих нагрузок.

Определяем максимальную нагрузку на арматуру от веса провода:

$G_{п} = \gamma \times F \times l$, Дан (2.29)

где γ - нагрузка от собственного веса провода, кг/мм^2;

F – сечение провода, мм;

l – пролет, м.

Нагрузка от собственного веса провода определяется по формуле:

$\gamma = \frac{p}{Fa}$,кг/мм^2(2.30)

где p – вес провода, кг/км;

Fa – сечение алюминиевой части, мм^2.

АС 240/32:

$\gamma = \frac{0,921}{244} = 3,8 \times 10^{-3} \frac{кг}{мм^2}$.

$G_{п} = 3,8 \times 10^{-3} \times 275,7 \times 250 + 50 = 311,9$ даН.

АС 185/43: $\gamma = \frac{0,846}{185} = 4,6 \times 10^{-3} \frac{кг}{мм^2}$.

$$G_{п} = 4{,}6 \times 10^{-3} \times 228{,}1 \times 250 + 50 = 281 \text{ даН}.$$

АС 95/16:

$$\gamma = \frac{0{,}385}{95{,}4} = 4 \times 10^{-3} \text{кг/мм}^2.$$

$$G_{п} = 4 \times 10^{-3} \times 111{,}3 \times 210 + 50 = 143{,}5 \text{ даН}.$$

АС 70/11:

$$\gamma = \frac{276}{68} = 4{,}1 \times 10^{-3} \text{кг/мм}^2.$$

$$G_{п} = 4{,}1 \times 10^{-3} \times 79{,}3 \times 200 + 50 = 113{,}4 \text{ даН}.$$

Принимаем узел крепления КГП-7-2В ко всем опорам и проверяем его по выражению:

$$2.5 \times (G_{и} + G_{п}) \leq G_{н}$$

АС 240/32: $2.5 \times (3{,}4 + 311{,}9) \leq 7000$

$$788{,}3 \text{ даН} \leq 7 \text{ даН} \times 10^3$$

АС 185/43: $2.5 \times (3{,}4 + 281) \leq 7000$

$$711 \text{ даН} \leq 7 \text{ даН} \times 10^3$$

АС 70/11: $2.5 \times (3{,}4 + 143{,}5) \leq 7000$

$$113{,}4 \text{ даН} \leq 7 \text{даН} \times 10^3$$

АС 95/16: $2.5 \times (3{,}4 + 113{,}4) \leq 7000$

$$0{,}4 \text{ даН} \times 10^3 \leq 7 \text{даН} \times 10^3$$

Данный узел крепления подходит ко всем проводам.

Таблица 14 - Технические характеристики узла КГП-7-2В.

Тип узла	Размеры				Миним. разрушающая нагрузка, да Н $\cdot 10^3$	Вес, кг
	H	L	D	d		
КГП-7-2В	96	80	16	17	7	0,7

1) Выбор сцепной арматуры

Сцепная арматура служит для соединения элементов подвесок и крепления их к опорам ВЛ и по конструктивному выполнению подразделяется

на следующие виды: соединительные серьги, ушки и скобы, узлы крепления, промежуточные звенья и коромысла которые служат для соединения изоляторов в гирлянды и для их крепления к траверсам опор.

Таблица 15 Технические характеристики СРС-7-16 А

Тип	Размеры						Миним. разрушающая нагрузка, кН	Вес, кг
	D	d	D_1	b	H	H_1		
СРС-7-16А	17	17	23	14	91,4	55,1	70	0,26

Таблица 16 - Технические характеристики сцепной арматуры «ушко»

Тип	Размеры мм							Миним. разрушающая нагрузка, да Н 10^3	Вес, кг
	D	b	B_1	B_2	D_1	H	H_1		
У1-7-16	17	16	52	58	19,2	96,5	123	7	0,67
У1-12-16	23	22	56	62	19,2	102	140	12	1,05

2) Выбор поддерживающей арматуры

Поддерживающие зажимы предназначены для подвески и закрепления проводов воздушных линий электропередачи и грозозащитных тросов к поддерживающим гирляндам на промежуточных опорах, а также для крепления грозозащитных тросов непосредственно к промежуточным опорам. Зажимы выпускаются типов ПГ, ПГН, ПГУ.

Таблица 17 - Технические характеристики ПГН

Тип	Размеры мм				Диаметр проводов и канатов	Миним. разрушающая нагрузка, даН 10^3	Вес, кг
	L	H	A	d			
ПГН-2-6	192	93	17	16	9,2-12,6	2,5	0,7
ПГН-3-5	220	99	20	16	13,5-19,6	2,5	1,1
ПГН-5-6	290	436	17	16	21,6-33,2	6	5,0

3) Выбор защитной арматуры:

Защитная арматура предназначена для защиты изолирующих подвесок, изоляторов, проводов, грозозащитных тросов от электрических и механических повреждений. К защитной арматуре относятся: кольца и экраны защитные; узлы крепления экранов; рога разрядные; гасители вибрации; балласты; муфты предохранительные и защитные распорки.

Гасители вибрации устанавливаются на проводах и тросах линий электропередачи для защиты проводов от вибрации и предупреждения их повреждения от усталости, вызываемой вибрацией. Выбираем гасители вибрации типа ГПГ для защиты проводов от вибрации и предупреждения их о повреждения от усталости вызываемой вибрацией.

Таблица 18 - Технические характеристики

Тип	Размеры, мм.				Диаметр провода, мм.	Вес, кг.
	d	2R	L	H		
ГПГ-1,6-13-350/13	13	10	350	124	11,0-14,0	4,54
ГПГ-1,6-13-400/20	13	13	400	135	17,0-20,0	4,64
ГПГ-1,6-11-450/23	11	23	450	93	20,1-26,0	4,51

4) Выбор натяжной арматуры:

Натяжная линейная арматура, предназначенная для обеспечения несущего крепление провода, молниезащитного троса, к натяжной подвеске и воспринимающая нагрузки от их тяжения.

Натяжные зажимы для проводов и тросов линий электропередачи предназначены для удержания и захвата проводов и тросов с целью закрепления их натяжным подвескам на анкерно-угловых опорах. Конструкция зажимов должна обеспечивать надежность электрического контакта, удобство монтажа зажима, а также возможность контроля качества монтажа.

Таблица 19 - Технические характеристики зажима НБ

Провода по ГОСТ 839–80	Минимальная разрушающая нагрузка, даНх10^3	Вес, кг	Провода по ГОСТ 839–80
НБ-2-6А	АС 70/11–АС 120/19	5,7	1,1
НБ-3-6Б	АС 150/24- АС 240/39	5,7	1,67

2.7 Расчёт заземляющих устройств

Понятие о сопротивлении заземляющего устройства опоры ВЛ току молнии. Заземляющим устройством называется конструкция из электропроводящих материалов, которая служит для отвода тока в землю. Ее

основными конструктивными элементами являются заземлители и заземляющие проводники. Заземлителем называется проводник (электрод) или совокупность металлических соединенных между собой проводников (электродов), находящихся в соприкосновении с землей.

Заземляющим проводником называется проводник, соединяющий заземляемые части с заземлителем.

Основная функция, которую выполняет заземляющее устройство опоры ВЛ — отвод в землю тока молнии, т. е. уменьшение возможности (вероятности) обратных перекрытий при ударе молнии в опору и грозозащитный трос.

Определяем сопротивление уголков по формуле 2.30

$$R_B = \frac{0{,}366 \times \rho_{\text{расч}} (\lg \frac{2{,}1l}{d} + 0{,}5 \lg \frac{4h_{cp}+l}{4h_{cp}-l})}{l}, \text{Ом} \qquad (2.30)$$

где $\rho_{\text{расч}}$ – расчетное сопротивление грунта, Ом·м;

d - ширина полки, м;

h_{cp} – глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины трубы или стержня, м;

l - длина электрода, м.

$$R_B = \frac{0{,}366 \times 125 (\lg \frac{2{,}1 \times 3}{0{,}05} + 0{,}5 \lg \frac{4 \times 2{,}2 + 3}{4 \times 2{,}2 - 3})}{3} = \frac{45{,}75(2{,}1 + 0{,}5 \times 0{,}31)}{3} =$$

$$= 45{,}75 \times \frac{2{,}26}{3} = 34{,}47 \text{ Ом.}$$

$$R_{\text{зу}} \leq \frac{250}{I_з}, \text{Ом} \qquad (2.31)$$

где $R_{\text{зу}}$ – сопротивление заземляющего устройства, Ом;

$I_з$ – расчетный ток замыкания на землю, А.

$$R_{зу} \leq \frac{250}{132} = 1{,}89 \text{ Ом.}$$

$$I_з = \frac{V_{лэп} \times 35 \times L_{вл}}{350}, \quad (2.32)$$

где $V_{лэп}$ – номинальное линейное напряжение сети, кВ;

$L_{вл}$ – длина воздушных электрически связанных линий, км.

$$I_з = \frac{110 \times 35 \times 12}{350} = 132 \text{ А}.$$

Так как сопротивление грунта больше 100 Ом$^{\times}$м и ток замыкания на землю меньше 500А принимаем поправочный коэфициент

$$R_{зу} \leq 1{,}89 \frac{150}{100} = 2{,}36 \text{ Ом.}$$

Определяем теоретическое число уголков по формуле 2.33

$$n_т = \frac{R_в}{r_з}, \text{шт} \quad (2.33)$$

где $r_з$ – сопротивление заземления, Ом.

$$n_т = \frac{34{,}47}{2{,}36} = 15 \text{шт.}$$

Расчетное сопротивление полосы связи определяем по формуле 2.34

$$R_г = \frac{0{,}366 \times \rho_{расч} \times \lg\left[\frac{2l^2}{(d \times h)}\right]}{l}, \text{Ом} \quad (2.34)$$

где h - глубина заложения заземлителя, м;

l - длина заземлителя, м;

d - ширина полосы прямоугольного сечения, м.

$$R_г = \frac{0{,}366 \times 743{,}75 \times \lg\left[\frac{2 \times 45^2}{(0{,}04 \times 0{,}7)}\right]}{45} = \frac{272{,}21 \times lg[\frac{2 \times 2025}{0{,}028}]}{45} = 32{,}22 \text{ Ом.}$$

Расчетное сопротивление грунта определяем по формуле 2.35

$$\rho_{\text{расч}} = k_c \times k_1 \times \rho = 3{,}5 \times 1{,}7 \times 125 = 743{,}75 \text{ Ом} \times \text{м}. \quad (2.35)$$

$k_c = 3{,}5; k_1 = 1{,}7$

где k_c – коэффициент сезонности для электродов;

k_1 –коэффициент к значениям удельного сопротивления земли учитывающие её состояния во время измерения;

ρ –сопротивление грунта, Ом× м.

Расстояние между уголками определяем по формуле 2.36

$$a = \frac{l}{n_г}, \text{м} \quad (2.36)$$

где $n_г$ – коэффициент экранирования горизонтальных заземлителей.

$A = \frac{45}{15} = 3$ м.

При n=15 и a/l=3/3=1$\eta_в = 0{,}55 \eta_г = 0{,}35$ и определяем действительное число уголков по формуле 2.37

$$n_д = \frac{R_в \eta_г \left[\frac{1}{(r_з \times \eta_г)} - \frac{1}{R_г}\right]}{\eta_в}, \text{шт} \quad (2.37)$$

где $\eta_в$ – коэффициент экранирования вертикальных заземлителей.

$$N_д = \frac{34{,}47 \times 0{,}35 \left[\frac{1}{3{,}41 \times 0{,}35} - \frac{1}{32{,}22}\right]}{0{,}55} = \frac{16{,}96 \times [0{,}82 - 0{,}03]}{0{,}55} = 24 \text{ шт.}$$

Принимаем к монтажу 24 уголков и выполняем проверочный расчет по формуле 2.38: при n=17; a=45/24=1,88 м; a/l=1,88/3=0,63;$n_в = 0{,}48; n_г = 0{,}35$

$$r_{\text{расч}} = \frac{R_в R_г}{(R_г n n_в + R_в n_г)}, \text{Ом} \quad (2.38)$$

где $\eta_в$ – коэффициент экранирования вертикальных заземлителей.

$$r_{расч} = \frac{34{,}47 \times 32{,}22}{(32{,}22 \times 24 \times 0{,}48 + 34{,}47 \times 0{,}35)} = \frac{1111}{(317{,}17 + 12{,}06)} = 2{,}89 < 10 \text{ Ом}.$$

Следовательно ЗУ эффективно.

2.8 Защита от атмосферных перенапряжений и грозозащита

Атмосферное перенапряжение— одна из основных причин повреждений и аварийных отключений. Это объясняется значительной протяженностью и малым экранированием воздушных линий

Перенапряжения, возникающие в элементах электроустановок в результате прямого удара молнии и при набегании воли перенапряжений не только приводят к повреждениям оборудования и перерывам электроснабжения, но и представляют значительную опасность для люден и животных, особенно в электроустановках низкого напряжения. Поэтому правильный выбор защитных устройств от атмосферных перенапряжений — весьма важная задача от решения которой в значительной мере зависят целостность оборудования, надежность электроснабжения потребителей и безопасность людей и животных. Выбранный вариант грозозащиты должен быть наиболее совершенным как в техническом, так и в экономическом отношении.

2.8.1 Расчет молниеотводов

Для защиты от пряных ударов молнии служат стержневые и тросовые молниеотводы Стержневые молниеотводы для защиты сосредоточенных объектов (открытые распределительные устройства станций и подстанций, отдельные сооружения), Защитные свойства стержневого молниеотводе характеризуют зоной зашиты,под которой понимают пространство вокруг молниеотвода, где поражение защищаемого объекта атмосферным разрядом маловероятно.

Из исходных данных имеем радиус защиты молниеотвода $r_x = 17$ м, высота защищаемого объекта $h_x = 4$ м.

Определяем полную высоту молниеотводам по формуле 2.39

$$r_x = \frac{1{,}6h \times (h - h_x)}{(h + h_x)}, \text{м} \qquad (2.39)$$

где r_x – радиус защиты молниеотвода, м;

h_x – высота защищаемого объекта, м.

$$17 = \frac{1{,}6h \times (h - 10)}{(h + 10)};$$

$$17h + 68 = 1{,}6h^2 - 16h$$

$$1{,}6h^2 - 44h - 68 = 0.$$

$$h = \frac{33 \pm \sqrt{33^2 + 435{,}2}}{3{,}2} = \frac{33 \pm 39}{3{,}2} = 22{,}5 \text{ м}.$$

Проверяем радиус защиты для обьекта

$$r_x = \frac{1{,}6 \times 22{,}5 \times (22{,}5 - 10)}{(22{,}5 + 10)} = 13{,}8 \text{ м}.$$

2.8.2 Выбор грозозащитных тросов

Грозозащитный трос - это элемент ВЛ, предназначенный для защиты ВЛ от прямых ударов молнии. Трос заземляется или изолируется от тела опоры (земли) и располагается над проводами фаз, полюсов. В качестве грозозащитных тросов на ВЛ применяются стальные канаты.

Таблица 20 - Технические характеристики САС

Диаметр каната, мм	Площадь сечения всего	Число и диаметр	Разрывное усилие каната в	Маркировочная группа, Н/	Ориентировочная масса 1 км смазанного

	каната, мм^2	проволок мм^2	целом, Н	мм^2	каната, кг
11	72,95	1Ч2,4+6Ч2,2	96100	1470	627,4

2.8.3 Выбор вентильных разрядников

Вентильные разрядники являются другой разновидностью искровых промежутков, отличающихся слабой неоднородностью электрического поля и нелинейным резистором для гашения дуги. Защитная функция вентильным разрядником выполняется так же, как и простым искровым промежутком, но в связи с однородностью электрического поля вольтсекундная характеристика разрядника существенно лучше, чем у трубчатого, и меньше статистический разброс пробивных напряжений. Отключение возникшего короткого замыкания производится с помощью нелинейного резистора, включенного последовательно с искровым промежутком; сопротивление этого резистора велико при рабочем напряжении и резко снижается при повышенном напряжении.

Принимаем разрядник РВС-35, и производим проверку по напряжению:

$$U_{н} = U_{р}, кВ \quad (2.40)$$

где $U_{р}$ – класс напряжения разрядника, кВ;

$U_{н}$–номинальное напряжение, кВ.

$$110 кВ = 110 кВ.$$

Данный разрядник подходит для установки

Таблица 21 – Технические данные разрядника РВС-35

Номинальное напряжение, кВ	Пробивное напряжение при частоте 50 Гц в сухом состоянии и под дождем, кВ		Импульсное пробивное напряжение при предразрядном времени от 2 до 20 мкс, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Ток проводимости при выпрямленном напряжении, равном номинальному напряжению, мкА.
	не менее	не более			
35	200	250	285	5	0,6

3. Технологическая часть

3.1 Ремонт молниезащитного троса

Ремонт молниезащитного троса 35 кВ. Молние защитный трос может разрушаться под воздействием различных электрических и механических воздействий. Канаты могут не выдерживать воздействий мощной тепловой нагрузки возникающей при протекании тока молнии. В результате попадании молнии через защитный трос пройдет очень сильный ток короткого замыкания, в результате чего изменяются механические свойства троса.

Тросы подвергаются комплексному постоянному воздействию эксплуатационных нагрузок, в том числе: воздействие токов молнии, пляска проводов, сезонное образование гололеда, наличие набросов, перегоревших проволок. Происходит преждевременная усталость металла вследствие вибрации при значительных пролетах тросового токоприемника. Эти и другие факторы ведут к значительным провисаниям троса, обрывам отдельных проволок в канате, расплетениям проволок в конструкции каната на критическую длину с замыканием на токопроводящие провода.

Встречаются естественные причины износа (коррозия) и структурные повреждения, которые иногда можно отнести и к банальному браку. Хотя для того, чтобы избежать подобного рода неприятностей, необходимо обращать внимание на всевозможные повреждения каната, как на первичные, так и на те, что появились в процессе использования. Примером таких повреждений является отслоение верхнего слоя проволоки. Причинами этого может быть не только брак в изделии, но и неправильное растяжение или натяжение каната, а также эксплуатация его с лишней нагрузкой либо неправильным ее распределением.

Обрывы молниезащитных тросов приводят к снижению надежности ВЛ и большим материальным затратам на аварийно - восстановительные и плановые работы.

3.2 Последовательность операций при ремонте молниезащитного троса

1) Получение наряда и разрешения на подготовку рабочего места и допуск.

2) Проверка отсутствия напряжения и установка переносного заземления на три фазы одноцепной линии или на все фазы обеих цепок двухцепной линии на опорах 1 и 4. Молниезащитный трос также заземлить на опорах 1 и 4.

3) На опорах 2 и 3, с которых будет сниматься молниезщатиных трос, произвести установку бесконечных канатов.

4) Поднять вспомогательные канаты на опоры 2 и 3 по бесконечным канатам и закрепить верхними концами за верх тросостоек опор 2 и 3, а нижние концы – на землю за металлические ломики (анкера)

5) Поднять блок и тяговый канат по бесконечному канату на опору 2. Блок подвесить на тросостойке. Пропустить через него верхний конец каната и закрепить за молниезащитный трос. Подать второй конец на механизм.

6) С помощью механизма создать слабину в узле крепления между молниезащитным тросом и тросостойкой. Отсоединить молниезащитный трос от тросостойки и механизмом по вспомогательному канату опустить его на землю. Отсоединить тяговый канат от механизма.

7) На молниезащитный трос установить два натяжных монтажных зажима. По обеим сторонам от места повреждения троса к зажимам прикрепить блоки полиспаста, а ходовой конец каната полиспаста прикрепить к механизму.

8) Ходом механизма стянуть блоки полиспаста, снимая тяжение с поврежденного участка троса.

9) На трос по обе стороны от вырезаемого участка установить переносные заземление

10) Изготовить вставку для замены поврежденного участка троса, вырезать поврежденный участок троса, установить новую вставку с прессовкой двух соединителей прессом.

11) Снять тяжение с полиспаста, заземления с трос, блоки полиспаста отсоединить от натяжных монтажных зажимов, снять монтажные зажимы.

12) Молниезащитный трос поднять и присоединить поочередно к тросостойкам опоры 2 и 3 с помощью механизма и вспомогательных канатов

13) Снять все приспособления и заземления с опор

14) Оформить окончание работ

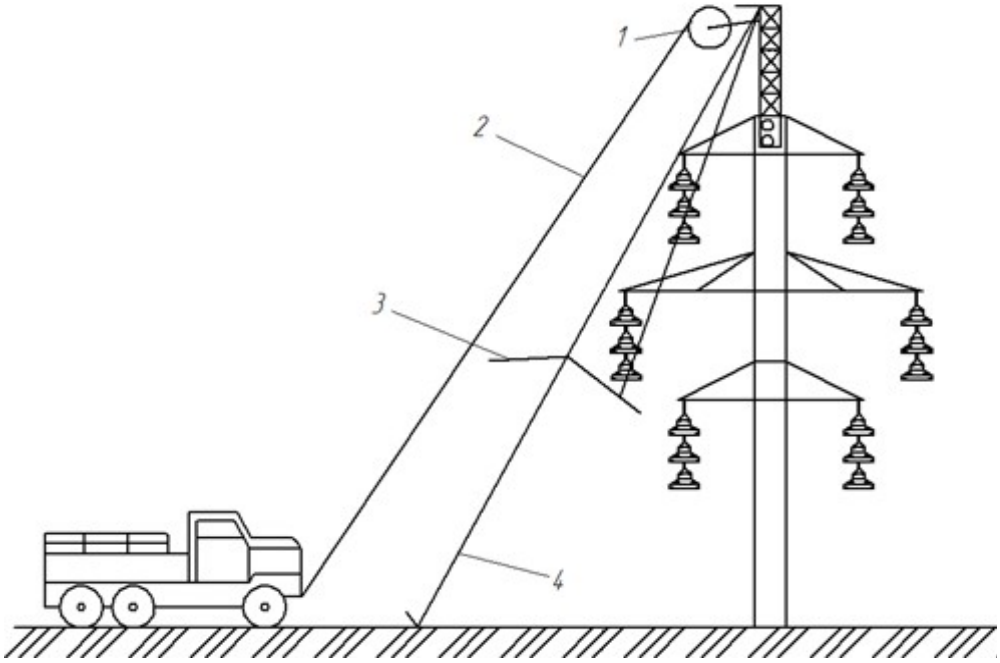


Рисунок 3. Опускание и подъем молниезащитного тросса на опору: 1 – блок; 2 - тяговый канат; 3 - молниезащитный трос; 4 - вспомогательный канат

Таблица 22- Состав бригады при ремонте молниезащитного троса с опусканием его на землю на одноцепных и двухцепных промежуточных опорах ВЛ 35-220 кВ.

Состав звена	Группа эл.безопасности	Разряд	Кол-во человек	Всего человек
Мастер	5	5	1	5
Электромонтёр	4	4	1	
Электромонтёр	3	3	2	
Водитель	2		1	

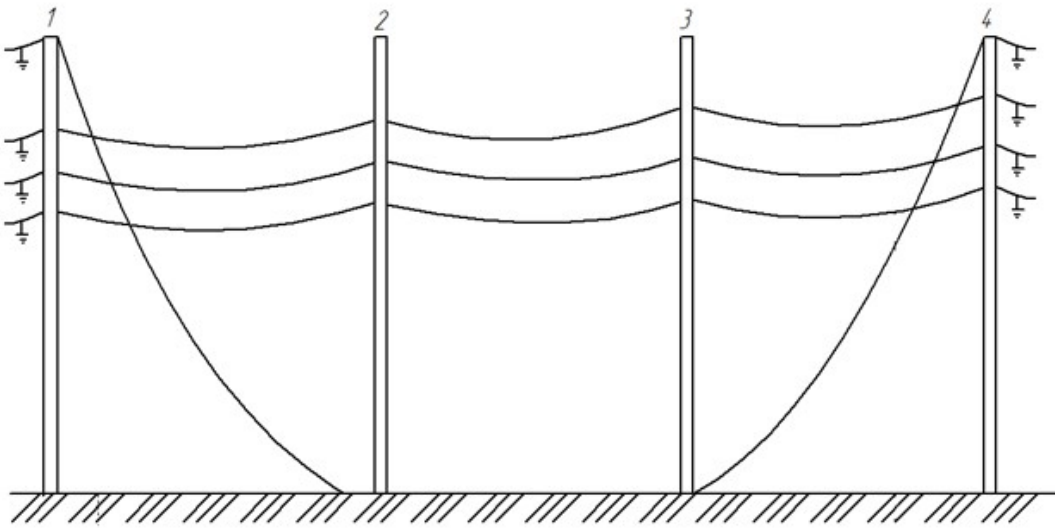


Рисунок 4. Схема наложения заземлений

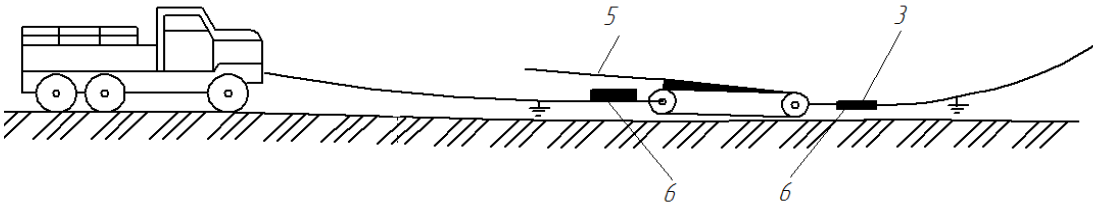


Рисунок 5. Схема снятия тяжения с поврежденного тросса 4 - молниезащитный трос; 5 – полиспаст; 6 - монтажный зажим

Таблица 23– Средства защиты

Средства защиты	Количество, шт. (пар), компл.,
Переносное заземление для ВЛ 35-220	2-4компл
Указатель напряжения	2шт
Переносное заземление для молниезащитного троса	4компл
Предохранительный пояс	4шт
Защитная каска	5шт
Диэлектрические перчатки	2пары
Аптечка бригадная	1комп

Таблица 24 – Комплектующие изделия и материалы

Комплектующие изделия и материалы	Количество, шт., длина, м.
Молниезащитный трос	10м
Прессуемый соединитель	2шт

Таблица 25 – Приспособления, инструменты, инвентарь

Приспособления, инструменты, инвентарь	Количество, шт., компл., кус.
Стальной (тяговый) канат диаметром 10 мм (70 м)	2шт
Стальной (вспомогательный) канат диаметром 10 мм (40 м)	2шт
Бесконечный канат	4компл
Полиспаст грузоподъемностью 3 кг	1шт
Монтажный натяжной зажим	2шт
Блок однороликовый грузоподъемностью 1 кг	2шт
Лом (анкер)	6шт
Кувалда массой 2кг	2шт
Гидравлический пресс	1шт
Ножовка или тросоруб	1шт
Бачок с питьевой водой	1шт

Молниезащитный трос необходимо заземлить при производстве всех видов работ на нем, невзирая на то, что работа производится на отключенной линии и все три фазы заземлены, так как на трос может наводится потенциал от ВЛ, находящихся под напряжением и проходящих вблизи линии, на который прозводится работа.

Производить ремонт молниезащитного троса можно при отсутствии дефектов на тросостойках, изолирующих подвесках, арматуре, препятствующих выполнению данной работы. Перед началом работы производитель работ должен убедиться в исправности механизма, инструмента, приспособлений, такелажа и защитных средств, обратив особое внимание на строки их испытаний.

4. Экономическая часть

4.1 Затраты на материалы и оборудование при возведении ВЛ

Определяем затраты на оборудование и материалы путем экономического подсчета, из чего складывается оценка экономичности проектных решений. Все элементы воздушной линии заносятся в таблицу и составляется спецификация на оборудование и материалы.

Таблица 26- Спецификация на материалы и оборудование

Тип оборудования	Кол-во, шт.	Цена за единицу,руб.	Общая стоимость, руб.
ТРДН-32000/35	2	18880 000	37760 000
ТДН-25000/35	1	17500 000	17500 000
ТДН-21000/35	2	14000 000	28000 000
ТДН-16000/35	1	6000 000	6 000 000
ТДН-10000/100	2	4000 000	8 000 000
ТМН-6300/35	2	20000 000	40000 000
АС 95/16	123 км	72040 руб/км	88609920
АС 70/11	150 км	51640 руб/км	7746000
АС 185/43	192км	113210руб/км	21736320
АС 240/32	78 км	181496руб/км	14156688
ВЭБ-35-40/2000УХЛ1	10 шт.	4778300	47 783 000
РГ-35/1000	10 шт.	64020	640 200
НКФ-35-58	2 шт.	240000	480 000
ПС-70Е	15414 шт.	390	6011 460
КГП-7-2В	2574 шт.	176	453 024
СРС-7-16А	2574 шт.	73	187 902
У1-7-16	1389 шт.	140	194 460
У1-12-16	1060 шт.	170	180 200
ПГН-2-6	1152 шт.	184	211 968
ПГН-3-5	967 шт.	190	183 730
ПГН-5-6	185 шт.	816	150 960
ГПГ-1,6-13-350/13	1616 шт.	420	678 720
ГПГ-1,6-13-400/20	2162 шт.	534	1154 508
ГПГ-1,6-11-450/23	342 шт.	458	156 636
НБ-2-6А	65 шт.	226	14 690
НБ-3-6Б	130 шт.	235	30 550
Опора ПБ35-15	734 шт.	210240	154316160
Опора У35-1	44 шт.	460600	20266400
РВС-35	10шт.	44 000	440 000
ИТОГО:	499087496 руб.		

4.2 Калькуляция трудовых затрат

Также проводим калькуляцию трудовых затрат на выполнение. В таблицу входит описание состава бригады и трудозатраты.

Таблица 27 –Калькуляция трудовых затрат

Основание норм	Состав работы	Состав бригады		Ед. изм.	Объем	Трудозатраты	
		Профессия и разряд	К-во чел.			норма врем. на един., чел.-ч	на весь объем, чел.- дней
ЕНиР, сборник 23, § 23-3-6, табл. 1,2. Установка фундаментов из сборных железобетонных конструкций ВЛ напряжением до 750 кВ	Установка фундаментов из сборных железобетонных конструкций ВЛ напряжением до 750 кВ а) Электролинейщик б) Машинисты	Электролинейщ. VIр. IV р. II р. Машинист крана VI р.	1 1 2 1	шт	803	0,15	120,45
ЕНиР, сборник 23, § 23-3-7, табл. 1,2. Сборка железобетонных опор	Сборка железобетонных опор а) Электролинейщик б) Машинисты	Электролинейщ. VIр. III р. Машинист крана VI р.	1 3 1	опора	734	0,55	403,7
ЕНиР, сборник 23, § 23-3-8, табл. 1,2. Сборка при помощи крана стальных опор ВЛ напряжением до 750 кВ.	Сборка при помощи крана стальных опор ВЛ напряжением до 750 кВ. а) Электролинейщик б) Машинисты	Электролинейщ. VIр. V р. IV р. III р. IIр. Машинист крана VI р.	1 1 4 4 2 1	опора	69	0,28	19,32
ЕНиР, сборник 23, § 23-3-10, табл. 1,2. Установка железобетонных опор на фундаменты	Установка железобетонных опор на фундаменты а) Электролинейщик б) Машинисты	Электролинейщ. VIр. IV р. III р. Машинист крана VI р.	1 1 2 1	опора	734	0,63	462,42
ЕНиР, сборник 23, § 23-3-11, табл. 1,2. Установка стальных опор на фундаменты	Установка стальных опор на фундаменты а) Электролинейщик б) Машинисты в) Трактористы	Электролинейщ. VIр. IV р. III р. Машинист крана VI р. Тракторист VI р.	1 1 3 1 1	опора	69	3,3	227,7
ЕНиР, сборник 23, § 23-3-15, табл. 1,2. Монтаж проводов и грозозащитных тросов	Монтаж проводов а) Электролинейщик б) Машинисты	Электролинейщ. VIр. V р. IV р. III р. Машинист крана VI р.	1 1 2 5 1	км	164	5,4	885,6
ЕНиР, сборник 23, § 23-3-15,	Монтаж грозозащитных	Электролинейщ. VIр.	1	км	164	2,2	360,8

табл. 1,3. Монтаж проводов и грозозащитных тросов	тросов а) Электролинейщик						
ЕНиР, сборник 23, § 23-3-16, табл. 1,3. Сборка изолирующих подвесок	Сборка изоляторов в гирлянды а) Электролинейщик	Электролинейщ. IV р. III р.	1 1	гирлянда	2616	0,51	1334,16
ЕНиР, сборник 23, § 23-3-17, табл. 1,2. Раскатка и подъем проводов и грозозащитных тросов на промежуточные опоры	Раскатка проводов и горозащитных тросов трактором а) Электролинейщик б) Машинисты	Электролинейщ. Vр. IV р. III р. Машинист крана VI р.	1 2 4 1	км	164	1,1	180,4
ЕНиР, сборник 23, § 23-3-19, табл. 1,2. Соединение проводов и грозозащитных тросов опрессованием	Соединение проводов и грозозащитных тросов опрессованием а) Электролинейщик	Электролинейщ. Vр. III р.	1 1	км	164	2,5	410

Таблица 28 –Заработная платаисполнителям операций

Профессия	Разряд	Кол-во, чел.	Зарплата, руб.
Электролинейщик (бригадир)	6	1	47 500
Электролинейщик	5	1	42260
Электролинейщик	4	4	35900
Электролинейщик	3	5	32380
Электролинейщик	2	3	22670
Машинист крана	6	1	38250
Машинист трактора	5	1	32150

5. Безопасность и экологичность проектных решений

5.1 Охрана труда при измерении сопротивления заземляющих устройств опор ВЛ

В процессе работы ВЛ сопротивления заземлений опор и их элементов могут изменить (увеличить) свою величину, что может повлечь угрозу жизни для находящихся рядом с ВЛ людей. Сопротивление заземлений опор и их элементов зависит от изменения сечений заземлителей (коррозия), увеличения удельных сопротивлений грунта (высыхание, замерзание), механического повреждения заземлителей и обрыва заземляющих проводников (пахота, продавливание грунта механизмами). Поэтому заземляющие устройства периодически проверяют внешним осмотром и измерением значений их сопротивлений.

Работы по измерению сопротивления заземляющих устройств опор ВЛ относятся к категории работ, приводящихся вне территории электроустановок, вдали от напряжения. Проводимые с использованием передвижной испытательной установки данные работы должны выполняться по наряду. Допуск к испытаниям осуществляет ответственный руководитель работ или, если он не назначен, производитель работ.

Приборы, которыми ведутся измерения, обычно маломощны и имеют невысокое напряжение на выходе, не представляя, таким образом, источника повышенной опасности. Однако не следует забывать о целом ряде опасных ситуаций, при которых человек, производящий измерения, может попасть под высокое напряжение. Это связано прежде всего с особенностью схемы измерения, которая состоит в том, что к прибору, около которого находится человек, сходятся провода от измеряемого заземлителя и из зоны нулевого потенциала. Человек, касающийся одновременно одного и другого проводов в момент короткого замыкания на линии попадает под полное напряжение заземляющего устройства, которое в несколько раз выше, чем напряжение при

прикосновении непосредственно к опоре. Напряжение на заземляющем устройстве опоры может возникать не только в аварийных, но и в нормальных ситуациях.

При измерениях персонал, производящий измерения, должен работать в диэлектрических ботах, диэлектрических перчатках, пользоваться инструментом с изолированными ручками. Забивать электроды в землю необходимо исправным молотком (ударная часть без сколов и трещин, рукоять без повреждений) только в рукавицах.

При сборке измерительных схем следует соблюдать последовательность соединения проводов токов и потенциальной цепи. Сначала присоединять провод к вспомогательному электроду (токовому, потенциальному) и лишь затем к соответствующему измерительному прибору.

На линиях напряжением до 1 кВ сети с глухозаземленнойнейтралью при нормальном режиме работы на повторных заземлителях нулевого провода возникают напряжения при несимметричной нагрузке по фазам или использовании земли в качестве обратного провода. В большинстве случаев значения этих напряжений составляют доли вольта, но иногда могут превышать предел ощущения, т. е. воздействовать на человека. При замыкании фазы на корпус на измеряемых заземлителях метут возникать десятки вольт по отношению к нулевой зоне. Такие напряжения метут вызывать судорожное сжатие мышц, что влечет за собой серьезную электротравму.

На линии напряжением выше 1 кВ сети с изолированной нейтралью (3 — 35 кВ) опасность представляет длительное замыкание на землю. Такое замыкание не отключается релейной защитой и вызывает длительное прохождение тока через заземлитель. Если этот заземлитель рассчитан или выполнен неверно, то в процессе протекания тока его сопротивление может возрастать за счет высыхания грунта вокруг заземлителя, но ток при этом не уменьшается. Это означает постоянное увеличение напряжения, значение которого может составить сотни вольт. Особенно опасна ситуация, когда

после нескольких часов протекания тока напряжение с линии снимается, но затем линия включается повторно. К этому времени слой грунта вокруг заземлителя и слой бетона вокруг арматуры железобетонной опоры могут высохнуть настолько, что будут представлять собой изоляторы. При повторном включении линии к заземлителю прикладывается полное фазное напряжение, однако сигнализация замыкания на землю не работает до тех пор, пока грунт и бетон вновь не увлажнятся. Поэтому работа на линиях 6 — 35 кВ, на которых было и "исчезло" замыкание, представляет наибольшую опасность.

На линиях напряжением ВЛ 35 кВти выше, принадлежащих сети с эффективно заземленной нейтралью, также существуют подобного рода опасности. На участках с тросом, глухо заземленном на опорах, в нормальном режиме работы линии через заземлители опор стекают токи, наведенные в тросах. Обычно эти токи невелики, составляют малые доли ампера, и напряжения, вызываемые ими, не превышают предела ощущения. Однако, если по каким-либо причинам стекающие токи достигают значений в несколько ампер, то напряжения у опор могут стать опасными. Особого внимания в этом отношении заслуживают опоры, на которых осуществляется транспозиция проводов. Если трос заземляется на таких опорах, то напряжение на заземляющем устройстве может превысить сотню вольт.

В аварийных режимах этих линий ток, стекающий с одной опоры в землю, может достигать нескольких килоампер, а напряжение — нескольких киловольт. Такое напряжение, как правило, вызывает тяжелое или смертельное поражение, несмотря на то, что повреждение быстро отключается релейной защитой. Правда, вероятность совпадения короткого замыкания на опоре с моментом измерений у этой опоры чрезвычайно мала.

Все технические и организационные мероприятия по безопасности при измерениях направлены на то, чтобы уменьшить вероятность совпадения событий протекания тока через заземлитель и производства измерений у опоры с этим заземлителем.

Обязательны к выполнению следующие правила:

- не выезжать на работу для измерения сопротивления заземляющих устройств по линии, где в предыдущие дни были зафиксированы отключения или "появление земли", причина которых не была выяснена;

- немедленно прекращать работу по измерениям заземлений при получении информации об аварии на линии;

- не начинать работу, если в прогнозе погоды сообщается о возможных грозах в данной местности;

- прекращать или не начинать работу при тумане, моросящем дожде, росе на изоляции, ветре и других явлениях, увеличивающих опасность пробоя или перекрытия линейной изоляции.

Если линия находится в хорошем состоянии и благоприятны погодные условия, вероятность попадания под напряжение существенно снижается. Дальнейшего его снижения можно добиться, выполняя комплекс мероприятий, излагаемый ниже.

В период грозы производить работы по проверке заземляющих устройств запрещается. Работу по измерению сопротивлений заземляющих устройств опор следует начинать с установки вспомогательных электродов. Затем разматываются провода по направлению от электродов к прибору и к опоре. При пересечении проводами дорог, тропинок провода укладываются в специальные траншейки глубиной 10 — 20 см, прорытые поперек дорог, тропинок с последующей засыпкой вынутым грунтом и трамбовкой. При пересечении с протяженными металлическими коммуникациями измерительные провода прокладываются изолированно от последних с уровнем изоляции не менее 10 кВ. Для этого можно использовать изоляторы, стеклопластик, капрон и другие материалы для крепления проводов на нужном расстоянии от трубопровода. Эти действия исключают вынос высокого потенциала в места, где возможно появление посторонних людей в момент аварийной ситуации.

Сборку измерительной цепи следует производить так, чтобы последним действием было присоединение проводов к заземляющему устройству опоры. Это присоединение производится в диэлектрических перчатках. Разборка измерительной цепи производится в обратном порядке: сначала провод отсоединяется от опоры (отсоединение производится в диэлектрических перчатках), затем отсоединяются провода от электродов и прибора и в последнюю очередь производится наматывание проводов на катушки. Такой порядок действий во много раз снижает время соприкосновения одновременно с проводами и с заземлителем опоры и, следовательно, вероятность попадания под напряжение.

При забивании стержней необходимо выбирать такие места, чтобы избежать случайные попадания в кабель, проложенный в грунте на глубине, менее допустимой (700 мм). Ручка молотка должна быть из сухого чистого дерева.

Во избежание увеличения переходного сопротивления заземлителя и зонда стержни следует забивать в грунт прямыми ударами, стараясь не раскачивать их.

Корпусы приборов и вспомогательных устройств следует изолировать от земли. Для этого они должны устанавливаться на пластинах из изолирующего материала или просто сухой доске.

Работа по измерению сопротивления заземляющих устройств опор ВЛ может производиться бригадой из двух человек. Однако, если измерениями предусмотрено снятие кривой сопротивления, то бригада должна состоять не менее чем из трех человек. Здесь следует иметь в виду, что при измерениях, связанных с перемещением потенциального электрода, на конце проводника, идущего к этому электроду, может возникнуть потенциал в несколько киловольт, если в момент измерения произошло случайное короткое замыкание на линии. Поэтому перемещение потенциального электрода и провода к нему должно производиться бригадой из двух человек, причем работник, непосредственно перемещающий электрод, должен быть на

протяжении всей работы в диэлектрических перчатках. Возможно также использование диэлектрической обуви.

После окончания работы необходимо выключить измерительный прибор, отсоединить соединительные провода и смотать.

Извлечь из земли вспомогательные электроды, очистить от земли и уложить в отведенные места вместе с соединительными проводами и приборами. Проверить наличие в отведенном месте приборов, соединительных проводов, вспомогательных электродов и инструмента, которыми пользовались во время производства работ.

Недопустимо приближение посторонних людей и животных к измерительным проводам и электродам.

Результаты измерения сопротивления оформляются протоколом и заносятся в паспорт заземляющего устройства. О проделанной работе делается запись в оперативном журнале.

5.2 Меры защиты окружающей среды при воздействии ВЛ

Высоковольтные линии электропередач негативно воздействуют на окружающую среду из-за высокой напряжённости электромагнитного поля вокруг ведущих проводов. Для того чтобы предотвратить отрицательное воздействие влияние ЭМ полей, приходится отчуждать территории на трассах, где проходят ВЛ. Именно с этим обстоятельством связывают самое заметное негативное влияние линий на экологию. В частности, приходится вырубать леса, охотничьи и кормовые угодья. Линии электропередач нарушают экологическое равновесие как флоры, так и фауны, поскольку на вырубленных территориях активно развиваются сорняки и нарушаются условия обитания животных.

Для того чтобы соблюдать чистоту трасс, расположенных под ВЛ, приходится регулярно проводить обработку почвы гербицидами, что ведёт к дополнительному загрязнению природы. Профилактическая расчистка трасс

механическим способом (вырубка) выводит леса из процесса регенерации кислорода. Совершенствуются конструкции воздушных линий электропередач с целью уменьшения площади, отчуждаемой под трассы линий, увеличение их пропускной способности и ограничение напряженности электрического поля под проводами линий. Рациональное использование трасс линий электропередачи; рекультивация и окультивирование земель; передача земель пользователям для выращивания технических и плодово-ягодных культур, а также кустарников, ветки которых систематически подрезаются и используются как корм для скота.

Заключение

В выпускной квалификационной работе рассмотрены вопросы проектирования ВЛ 35 кВ. Исходя из соображений надежности электроснабжение потребителей к установке на ПС приняты следующие трансформаторы:ТРДН-32000/35, ТДН-25000/35,ТДН-21000/35, ТДН-16000/35, ТДН-10000/35, ТМН- 6300/35.

Был произведен расчет сечений проводов по экономической плотности тока. Были применены следующие сталеалюминевые провода АС70/11, АС95/16, АС185/43, АС240/32.

Спроектирован план трассы ВЛ, с учетом местности, надежности обслуживания и экономичности. Выбраны промежуточные железобетонные ПБ-35-15 и анкерные металлические У35-1 опоры. По напряжению были выбраны подвесные изоляторы ПС-70Е. По минимальной разрушающейся нагрузке выбрана следующая арматура: сцепная арматура в виде узла крепления серии КГП-7-2В, серьги СРС-7-16А и ушкаУ1-7-16,У1-12-16; поддерживающая арматура, представляющая собой зажимы ПГН-2-6,ПГН-3-5, ПГН-5-6; а также защитная арматура, которая представлена в данном проекте виброгасителями ГПГ-1,6-13-350/13,ГПГ-1,6-13-400/20,ГПГ-1,6-11-450/23.

Для выбора аппаратов защиты определены токи коротких замыканий, ударные токи, токи термической стойкости. На основе этих расчетов выбраны элегазовые высоковольтные выключатели ВЭБ-35-40/2000УХЛ1и разъединители РГ-35/1000УХЛ1, для коммутации сети.

Для обеспечения необходимого уровня электробезопасности в зоне обслуживания электроустановок и за ее пределами в соответствии с ПУЭ выполнен расчет заземляющего устройства. Для защиты подстанции от прямых ударов молнии предусматривается молниезащита на основе грозозащитных тросов. От набегающих волн перенапряжений по ВЛ защита оборудования подстанции осуществляется установкой вентильных разрядников РВС-35.

Для подключения электроизмерительных приборов в цепи переменного тока высокого напряжения выбраны измерительные трансформаторы напряжения НТФЛ-35-57.

В итоге произведен расчет затрат на монтаж и сооружение воздушной линии.

Список литературы

1. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с. : ил.

2. Учебное пособие / Под общ. ред. Г. В. Коробова. 2-е изд., испр. и доп. — СПб.: Издательство «Лань», 2011. — 192 с: ил. — (Учебники для вузов. Специальная литература).

3. Проектирование систем энергообеспечения [Текст] : учебник; рек. М-вом с.-х. РФ / Р.А. Амерханов [и др.]; под ред. Р. А. Амерханова. - 2-е изд., перераб. и доп. - М. :

4. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для студ. учреждений сред. проф. образования / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – 9-е изд., испр. – М.: Издательский центр «Академия», 2013. – 448 с.

5. Электрические аппараты высокого напряжения / Под ред. Г.Н. Александрова. Л.: Энергоатомиздат, 2013. 344.

6. Электроснабжение: учебник / Б. И. Кудрин. - 2-е изд., перераб. и доп. - М. : Академия, 2012. - 350, [2] с. - (Высшее профессиональное образование. Бакалавриат). - Библиогр.: с. 346-347.

7. Правила устройства электроустановок ПУЭ. - 7-е изд. — М.: ЭНАС, 2011.

8. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ. — М.: ЭНАС, 2011.

ГОСТ 2.004 – 88 Единая система конструкторской документации. Общие требования к выполнению конструкторских и технологических документов на печатающих и графических устройства ЭВМ

ГОСТ 2.104 – 68 Единая система конструкторской документации. Основные надписи

ГОСТ 2.106 – 96 Единая система конструкторской документации. Текстовые документы

ГОСТ 2.109 – 73 Единая система конструкторской документации. Основные требования к чертежам

ГОСТ 2.301 – 68 Единая система конструкторской документации. Форматы

ГОСТ 2.304 – 81 Единая система конструкторской документации. Шрифты чертежные

ГОСТ 2.316 – 68 Единая система конструкторской документации. Правила внесения на чертежах надписей, технических требований и таблиц

ГОСТ 2.321 – 84 Единая система конструкторской документации. Обозначения буквенные

ГОСТ 2.503 – 90 Единая система конструкторской документации. Правила внесения изменений

ГОСТ 6.38 – 90 Унифицированные системы документации. Система организационно-распорядительной документации. Требования к оформлению документов.

ГОСТ 7.32 – 2001 Система стандартов по информации, библиотечному и организационно-распорядительной документации. Отчет о научно-исследовательской работе. Структура и правила оформления

ГОСТ 8.417 – 2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин

ГОСТ 13.1.002 – 68 Репрография. Микрография. Документы для микрофильмирования. Общие требования и нормы

ГОСТ 21.101 – 97 Системы проектной документации для строительства. Основные требования проектной и рабочей документации

ГОСТ 28388 – 89 Система обработки информации. Документы на магнитных носителях данных. Порядок выполнения и обращения.