

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное профессиональное образовательное учреждение
«Петуховский техникум механизации и электрификации сельского хозяйства»

Бутенко Е.В.

ПМ 02. Энергоснабжение сельскохозяйственных предприятий

МДК 02.01. Энергоснабжение предприятий АПК

Учебно – методическое пособие по выполнению курсового проекта для студентов средних
профессиональных учебных заведений по специальности
35.02.08 Электротехнические системы в агропромышленном комплексе (АПК)

Петухово
2024

ПМ 02. Энергоснабжение сельскохозяйственных предприятий МДК 02.01. Энергоснабжение предприятий АПК: Учебно – методическое пособие по выполнению курсового проекта для студентов средних профессиональных учебных заведений по специальности 35.02.08 Электротехнические системы в агропромышленном комплексе /Е.В. Бутенко.- Петухово, 2024.- количество с. 42

Автор - составитель: Бутенко Е.В., преподаватель ФГБПОУ «Петуховский техникум механизации и электрификации сельского хозяйства»

Настоящее пособие предназначено для студентов средних профессиональных учебных заведений, обучающихся по специальности 35.02.08 Электротехнические системы в агропромышленном комплексе (АПК). Данное пособие рекомендуется для успешного выполнения курсового проекта как одного из важных видов занятий в СПО для формирования умений, навыков в области энергоснабжения предприятий АПК по виду профессиональной деятельности: энергоснабжение сельскохозяйственных предприятий.

В пособии дана методика проектирования и расчета сетей электроснабжения и их защит, токоведущих частей распределительных устройств трансформаторных подстанций и др., приведены список литературы и справочные материалы.

© Е.В.Бутенко
© Петуховский техникум механизации и
электрификации сельского хозяйства, 2024

СОДЕРЖАНИЕ

Содержание проекта	4
1 Исходные данные	5
2 Расчет электрических нагрузок	6
3 Выбор потребительских трансформаторов	11
4 Электрический расчет воздушной линии напряжением 10 кВ	12
5 Электрический расчет линий напряжением 0,38 кВ	16
6 Конструктивное выполнение линий 0,38 и 10 кВ и ТП 10/0,4 кВ	17
7 Расчет токов короткого замыкания	20
8 Выбор оборудования подстанции ТП1	24
9 Защита от токов короткого замыкания и токов перегрузки	25
10 Вопросы техники безопасности	35
Заключение по проекту	37
Список литературы	37
Приложение	40

СОДЕРЖАНИЕ ПРОЕКТА

В населенном пункте предлагается построить 5 трансформаторных подстанций (ТП) напряжением 10/0,4 кВ. Для ТП 1 определяются электрические нагрузки линий напряжением 0,38 кВ, питающих потребителей II и III категорий по надежности, и на шинах 0,4 кВ самой ТП. На этой ТП выбирается конденсаторная батарея для повышения коэффициента мощности ($\cos \varphi$), а затем по экономическим интервалам нагрузок выбирается номинальная мощность силовых трансформаторов для всех пяти ТП.

Нагрузки ТП 2—ТП 5, расчет которых произведен аналогично расчету ТП 1, приведены в приложении 1. исходных данных. Схема воздушной линии напряжением 10 кВ (ВЛ 10) дана на рис. 1.1. В линии 10 кВ рассчитываются по участкам электрические нагрузки и выбираются сечения проводов методом экономических интервалов нагрузок. Выбираются сечения проводов линий 0,38 кВ по интервалам экономических нагрузок и допустимой потере напряжения. Составляется проект конструктивного исполнения линий 10 и 0,38 кВ, ТП1. Рассчитываются токи короткого замыкания, необходимые для проверки защит электроустановок и выбора оборудования. Линии 0,38 кВ защищаются автоматическими воздушными выключателями (именуемые в дальнейшем автоматические выключатели) и, в случае необходимости, дополняются приставками ЗТ-0,4 или ЗТИ-0,4. Для КТП 10/0,4 кВ рекомендуется использовать однотипные автоматические выключатели.

Далее производится выбор защитных устройств для силового трансформатора и воздушных линий. Все защиты электропередачи согласуются между собой; для этого строится график согласования.

Каждый электрический расчет сопровождается схемой сети, методикой расчета, одним примером расчета и сводными данными в виде таблиц. При выполнении однотипных расчетов, например при электрическом расчете участков ВЛ 10 кВ, рекомендуется использовать ЭВМ.

Проект завершается разработкой мероприятий по охране труда и технике безопасности.

Курсовой проект оформляется в виде пояснительной записки объемом 30...50 с. (формат А4) и одного листа графической части (формат А1). Лист графической части проекта содержит схему сети электроснабжения и результаты расчетов..

1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Схема сети напряжением 10 кВ питания рассматриваемого объекта сельскохозяйственного назначения приведена на рисунке 1.

Подробный расчет нагрузок линий 380 В необходимо выполнить только для ТП 1.

Необходимые данные для расчета представлены в Приложении 1: мощность трехфазного короткого замыкания на шинах 10 кВ ГПП ($S_K^{(3)}$); длины участков ВЛ 10 кВ (L); активные дневные ($P_{\text{тп.д}}$) и вечерние ($P_{\text{тп.в}}$) нагрузки ТП2...ТП5, их реактивные нагрузки дневные ($Q_{\text{тп.д}}$) и вечерние ($Q_{\text{тп.в}}$); цифровые данные по потребителям ТП 1.

Мощность трансформаторной подстанции ТП 1 определяются после расчета линий 0,38 кВ, подключенных к этой ТП.

Наименование производственных потребителей электрической энергии, рассматриваемых в проекте, и их нагрузки на вводе (для ТП 1) приведены в таблице 1. Здесь же даны номинальные мощности самых крупных асинхронных электродвигателей.

Таблица 1 – Нагрузки на вводе потребителей ТП1

№ потре бите ля	Наименование потребителя	Номинальная мощность электродви гателя, кВт	Нагрузка			
			активная, кВт		реактивная кВАр	
			$P_{\text{дi}}$	$P_{\text{вi}}$	$Q_{\text{дi}}$	$Q_{\text{вi}}$
1	2	3	4	5	6	7
1	Лесопильный цех с пилорамой ЛРМ79	22	16	2	18	-
2	Лесопильный цех с пилорамой Р65	30	23	2	27	-
3	Мельница с жерновым поставом 8/4	22	17	1	13	-
4	Мельница с жерновым поставом 7/4	13	10	1	8	-
5	Мельница вальцовая	10	15	1	10	-
6	Столярный цех	-	15	1	10	-
7	МТМ	30	20	10	18	8
8	Стоянка для тракторов	-	5	2	3	-
9	Материально-технический склад	-	3	1	2	-
10	Пожарное депо	-	4	4	3	3
11	Зерноочистительный агрегат ЗАВ20	-	25	26	25	23
12	Зерноочистительный агрегат ЗАВ40	-	35	36	35	32
13	КЗС20Б	-	100	100	95	95
14	Зернохранилище на 500т	-	10	5	10	3
15	Зернохранилище на 1000т	14	25	10	25	5
16	Коровник на 100 голов	-	10	10	8	8
17	Коровник на 200 голов	-	17	17	13	13
18	Коровник на 400 голов	-	45	45	33	35
19	Телятник на 120 голов	-	5	8	3	5
20	Телятник на 230 голов	-	6	10	4	6
21	Телятник на 340 голов	-	7	12	5	8
22	Кормоцех	-	50	50	45	45
23	Дробилка кормов ДБ-5-1	40	40	-	35	-
24	Дробилка кормов КДМ2	30	30	-	25	-
25	Овощехранилище на 500т	-	5	2	3	-
26	Овощехранилище на 1000т	-	6	2	4	-
27	Склад кормов на 200т	-	20	1	12	-
28	Котельная	-	15	15	10	10

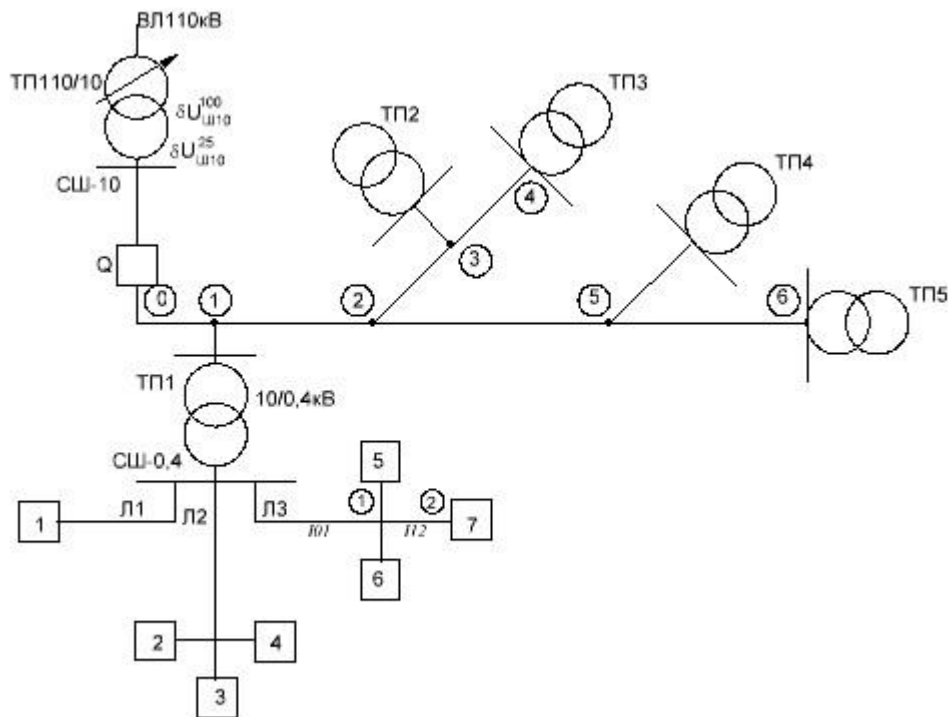


Рисунок 1 – Исходная схема электропередачи

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

В населенном пункте рассчитываются нагрузки одной трансформаторной подстанции.

2.1 Расчет нагрузок ТП 1

Для ТП 1 определяются нагрузки линий 0,38 кВ (Л1, Л2, Л3) и самой ТП, согласно варианту по данным таблицы 1. Нагрузка наружного освещения определяется типом светильника, шириной улиц, их покрытием и принимается 6 Вт на один погонный метр улицы. Освещение территорий хозяйственных дворов принимается из расчета 250 Вт на помещение и 3 Вт на погонный метр длины периметра хоздвора (периметры хоздворов студенты выбирают сами).

Для потребителей II и III категорий по надежности электрические нагрузки линий напряжением 0,38 кВ определяются исходя из расчетных нагрузок на вводе потребителей и коэффициентов одновременности:

$$P_o = K_o \cdot \sum_{i=1}^n P_{oi}$$

$$P_e = K_o \cdot \sum_{i=1}^n P_{ei}$$

$$Q_o = K_o \cdot \sum_{i=1}^n Q_{oi}$$

$$Q_e = K_o \cdot \sum_{i=1}^n Q_{ei}$$

где P_o , P_e , Q_o , Q_e – расчетные дневная и вечерняя активные и реактивные нагрузки на участке линий;

P_{oi} , P_{ei} , Q_{oi} , Q_{ei} – нагрузки на вводе i -го потребителя;

K_o – коэффициент одновременности (таблица 2)

Если нагрузки однотипных потребителей отличаются по величине более чем в 4 раза, применение коэффициента одновременности в этом случае не рекомендуется, и расчетные нагрузки участков линий определяются по выражениям:

$$P_{\partial} = P_{\partial \text{ наиб}} + \sum_{i=1}^{n-1} \Delta P_{\partial i}$$

$$P_{\epsilon} = P_{\epsilon \text{ наиб}} + \sum_{i=1}^{n-1} \Delta P_{\epsilon i}$$

$$Q_{\partial} = Q_{\partial \text{ наиб}} + \sum_{i=1}^{n-1} \Delta Q_{\partial i}$$

$$Q_{\epsilon} = Q_{\epsilon \text{ наиб}} + \sum_{i=1}^{n-1} \Delta Q_{\epsilon i}$$

где $P_{\partial \text{ наиб}}$ – наибольшая дневная нагрузка из всех слагаемых нагрузок потребителей;

$\Delta P_{\partial i}$ – добавка к наибольшей нагрузке от активной нагрузки i -го потребителя, определяемая по таблице суммирования (таблица 3), промежуточные значения находятся интерполяцией.

Таблица 2 – Коэффициенты одновременности для суммирования электрических нагрузок в сетях 0,38 кВ

Наименование потребителей	Количество потребителей										
	2	3	5	7	10	15	20	50	100	200	500
Жилые дома с удельной нагрузкой на вводе: до 2 кВт на дом	0,76	0,66	0,55	0,49	0,44	0,40	0,37	0,30	0,26	0,24	0,22
свыше 2 кВт на дом	0,75	0,64	0,53	0,47	0,42	0,37	0,34	0,27	0,24	0,20	0,18
Жилые дома с электроплитами и водонагревателями	0,73	0,62	0,50	0,43	0,38	0,32	0,29	0,22	0,17	0,15	0,12
Производственные потребители	0,85	0,80	0,75	0,70	0,65	0,60	0,55	0,47	0,40	0,35	0,30

Допускается использовать таблицу 4 для определения реактивной мощности.

Пример расчета электрических нагрузок линий 0,38 кВ и ТП 1 приведен для потребителей, представленных в таблице 5. При этом использованы данные нагрузок на вводе потребителей (таблица 3).

Таблица 3 – Нагрузки на вводе потребителей ТП1

№ потре бите ля	Наименование потребителей	$P_{\text{двиг, кВт}}$	Кол	Нагрузка			
				активная, кВт		реактивная кВАр	
				$P_{\text{Д}}$	$P_{\text{В}}$	$Q_{\text{Д}}$	$Q_{\text{В}}$
1	Лесопильный цех с пилорамой Р65	30	1	23	2	27	-
2	Мельница вальцовая	10	1	15	1	10	-
3	МТМ	-	1	20	10	18	8
4	Котельная	-	1	15	15	10	10
5	Коровник на 200 голов	-	1	17	17	13	13
6	Коровник на 100 голов	-	1	10	10	8	8
7	Телятник на 120 голов	-	4	5	8	3	5

Расчет линии Л2

Так как на линии находятся потребители разнородных групп, суммирование производим табличным методом по формулам:

$$P_{\partial \text{ Л2}} = P_{\partial \text{ наиб}} + \sum_{i=1}^{n-1} \Delta P_{\partial i} = 20 + \Delta 15 + \Delta 15 = 20 + 9,2 + 9,2 = 38,4 \text{ кВт};$$

$$P_{\epsilon Л2} = P_{\epsilon наи\delta} + \sum_{i=1}^{n-1} \Delta P_{\epsilon i} = 15 + \Delta 10 + \Delta 1 = 15 + 6 + 0,6 = 21,6 \text{ кВт};$$

$$Q_{\delta Л2} = Q_{\delta наи\delta} + \sum_{i=1}^{n-1} \Delta Q_{\delta i} = 18 + \Delta 10 + \Delta 10 = 18 + 6 + 6 = 30 \text{ кВАр};$$

$$Q_{\epsilon Л2} = Q_{\epsilon наи\delta} + \sum_{i=1}^{n-1} \Delta Q_{\epsilon i} = 10 + \Delta 8 + 0 = 10 + 4,8 = 14,8 \text{ кВАр}.$$

Расчет линии 3

Расчет ведется по участкам с конца линии.

Участок 2-1. На участке находится четыре однородных потребителя – телятники на 120 голов, поэтому расчет ведется с учетом коэффициента одновременности:

$$P_{\delta 21} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^n P_{\delta i} = 0,775 \cdot 4 \cdot 5 = 15,5 \text{ кВт};$$

$$P_{\epsilon 21} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^n P_{\epsilon i} = 0,775 \cdot 4 \cdot 8 = 24,8 \text{ кВт};$$

$$Q_{\delta 12} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^n Q_{\delta i} = 0,775 \cdot 4 \cdot 3 = 9,3 \text{ кВАр};$$

$$Q_{\epsilon 21} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^n Q_{\epsilon i} = 0,775 \cdot 4 \cdot 5 = 15,5 \text{ кВАр}.$$

Участок 1-ТП. На участке встречаются потребители разнородных групп, поэтому суммирование производим табличным методом аналогично линии 2:

$$P_{\delta Л3} = P_{\delta наи\delta} + \sum_{i=1}^{n-1} \Delta P_{\delta i} = 17 + \Delta 15,5 + \Delta 10 = 17 + 9,5 + 6 = 32,5 \text{ кВт};$$

$$P_{\epsilon Л3} = P_{\epsilon наи\delta} + \sum_{i=1}^{n-1} \Delta P_{\epsilon i} = 24,8 + \Delta 17 + \Delta 10 = 24,8 + 10,5 + 6 = 41,3 \text{ кВт};$$

$$Q_{\delta Л3} = Q_{\delta наи\delta} + \sum_{i=1}^{n-1} \Delta Q_{\delta i} = 13 + \Delta 9,3 + \Delta 8 = 13 + 5,6 + 4,8 = 23,4 \text{ кВАр};$$

$$Q_{\epsilon Л3} = Q_{\epsilon наи\delta} + \sum_{i=1}^{n-1} \Delta Q_{\epsilon i} = 15,5 + \Delta 13 + \Delta 8 = 15,5 + 7,9 + 4,8 = 28,2 \text{ кВАр}.$$

Нагрузка ТП1 определяется суммированием расчетных мощностей линий табличным методом по формулам

$$P_{\delta ТП} = 38,4 + \Delta 32,5 + \Delta 23 = 38,4 + 20,7 + 14,4 = 73,5 \text{ кВт};$$

$$P_{\epsilon ТП} = 41,3 + \Delta 21,6 + \Delta 2 = 41,3 + 13,5 + 1,2 = 56 \text{ кВт};$$

$$Q_{\delta ТП} = 30 + \Delta 27 + \Delta 23,4 = 30 + 17 + 14,7 = 61,7 \text{ кВАр};$$

$$Q_{\epsilon ТП} = 28,2 + \Delta 14,3 + 0 = 28,2 + 8,7 + 0 = 36,9 \text{ кВАр}.$$

Результаты подсчета нагрузок ТП1 сведены в таблицу 5.

Для участков линий 0,38 кВ и трансформаторных подстанций рассчитываются полные мощности, токи и коэффициенты мощности:

$$S_{\delta} = \sqrt{P_{\delta}^2 + Q_{\delta}^2} \quad S_{\epsilon} = \sqrt{P_{\epsilon}^2 + Q_{\epsilon}^2}$$

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad I_{\epsilon} = \frac{S_{\epsilon}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$$

$$\cos \varphi_{\delta} = \frac{P_{\delta}}{S_{\delta}} \quad \cos \varphi_{\epsilon} = \frac{P_{\epsilon}}{S_{\epsilon}}$$

Таблица 5 – Определение нагрузок линий 0,38 кВ и ТП1

Линия	Потребители	Ко л	K ₀	Активная нагрузка, кВт				Реактивная нагрузка, кВАр			
				на вводе		расчетная		на вводе		расчетная	
				P _{дi}	P _{вi}	P _д	P _в	Q _{дi}	Q _{вi}	Q _д	Q _в
Л1	1 Лесопильный цех с пилюрамой	1	1	23	2	23	2	27	-	27	-
	Расчетная нагрузка Л1	-	-	-	-	23	2	-	-	27	-
Л2	2 Мельница вальцовая	1	1	15	1	15	1	10	-	10	-
	3 МТМ	1	1	20	10	20	10	18	8	18	8
	4 Котельная	1	1	15	15	15	15	10	10	10	10
	Расчетная нагрузка Л2	-	-	-	-	38,4	21,6	-	-	30	14,8
Л3	7 Телятник на 120 голов	4	0,78	5	8	15,5	24,8	3	5	9,3	15,5
	Расчетная нагрузка участка 1-2	-	-	-	-	15,5	24,8	-	-	9,3	15,5
	5 Коровник на 200 голов	1	1	17	17	17	17	13	13	13	13
	6 Коровник на 100 голов	1	1	10	10	10	10	8	8	8	8
	Расчетная нагрузка участка 0-1	-	-	-	-	32,5	41,3	-	-	23,4	28,2
	Расчетная нагрузка Л3	-	-	-	-	32,5	41,3	-	-	23,4	28,2
Итого с учетом суммирования		-	-	-	-	73,5	56	-	-	61,7	36,9
Наружное освещение помещений		10	1	-	0,25	-	2,5	-	-	-	-
хоздворов (100х0,003кВт/м)		10	1	-	0,3	-	3	-	-	-	-
Итого		-	-	-	-	-	5,5	-	-	-	-
Нагрузка ТП1		-	-	-	-	73,5	61,5	-	-	61,7	36,9

Результаты расчета нагрузок в сетях 0,38 кВ для ТП 1 и заданных ТП2 – ТП5 сводятся в таблицу 6. Расчетные значения мощностей рекомендуется округлять до единиц.

Таблица 6 – Сводные данные электрических нагрузок подстанций расчетного варианта

Элементы сети	Мощность						Ток, А		Коэффициент мощности	
	активная, кВт		реактивная, кВАр		полная, кВА					
	P _д	P _в	Q _д	Q _в	S _д	S _в	I _д	I _в	cosφ _д	cosφ _в
Л1	23	2	27	-	35,5	2	53,7	3,03	0,65	1
Л2	38,4	21,6	30	14,8	48,7	26,2	73,8	39,7	0,79	0,82
Л3	32,5	41,3	23,4	28,2	40,0	50,0	60,7	75,8	0,81	0,83
ТП1	74	62	62	37	96	75	-	-	0,77	0,85
ТП2	112	80	37	26	118	84	179	127	0,95	0,95
ТП3	46	38	15	13	48	40	72,7	60,7	0,96	0,95
ТП4	36	30	12	10	38	32	57,6	48,5	0,95	0,94
ТП5	131	93	43	31	138	98	209	148	0,95	0,95

3 ВЫБОР ПОТРЕБИТЕЛЬСКИХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Номинальная мощность трансформаторов 10/0,4 кВ выбирается по экономическим интервалам нагрузок (таблица 8), в зависимости от шифра нагрузки (таблица 7), расчетной полной мощности, среднесуточной температуры охлаждающего воздуха, наличия автономных источников для обеспечения нормативных уровней надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей.

Выбор установленной мощности трансформаторов одно и двух трансформаторных подстанций производится по условиям их работы, в нормальном режиме исходя из условия

$$S_{\text{эк min}} \leq \frac{S_p}{n} \leq S_{\text{эк max}},$$

где S_p – расчетная нагрузка на шинах подстанции, кВА;

n – количество трансформаторов проектируемой подстанции;

$S_{\text{ЭК.МІN}}$, $S_{\text{ЭК.МАХ}}$ – соответственно минимальная и максимальная границы экономического интервала нагрузки трансформатора принятой номинальной мощности, в зависимости от зоны сооружения подстанции и вида нагрузки потребителей.

Принятые по таблице 8 номинальные мощности трансформаторов проверяются по условиям их работы в нормальном режиме эксплуатации – по допустимым систематическим нагрузкам по условию:

$$\frac{S_p}{n \cdot S_{\text{нм}}} \leq K_c,$$

где K_c - коэффициент допустимой систематической нагрузки трансформатора для значений среднесуточных температур расчетного сезона – $t_{\text{ВТ}}$ (таблица 9).

Таблица 7 – Некоторые характерные виды нагрузок подстанций 6...10/0,4 кВ

Шифр нагрузок	Характеристика потребителей
3.1	Производственные потребители, хоздворы, фермы КРС, свиноводческие и другие фермы, кузницы, мастерские, овощехранилища, холодильники, насосные станции, котельные
3.2	Коммунально-бытовые потребители, общественные предприятия в сочетании с жилыми домами
3.7	Со смешанной нагрузкой с преобладанием (более 60 %) производственных
3.8	Со смешанной нагрузкой с преобладанием (более 40 %) коммунально-бытовых потребителей.

Таблица 8- Экономический интервал нагрузки (кВА) для выбора номинальной мощности трансформатора напряжением 10/0,4 кВ, устанавливаемой в ОЭС Урала (I зона)

Шифр нагрузок	Номинальная мощность трансформатора, кВА							
	25	40	63	100	160	250	400	630
3.1.	До 45	46-85	86-125	126-160	161-320	321-355	356-620	621-830
3.2.	До 45	46-75	76-120	121-150	151-315	316-345	346-630	631-840
3.7.	До 50	51-85	86-115	116-150	151-295	296-330	331-565	566-755
3.8.	До 45	46-75	76-105	106-130	131-280	281-315	316-545	546-740

Таблица 9 - Значения коэффициентов допустимой систематической нагрузки и послеаварийной нагрузки трансформатора напряжением 10/0,4 кВ при $t_{\text{ВТ}} = -10^0\text{C}$

Шифр нагрузки	Номинальная мощность, кВА	Коэффициенты		
		$K_{\text{СТ}}$	$K_{\text{ав}}$	$\frac{\alpha_{\text{см}} \cdot 1/^\circ\text{C}}{\alpha_{\text{ас}} \cdot 1/^\circ\text{C}}$
3.1	До 63 /100 и выше	1,65/1,59	1,75/1,73	0,92/0,77
3.2	До 100/160 и выше	1,68/1,65	1,80/1,78	0,9/0,78
3.7	До 63/ 100 и выше	1,58/1,77	1,73/1,65	1/0,73
3.8	До 63/100 и выше	1,61/1,59	1,73/1,67	0,84/0,7

Для ТП1 по расчетной мощности 75 кВА (шифр нагрузки 3.1) из таблицы 7 принимаем номинальную мощность трансформатора 40 кВА. Проверяем для нормального режима работы:

$$\frac{S_p}{n \cdot S_{шт}} = \frac{75}{1 \cdot 40} = 1,88 \leq K_c = 1,65.$$

Условие не выполняется, принимаем номинальную мощность трансформатора 63 кВА, тогда

$$\frac{S_p}{n \cdot S_{шт}} = \frac{75}{1 \cdot 63} = 1,19 \leq K_c = 1,65. \quad \text{Выбор мощностей для остальных ТП производится}$$

аналогично, результаты расчета сведены в таблицу 10.

Таблица 10 – Выбор трансформаторов для потребительских ТП

№ ТП	S _{расч} , кВА	Тип	S _{тн} , кВА	U _{внн} , кВ	U _{ннн} , кВ	ΔP _х , кВт	ΔP _к , Вт	u _к , %	ПБВ, %	ΔW _т , кВтч/г
1	75	ТМ	63	10	0,4	0,24	1,28	4,5	±2×2,5	4460
2	118	ТМ	100	10	0,4	0,33	1,97	4,5	±2×2,5	6731
3	48	ТМ	40	10	0,4	0,175	0,88	4,5	±2×2,5	2800
4	38	ТМ	25	10	0,4	0,13	0,6	4,5	±2×2,5	2525
5	138	ТМ	100	10	0,4	0,33	1,97	4,5	±2×2,5	8143
Итого			328							24659

Потери энергии в трансформаторах:

$$\Delta W_m = \Delta P_{\kappa} \cdot \left(\frac{S_{расч}}{S_{тн}} \right)^2 \cdot \tau + \Delta P_x \cdot 8760$$

где ΔP_х и ΔP_к – потери мощности холостого хода и короткого замыкания в трансформаторе;

τ – время максимальных потерь, определяется по таблице 11.

Таблица 11 – Зависимость T_{max} и τ от расчетной нагрузки

Р _{расч} , кВт	Характер нагрузки					
	коммунально-бытовая		производственная		смешанная	
	Время, ч					
	T _{max}	τ	T _{max}	τ	T _{max}	τ
0...10	900	300	1100	400	1300	500
10...20	1200	500	1500	500	1700	600
20...50	1600	600	2000	1000	2200	1100
50...100	2000	1000	2500	1300	2800	1500
100...250	2350	1200	2700	1400	3200	2000
250...300	2600	1400	2800	1500	3400	2100
300...400	2700	1450	2900	1580	3450	2120
400...600	2800	1500	2950	1600	3500	2150
600...1000	2900	1600	3000	1630	3600	2200

Потери в трансформаторе ТП1:

$$\Delta W_m = \Delta P_{\kappa} \cdot \left(\frac{S_{расч}}{S_{тн}} \right)^2 \cdot \tau + \Delta P_x \cdot 8760 = 1,28 \cdot \left(\frac{75}{63} \right)^2 \cdot 1300 + 0,24 \cdot 8760 = 4460 \text{ кВтч}$$

Расчет потерь электрической энергии для остальных трансформаторов производится аналогично, результаты расчета сведены в таблицу 10.

4 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ НАПРЯЖЕНИЕМ 10 кВ

Электрический расчет воздушных линий ВЛ производится с целью выбора марки и сечения проводов и определения потерь напряжения и энергии (таблица 15). Рекомендуется следующий порядок расчета.

Вычерчивают расчетную схему линии 10 кВ (рисунок 2) с указанием нагрузок всех ТП (данные таблицы 6) и длин участков линии. Записываются в таблицу 15 номера и длины участков линии. Подсчитываются суммы активных и реактивных мощностей потребительских ТП, находящихся за расчетным участком. По количеству трансформаторов за участком выбирается коэффициент одновременности согласно таблице 12.

Определяются расчетные мощности и токи участка (аналогично расчету в линии 0,38кВ).

В целях удобства монтажа в линии обычно монтируются не более трех марок проводов. Минимально допустимые сечения сталеалюминевых проводов ВЛ 10 кВ по условиям механической прочности должны быть в районах с нормативной толщиной стенки гололеда до 10 мм – 35 мм², 15-20 мм – 50 мм² и более 20 – 70 мм². Сечение сталеалюминевых проводов на магистрали ВЛ 10 кВ должно быть не менее 70 мм².

Экономические интервалы нагрузок провода выбираются по таблице 13.

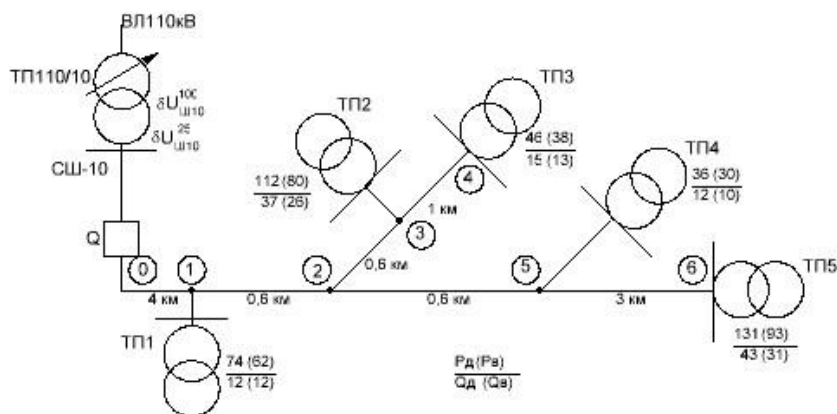


Рисунок 2 – Расчетная схема ВЛ 10 кВ

Таблица 12 – Коэффициенты одновременности для расчета электрических нагрузок в распредсетях 6...35 кВ

Количество ТП, шт	2	3	5	10	20	25 и более
K_0	0,90	0,85	0,80	0,75	0,70	0,65

Выбирается сечение проводов по экономическим интервалам нагрузки (таблица 13) с учетом надежности. По $F_{расч}$ принимается ближайшее стандартное.

Таблица 13 – Экономические интервалы нагрузок для выбора проводов в ВЛ 10 кВ

$I_{p\max}$, А	12...22	22...31	31...47	47...70	>70
Провод	АС35	АС50	АС70	А95	А120

Выбранное сечение проводов проверяется по допустимому нагреву (таблица 14):

$$I_{доп} \geq I_{p\max}.$$

Таблица 14 – Допустимый ток провода по нагреву

Провод	А35	А50	А70	А95	А120	АС35	АС50	АС70
$I_{доп}$, А	170	215	265	320	375	170	210	265

Для выбранных проводов выписывается сопротивление 1 км: активное r_0 и индуктивное x_0 ; для определения x_0 необходимо принять среднее геометрическое расстояние между проводами (для ВЛ 10 кВ чаще всего принимают $D_{ср}=1500$ мм). Данные по проводам сводятся в таблицу 16.

Рассчитываются потери напряжения на участках в процентах:

$$\Delta U_{\delta} \% = \frac{(P_{\delta} \cdot r_0 + Q_{\delta} \cdot x_0) \cdot l}{U_n^2} \cdot 100,$$

$$\Delta U_{\epsilon} \% = \frac{(P_{\epsilon} \cdot r_0 + Q_{\epsilon} \cdot x_0) \cdot l}{U_n^2} \cdot 100,$$

Таблица 15 – Электрический расчет ВЛ 10 кВ

участок	Сумма мощностей ТП за участком				Коэффициент одновременности				Расчетная мощность участка						Рабочий ток, А		Марка и сечение провода		Потери энергии $\Delta W_{\text{л}}$ кВтч			
	номер	длина, км	активных кВт	реактивн ых, кВАр	$\Sigma Q_{\text{дi}}$	$\Sigma Q_{\text{вi}}$	участком, шт	Коэффициент одновременности	активная кВт	реактив ная, кВАр	полная кВА		$I_{\text{д}}$	$I_{\text{в}}$	сечение	днем	на уч-ке	вечером	от ГПП	от ГПП		
											$\Sigma P_{\text{дi}}$	$\Sigma P_{\text{вi}}$									$Q_{\text{д}}$	$Q_{\text{в}}$
0-1	4	0,6	399	303	119	92	5	0,8	319	242	95,2	73,6	333	253	АС70	0,69	0,52	0,52	2936			
1-2	0,6		325	241	107	80	4	0,85	276	205	91,0	68,0	291	216	АС70	0,09	0,07	0,59	320			
2-3	0,6		158	118	52	39	2	0,9	142	106	46,8	35,1	150	112	АС35	0,08	0,06	0,65	144			
3-4	1		46	38	15	13	1	1	46	38	15	13	48	40	АС35	0,04	0,04	0,69	18			
2-5	0,6		167	123	55	41	2	0,9	150	111	49,5	36,9	158	117	АС35	0,08	0,06	0,650	161			
5-6	3		131	93	43	31	1	1	131	93	43	31	138	98	АС35	0,36	0,25	0,90	623			
Итого: 4202																						

где P и Q – мощности, протекающие по участку, Вт и ВАр;
 l – длина участка, км;
 U_n – номинальное напряжение сети, В;
 r_0 и x_0 – погонное сопротивление 1 км провода, Ом/км.

Подсчитываются потери напряжения от шин 10 кВ ГПП до конца расчетного участка путем суммирования потерь напряжения тех участков, по которым протекает мощность рассматриваемого участка.

Определяются потери электрической энергии на участках:

$$\Delta W = 3 \cdot I_{p\max}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \text{ кВтч}$$

Подсчитываются потери энергии по всей линии. Эти потери необходимо оценить в процентах от годового потребления электроэнергии населенным пунктом:

$$\Delta W_{\%} = \frac{\Delta W}{W_{\text{год}}} \cdot 100,$$

где $W_{\text{год}} = P_{\text{расч}} \cdot T_{\text{max}}$ – передаваемая за год по ВЛ 10 кВ электроэнергия, кВтч;

$P_{\text{расч}}$ – расчетная мощность ВЛ 10 кВ (таблица 15).

Здесь же необходимо оценить потери электроэнергии в потребительских трансформаторах:

$$\Delta W_m \% = \frac{\Delta W_m}{W_{\text{год}}} \cdot 100,$$

где ΔW_T – суммарные потери электроэнергии во всех ТП (таблица 10).

Для рассматриваемого примера на участке 0-1 по большему значению тока 19,2 А (таблица 15) выбираем провод марки АС70, т.к. на магистрали (участки 0-1 и 1-2) сечение должно быть не менее 70 мм². На ответвлениях по интервалам экономических нагрузок принимаем провод АС35. Данные по проводам сводятся в таблицу 16.

Таблица 16 – Данные проводов ВЛ 10 кВ

Провод	$D_{\text{ср}}$, мм	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	$I_{p\max}$, А	$I_{\text{доп}}$, А
АС35	1500	0,773	0,403	9,1	170
АС70	1500	0,42	0,392	19,2	265

Проверяем выбранный провод на потери напряжения:

$$\Delta U_{001} \% = \frac{(P_{001} \cdot r_0 + Q_{001} \cdot x_0) \cdot l_{01}}{U_n^2} \cdot 100 = \frac{(319000 \cdot 0,42 + 95200 \cdot 0,392) \cdot 4}{10000^2} \cdot 100 = 0,69\%,$$

$$\Delta U_{001} \% = \frac{(P_{001} \cdot r_0 + Q_{001} \cdot x_0) \cdot l_{01}}{U_n^2} \cdot 100 = \frac{(242000 \cdot 0,42 + 73600 \cdot 0,392) \cdot 4}{10000^2} \cdot 100 = 0,52\%,$$

аналогично рассчитываются остальные участки, результаты сведены в таблицу 15.

Потери напряжения по всей длине линии от ГПП до конца линии составят $\Delta U_{04} = 0,9\%$, $\Delta U_{06} = 1,22\%$, что не выходит за пределы нормы.

Потери электроэнергии на головном участке:

$$\Delta W_{01} = 3 \cdot I_{p\max01}^2 \cdot r_0 \cdot l_{01} \cdot \tau \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 19,2^2 \cdot 0,42 \cdot 4 \cdot 1580 \cdot 10^{-3} = 2936 \text{ кВтч},$$

На остальных участках потери электроэнергии определяются аналогично, результаты сведены в таблицу 15. Потери в линии необходимо оценить в процентах от годового потребления электроэнергии населенным пунктом:

$$\Delta W_{\%} = \frac{\Delta W}{W_{\text{год}}} \cdot 100 = \frac{4202}{925100} \cdot 100 = 0,45\%,$$

где $W_{\text{год}} = P_{\text{расч}} \cdot T_{\text{max}} = 319 \cdot 2900 = 925100 \text{ кВтч}$ – передаваемая за год электроэнергия, кВтч.

Потери электроэнергии в потребительских трансформаторах:

$$\Delta W_m \% = \frac{\Delta W_m}{W_{\text{год}}} \cdot 100 = \frac{24659}{925100} \cdot 100 = 2,67\%.$$

5 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ЛИНИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 0,38 кВ

В наружных линиях 0,38 кВ провода выбираются по допустимой потере напряжения или по экономическим интервалам нагрузок. Выбранные провода проверяются по нагреву.

Выбор проводов в линии Л1

К линии Л1 подключен потребитель, имеющий крупный асинхронный электродвигатель, при запуске которого протекают большие пусковые токи, вызывая значительные потери напряжения. Поэтому для Л1 провода рекомендуется выбирать по экономическим интервалам, в этом случае сечение чаще всего получается больше, чем при расчете по $\Delta U_{\text{доп}}$.

Выбирается провод в зависимости от нагрузки (см. табл.6) по таблице 17.

Таблица 17 – Интервалы экономических нагрузок для выбора проводов в линиях 0,38 кВ

$S_{\text{расч}}$, кВА	12...17	17...24	24...33	33...50	50...70	>70
Провод	АС25	А35	А50	А70	А95	А120

Выбранное сечение проводов проверяется по допустимому нагреву (табл. 14).

Выбираются r_0 и x_0 ($D_{\text{ср}}$ принимается 600 мм). Рассчитываются потери напряжения в линии, при этом расчетное значение не должно превышать допустимого значения.

Пример расчета Л1.

По наибольшему значению полной мощности 35,5 кВА, входящему в интервал 33...50 по таблице 17 выбираем провод А70. Выбранное сечение проверяем по допустимому нагреву: $I_{\text{дон}} = 265 \text{ А} \geq I_{\text{рmax}} = 53,7 \text{ А}$. Условие выполняется провод по нагреву проходит. Рассчитываем потери напряжения в линии:

$$\Delta U_{\text{дЛ1}} \% = \frac{(P_{\text{дЛ1}} \cdot r_0 + Q_{\text{дЛ1}} \cdot x_0) \cdot l_{\text{Л1}}}{U_n^2} \cdot 100 = \frac{(23000 \cdot 0,412 + 27000 \cdot 0,309) \cdot 0,1}{380^2} \cdot 100 = 1,23\%,$$

$$\Delta U_{\text{вЛ1}} \% = \frac{(P_{\text{вЛ1}} \cdot r_0 + Q_{\text{вЛ1}} \cdot x_0) \cdot l_{\text{Л1}}}{U_n^2} \cdot 100 = \frac{(2000 \cdot 0,412 + 0 \cdot 0,309) \cdot 0,1}{380^2} \cdot 100 = 0,06\%,$$

фактические потери напряжения $\Delta U_{\text{факт}} = 1,23\% \leq \Delta U_{\text{дон}} = 8\%$. Провод на потери напряжения проходит.

Выбор проводов в линии Л2 и Л3

В линии Л2 сечение проводов рекомендуется выбирать по допустимой потере напряжения. Задаемся реактивным сопротивлением 1 км провода в линиях 0,38 кВ; $x_0 = 0,4$ Ом/км.

Определяется составляющая потери напряжения в реактивных сопротивлениях:

$$\Delta U_p \% = \frac{Q \cdot x_0 \cdot l}{U_n^2} \cdot 100,$$

где Q – реактивная мощность, ВАр, дневная или вечерняя, которой соответствует большая полная мощность.

Определяется допустимая составляющая потери напряжения в активных сопротивлениях (в процентах):

$$\Delta U_{\text{адон}} \% = \Delta U_{\text{дон}} \% - \Delta U_p \%.$$

Расчетное сечение проводов:

$$F_{\text{расч}} = \frac{P \cdot l \cdot 100}{\gamma \cdot \Delta U_{\text{адон}} \% \cdot U_n^2},$$

где $\gamma = 32 \text{ м/Ом} \cdot \text{мм}^2$ – удельная проводимость алюминия,

P – активная нагрузка линии того же максимума, что и реактивная, Вт.

$U_{\text{ном}} = 380 \text{ В}$ – номинальное напряжение линии;

l – длина участка, м.

Выбирается стандартное сечение провода:

$$F_{\text{станд}} \geq F_{\text{расч}}$$

и далее проверяется выбранный провод по нагреву, выписываются значения r_0 и x_0 и рассчитывается фактическая потеря напряжения, которая сравнивается с допустимой.

Пример расчета для Л2.

$$\Delta U_p \% = \frac{Q \cdot x_0 \cdot l}{U_n^2} \cdot 100 = \frac{30000 \cdot 0,4 \cdot 0,25 \cdot 100}{380^2} = 2,08\%,$$

$$\Delta U_{aдоп} \% = \Delta U_{доп} \% - \Delta U_p \% = 8 - 2,08 = 5,92\%$$

Расчетное сечение проводов:

$$F_{расч} = \frac{P \cdot l \cdot 100}{\gamma \cdot \Delta U_{aдоп} \% \cdot U_n^2} = \frac{38400 \cdot 250 \cdot 100}{32 \cdot 5,92 \cdot 380^2} = 45 \text{ мм}^2,$$

Выбирается стандартное сечение провода:

$$F_{станд} = 50 \text{ мм}^2 \geq F_{расч} = 45 \text{ мм}^2.$$

Принимаем провод А50, проверяем выбранный провод по нагреву: $I_{доп} = 215 \text{ А} \geq I_{р max} = 73,8 \text{ А}$. Условие выполняется провод по нагреву проходит.

Рассчитываем потери напряжения в линии:

$$\Delta U_{\text{дл2}} \% = \frac{(38400 \cdot 0,576 + 30000 \cdot 0,325) \cdot 0,25}{380^2} \cdot 100 = 5,52\%, \text{ фактические потери напряжения}$$

$$\Delta U_{\text{факт}} = 5,52\% \leq \Delta U_{доп} = 8\%. \text{ Провод на потери напряжения проходит.}$$

Аналогично рассчитывается линия Л3. Данные по расчету сводятся в таблицу 18.

Таблица 18 – Сводные данные расчета линий 0,38 кВ

Линия	Провод	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	$I_{р max}$, А	$I_{доп}$, А	$\Delta U_{\text{факт}}$, %	$\Delta U_{доп}$, %
Л1	А70	0,412	0,309	53,7	265	1,23	6,66
Л2	А50	0,576	0,325	73,8	215	5,52	6,66
Л3	А35	0,830	0,336	75,8	170	6,60	6,66

6 КОНСТРУКТИВНОЕ ВЫПОЛНЕНИЕ ЛИНИЙ 0,38 И 10 кВ И ТП10/04кВ

Для линий 0,38 и 10 кВ выбираются типы опор, изоляторов, траверс, крючьев, длины пролетов; указываются габаритные размеры линий; рассчитывается потребное количество основных элементов.

Выбирается тип трансформаторной подстанции ТП 1, и приводятся ее основные технические характеристики. В настоящее время устанавливаются комплектные тупиковые однотрансформаторные подстанции типа КТП мощностью 25... 160 кВА, проходные однотрансформаторные и двухтрансформаторные типа КТПП мощностью 250, 400 и 630 кВА. Для схемы рис. 1 (рассматриваемой в примере) произведем выбор рекомендуемых элементов.

Линия 10 кВ

Выбираем тип опор.

Концевые опоры устанавливаются в начале ВЛ и вблизи всех потребительских ТП. Количество – 6 шт.

Угловые опоры устанавливаются в точках поворота и подсоединения ВЛ. Выбираем угловые опоры анкерного типа. Количество – 5 шт. Крепление проводов и изоляторов – натяжное. Промежуточные опоры устанавливаются на прямых участках трассы. Крепление проводов к штыревым изоляторам при помощи проволоочной вязки. Количество опор выбираем в зависимости от длины линии и пролета.

Для провода АС 70 длина пролета $L_{пр 70} = 65 \text{ м}$ (таблица 19). Суммарная длина линии 4600 м. Для провода АС35 суммарная длина 5200 м. Общее количество промежуточных опор равно:
 $N = 4600/65 + 5200/65 = 151 \text{ шт.}$

Тип изоляторов: ШФ-10 В. Траверсы для опор ВЛ10 кВ – металлические. На концевых и угловых опорах устанавливается по 6 траверс (рисунок 3), а на промежуточных – по 1 (рисунок 4)

Параметры выбранных опор для ВЛ 10 кВ представлены в таблице 20.

Таблица 19 – Расчетные пролеты между сложными и промежуточными железобетонными опорами на ВЛ 10 кВ

Опоры на ВЛ 10 кВ									
Марка провода	Максимально допустимое напряжение, кВс/мм ²	Район по ветру							
		I и II, 40 кгс/м ²				III, 50 кгс/м ²			
		Толщина стенки гололеда, мм							
		5	10	15	20	5	10	15	20
		А ненаселенная местность							
		Сложные опоры: К10-1Б, А10-1Б, УП10-1Б, УА10-1Б, ОА10-1Б							
		Промежуточные опоры							
		П10-1Б		П10-3Б		П10-1Б		П10-3Б	
A25	6,1	90	65	-	-	80	70	-	-
A35	6,1	95	75	-	-	90	90	-	-
A50	7,1	110	85	70	60	90	75	70	60
A70	7,1	100	80	80	60	75	65	80	60
A95	5,3	85	75	75	60	65	60	70	50
A120	4,2	75	75	75	55	60	75	70	50
AC25	10,5	120	90	70	55	110	95	70	55
AC35	10,5	120	100	80	65	95	85	80	65
AC50	8,9	110	100	80	65	85	75	80	65
		Б населенная местность							
A35	6,1	70	55	-	-	65	60	-	-
A50	5,7	65	60	45	40	65	60	45	40
A70	5,7	65	65	50	45	65	60	50	45
A95	5,3	65	60	55	45	65	60	55	45
A120	4,2	60	60	50	45	60	70	50	45
AC25	10,5	85	70	50	40	80	80	50	40
AC35	10,5	80	80	65	50	80	70	65	50
AC50	8,9	80	70	65	50	80	70	65	50

Линия 0,38 кВ (на примере ТП1)

Выбираем деревянные опоры с железобетонными приставками (таблица 21).

Концевые опоры - тип КА_а-2, 10 шт.

Угловые опоры - тип УА_а-2, 2 шт.

Промежуточные опоры - тип ПП_а-2.

Длина пролета- $L_{пр}$ -35м.

Количество промежуточных опор:

Линия Л1: $N=L_{л1}/L_{пр}=100/35\approx 2$ шт.

Линия Л2: $N=L_{л2}/L_{пр}=250/35\approx 7$ шт.

Линия Л3: $N=(L_{л3\ 0-1}+L_{л3\ 1-2})/L_{пр}=300/35\approx 8$ шт.

Всего промежуточных опор 17 шт.

Изоляторы – фарфоровые типа ТФ-20 (по 5 шт. на опору).

Для крепления изоляторов используются крюки или траверсы.

Таблица 20– Характеристики опор ВЛ 10 кВ

Шифр опоры	Кол опор	ЖБ стойки СНВ-2,7-11		Изоляторы, шт	Траверсы, шт
		шт	м ³		
К10-2Б (концевая)	6	12	10,8	72	36
УА10-2Б (угловая)	5	10	9	60	30
П10-2Б (промежуточная)	151	151	135,9	453	151

Таблица 21 – Опоры, применяемые на ВЛ 380/220 В

Тип опоры, ее назначение и место установки	Деревянные		Железобетонные для районов		
	на приставках из	из цельных стоек	нормальных	особо гололедных	
	Марка опоры				
Промежуточная для поддержания проводов на прямых участках трассы	Па-1 Па-2 Па-3	Па-4 Па-5 Па-6	Па-11 Па-11а Па-12	П-0,4Б	Пг-0,4
Перекрестная для скрещивания двух линий, а также ответвлений на прямых участках трассы				ПК-0,4Б	ППкг-0,4
Промежуточная переходная для поддержания проводов в местах пересечений с автодорогами II-IV категорий, ВЛ380/220 В и линиями связи II и III класса	Ппа-1 Ппа-2 Ппа-3 Ппа-4	Ппа-5 Ппа-6 Ппа-7 Ппа-8	Ппа-11	ППП-0,4Б	ППг-0,4
Концевая для восприятия тяжений проводов в начале и конце линии	Каа-1 Каа-2 Каа-3	Каа-4 Каа-5 Каа-6	Каа-11 Каа-11а Каа-12 Каа-13	К-0,4Б	Ксг-0,4 Каг-0,4
Анкерная для восприятия тяжения проводов при пересечении с различными объектами, а также в местах изменения количества проводов или их пересечений на прямых участках трассы				А-0,4Б	Асг-0,4
Ответвительная для восприятия тяжений проводов в месте одностороннего или двухстороннего ответвления				ОА-0,4Б ОПП-0,4Б	ОАг-0,4 ОПг-0,4
Угловая промежуточная для поддержания проводов и восприятия суммы тяжений в смежных пролетах в местах поворота трассы на ограниченную величину до 60°				-	УПСг-0,4
Угловая анкерная для восприятия разности тяжений проводов в смежных пролетах в местах изменения направления трассы на угол до 90° и для использования в качестве переходных	Уаа-1 Уаа-2 Уаа-3	Уаа-4 Уаа-5 Уаа-6	Уаа-11 Уаа-11а Уаа-12 Уаа-13	УА-I-0,4Б УАII-0,4Б	Уаг-0,4

Выбираем трансформаторную подстанцию для ТП 1.

Тип КТП-63-10/0,4-У1 состоит из силового трансформатора, высоковольтного и низковольтного шкафов. Основные технические характеристики приведены в таблице 22.

Схема предусматривает линию централизованного уличного освещения.

Вводы ВН и НН – воздушные. Габаритные размеры КТП не более 1300х1300х2740 мм. Масса КТП с трансформатором не более 1500 кг.

Таблица 22 – Основные технические характеристики КТП-63-10/0,4-У1

U _н ВН, кВ	I _н , А	I _н ПВ, А	I _{нЛ1} , А	I _{нЛ2} , А	I _{нЛ3} , А
10	3,6	16	53,7	73,8	75,8

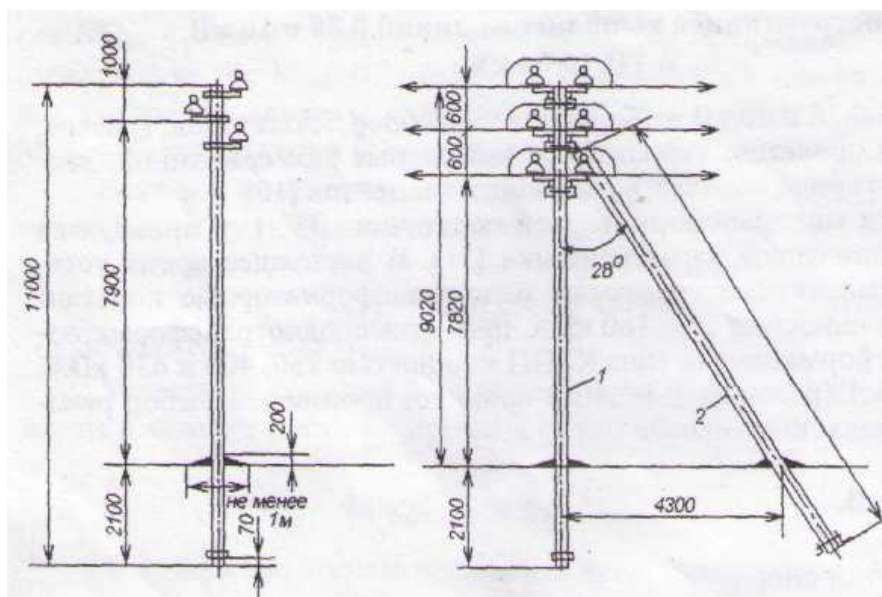


Рисунок 3-Опоры линий 6-10 кВ железобетонные с подкосами (концевые К; анкерные А; угловые промежуточные на угол поворота до 90° УП) К10-1Б; А10-1Б; УП-101Б; К10-2Б; А10-2Б; 1 - стойка; 2 – подкос

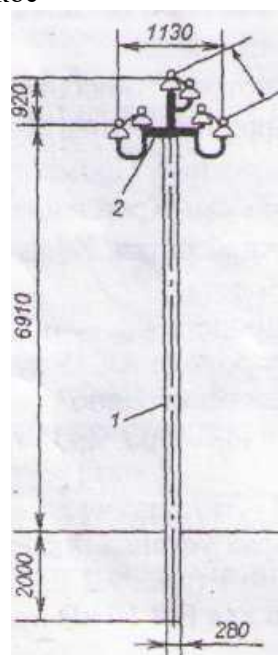
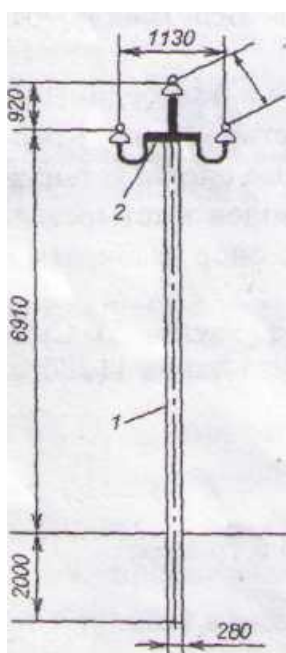


Рисунок 4- Опоры линий 6-10 кВ железобетонные промежуточные. Габарит подвески нижнего провода на опоре П10-3Б_м - 8350 мм, а на опоре П10-4Б_м-8720мм; 1 - стойка; 2 - траверса

7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Токи короткого замыкания (КЗ) необходимы для выбора электрооборудования, расчета и проверки действия релейной защиты.

7.1 Исходная схема для расчета токов КЗ

Расчет токов КЗ начинается с выбора расчетной схемы (рисунок 5), на которой указываются марки проводов и их сечение, длины участков линий электропередачи, силовые трансформаторы и их мощность, мощность короткого замыкания на шинах 10 кВ питающей подстанции.

На расчетную схему наносятся точки КЗ:

На сборных шинах 10 кВ головной понизительной подстанции (ГПП) К1; на шинах 10 кВ расчетной потребительской подстанций ТП1 – К2; на шинах подстанции, имеющей самый

мощный трансформатор (в примере он совпадает с удаленной точкой КЗ); на шинах 0,4 кВ ТП 1 (К4); в конце линий 0,38 кВ ТП 1 (К5, К6, К7).

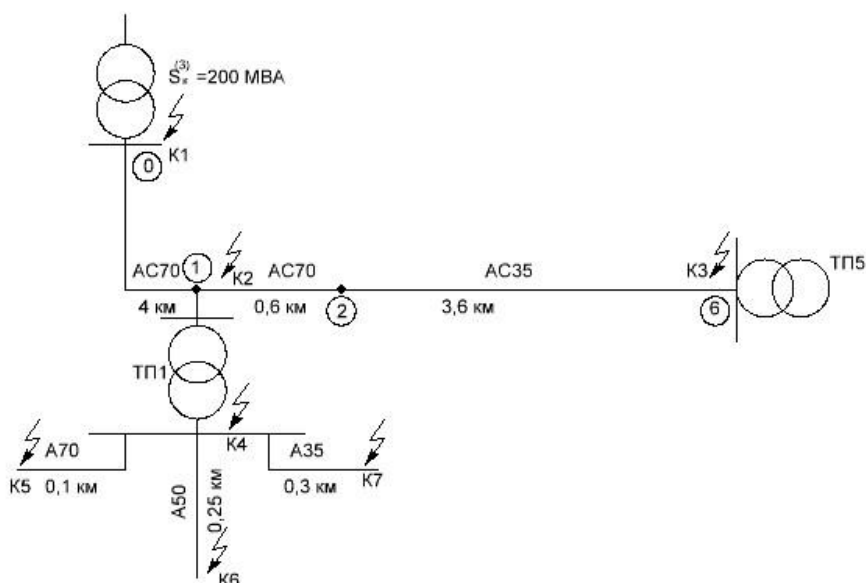


Рисунок 5 – Расчетная схема для определения токов короткого замыкания

7.2 Схема замещения для расчета токов КЗ

По исходной схеме составляется схема замещения (рисунок 6), на которой показываются индуктивные и активные сопротивления основных элементов электропередачи: системы, линий, трансформаторов. На схеме расставляются точки КЗ, наносятся обозначения сопротивлений (в числителе) и их числовые значения (в знаменателе) приведенные к базисным условиям.

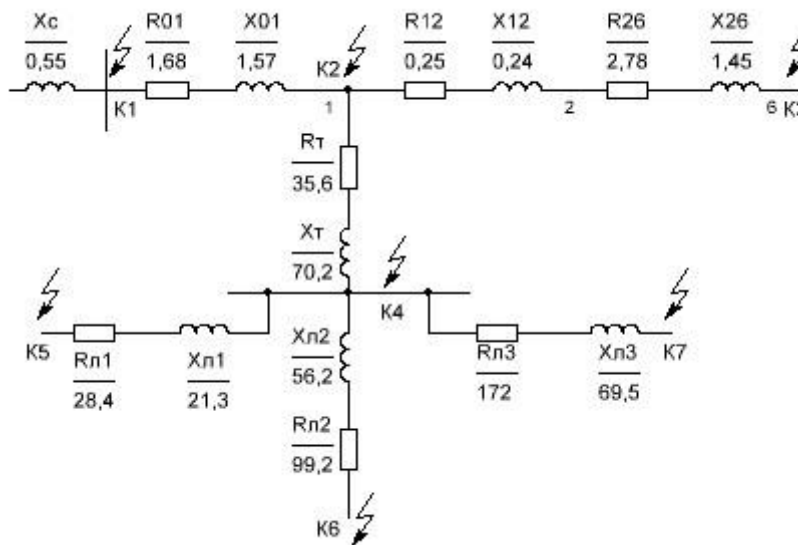


Рисунок 6 – Схема замещения для расчета токов короткого замыкания

Для приведения сопротивлений к базисным условиям в простых распределительных сетях, чаще всего применяется система именованных единиц, в которой все сопротивления приводятся к базисному напряжению $U_б$. За базисное напряжение принимается среднономинальное напряжение одной из ступеней, 10,5 или 0,4 кВ. Примем $U_б = 10,5$ кВ.

7.3 Сопротивления схемы замещения

Определяются сопротивления схемы замещения, приведенные к базовым условиям.

Ниже приводятся формулы для расчета сопротивлений, приводимых к базисным условиям, в которых индекс, обозначающий базисные условия, имеет букву «б», величины измеряются: S – в ВА, U – в В, Z – в Ом, l – в км, g_0 и x_0 в Ом/км, ΔP_k – в Вт, T_a – в с, I – в А. Сопротивление системы:

$$X_{c\delta} = \frac{U_{\delta}^2}{S_{\kappa}^{(3)}}.$$

Сопротивление трансформатора:

$$R_{m\delta} = \frac{\Delta P_{\kappa}}{S_{m\delta}} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{m\delta}};$$

$$X_{m\delta} = \frac{U_p \%}{100} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{m\delta}}.$$

Сопротивление линии:

$$R_{\delta} = r_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\delta}}{U_{cном}} \right)^2;$$

$$X_{\delta} = x_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\delta}}{U_{cном}} \right)^2.$$

Для каждой точки короткого замыкания суммируются сопротивления от начала электропередачи и находятся полные сопротивления:

$$Z_{\delta\Sigma} = \sqrt{R_{\delta\Sigma}^2 + X_{\delta\Sigma}^2}.$$

7.4 Расчет токов короткого замыкания

Трехфазный ток короткого замыкания:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\delta\Sigma}} \cdot \frac{U_{\delta}}{U_{cном}};$$

Для точек короткого замыкания, в которых $U_{cном} = U_{\delta}$, предыдущее выражение принимает вид:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\delta\Sigma}}.$$

Токи двухфазного короткого замыкания:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)} \approx 0,87 \cdot I_{\kappa}^{(3)}.$$

Ударные токи:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\kappa}^{(3)},$$

где K_y – ударный коэффициент, определяемый по выражению:

$$K_y = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{-3,14 R_{\delta\Sigma}}{X_{\delta\Sigma}}},$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания:

$$T_a = \frac{X_{\delta\Sigma}}{2\pi \cdot f \cdot R_{\delta\Sigma}} = \frac{X_{\delta\Sigma}}{314 \cdot R_{\delta\Sigma}}.$$

Значения ударного коэффициента можно найти по кривым зависимости коэффициента от отношения результирующих сопротивлений до соответствующей точки короткого замыкания.

Мощность короткого замыкания:

$$S_{\kappa}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_{cном} \cdot I_{\kappa}^{(3)}.$$

7.5 Расчет однофазного тока короткого замыкания в конце линии 0,38 кВ

Для проверки защиты на чувствительность рассчитываются минимальные токи КЗ. Это, чаще всего, токи однофазного КЗ, которые определяются по упрощенной формуле, рекомендуемой ПУЭ:

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{U_{\phi \min}}{\frac{1}{3} \cdot Z_m^{(1)} + Z_n},$$

где $U_{\phi \min}$ – минимальное фазное напряжение на шинах 0,4 кВ ТП:

$$U_{\phi \min} = 220 \cdot \left(1 \pm \frac{\delta U_{u0,4}}{100} \right),$$

где $Z_m^{(1)}$ – полное сопротивление трансформатора току замыкания на корпус; для трансформаторов 10/0,4 кВ со схемой соединения обмотки «звезда – звезда с нулем» значения приведены в таблице 23;

Z_n – полное сопротивление петли «фаза-нуль» от шин 0,4 кВ ТП до конца линии 0,38 кВ:

$$Z_n = L \cdot \sqrt{(r_{0\phi} + r_{0N})^2 + x_{no}^2},$$

где $r_{0\phi}$ r_{0N} – активные сопротивления фазного и нулевого проводов,

L – длина линии;

$x_{н\cdot o}=0,6$ Ом/км – индуктивное сопротивление току нулевой последовательности.

Таблица 23 – Сопротивления трансформаторов току замыкания на корпус

$S_{ТН}$, кВА	25	40	63	100	160	250	400	630
$\frac{1}{3} Z_m^{(1)}$, Ом	1,040	0,650	0,410	0,260	0,160	0,100	0,065	0,042

Если в расчетах токи КЗ получаются значительными, их удобнее выразить в кА; мощности КЗ ($S_{\kappa}^{(3)}$) выражать в МВА. Результаты расчета сводятся в таблицу 24.

Пример расчета:

Сопротивление системы: $X_{c\bar{o}} = \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{\kappa}^{(3)}} = \frac{10500^2}{200000000} = 0,55 \text{ Ом}.$

Сопротивление трансформатора:

$$R_{m\bar{o}} = \frac{\Delta P_{\kappa}}{S_{mн}} \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{mн}} = \frac{1280}{63000} \cdot \frac{10500^2}{63000} = 35,6 \text{ Ом};$$

$$X_{m\bar{o}} = \frac{U_p \%}{100} \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{mн}} = \frac{4,01}{100} \cdot \frac{10500^2}{63000} = 70,2 \text{ Ом}.$$

Сопротивление линии 10кВ: $R_{\bar{o}01} = r_{0AC70} \cdot l_{01} \cdot \left(\frac{U_{\bar{o}}}{U_{cнoм}} \right)^2 = 0,42 \cdot 4 \cdot \left(\frac{10500}{10500} \right)^2 = 1,68 \text{ Ом};$

$$X_{\bar{o}01} = x_{0AC70} \cdot l_{01} \cdot \left(\frac{U_{\bar{o}}}{U_{cнoм}} \right)^2 = 0,392 \cdot 4 \cdot \left(\frac{10500}{10500} \right)^2 = 1,57 \text{ Ом}.$$

Сопротивление линии 0,38 кВ:

$$R_{\bar{o}Л1} = r_{0A70} \cdot l_{Л1} \cdot \left(\frac{U_{\bar{o}}}{U_{cнoм}} \right)^2 = 0,412 \cdot 0,1 \cdot \left(\frac{10500}{400} \right)^2 = 28,4 \text{ Ом};$$

$$X_{\bar{o}Л1} = x_{0A70} \cdot l_{Л1} \cdot \left(\frac{U_{\bar{o}}}{U_{cнoм}} \right)^2 = 0,309 \cdot 0,1 \cdot \left(\frac{10500}{400} \right)^2 = 21,3 \text{ Ом}.$$

Остальные сопротивления участков ВЛ10 кВ и линий 0,38 кВ рассчитываются аналогично, результаты расчета сведены в таблицу 24. По найденным сопротивлениям определяются

результатирующие сопротивления от источника питания до места короткого замыкания. Например, до точки К4 (на шинах 0,4 кВ ТП1):

$$Z_{\Sigma 4} = \sqrt{R_{\Sigma 4}^2 + X_{\Sigma 4}^2} = \sqrt{(1,68 + 35,6)^2 + (0,55 + 1,57 + 70,2)^2} = 81,4 \text{ Ом.}$$

Токи короткого замыкания:

Для точки К1:

$$\text{Трехфазный: } I_{\kappa 1}^{(3)} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma 1}} = \frac{10,5}{1,73 \cdot 0,55} = 11,0 \text{ кА}$$

$$\text{Двухфазный: } I_{\kappa 1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa 1}^{(3)} \approx 0,87 \cdot I_{\kappa 1}^{(3)} = 0,87 \cdot 11,0 = 9,57 \text{ кА}$$

Для точки К4:

Трехфазный ток к.з:

$$I_{\kappa 4}^{(3)} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma 4}} \cdot \frac{U_{\phi}}{U_{\text{ном}}} = \frac{10,5}{1,73 \cdot 81,4} \cdot \frac{10,5}{0,4} = 1,96 \text{ кА,}$$

Двухфазный ток к.з:

$$I_{\kappa 4}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa 4}^{(3)} \approx 0,87 \cdot I_{\kappa 4}^{(3)} = 0,87 \cdot 1,96 = 1,71 \text{ кА,}$$

Ударный коэффициент:

$$K_y = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{-3,14 R_{\Sigma}}{X_{\Sigma}}} = 1 + e^{\frac{-3,1437,3}{72,3}} = 1,198,$$

Ударный ток к.з:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\kappa}^{(3)} = 1,41 \cdot 1,198 \cdot 1,96 = 3,31 \text{ кА.}$$

Минимальное фазное напряжение на шинах 0,4 кВ ТП1:

$$U_{\phi \min} = 220 \cdot \left(1 \pm \frac{\delta U_{u0,4}}{100}\right) = 220 \cdot \left(1 + \frac{1,54}{100}\right) = 223 \text{ В,}$$

Однофазный ток короткого замыкания

$$I_{\kappa 4}^{(1)} = \frac{U_{\phi \min}}{\frac{1}{3} \cdot Z_m^{(1)} + Z_n} = \frac{223}{0,41 + 0} = 544 \text{ А.}$$

Расчет токов короткого замыкания в других точках производится аналогично, результаты расчета сведены в таблицу 24.

Таблица 24 – Сводная таблица расчета токов короткого замыкания

Точки к.з	U _{сн} , кВ	Сопротивление, Ом			K _y	Токи короткого замыкания, кА				S _к ⁽³⁾ , МВА
		R _Σ	X _Σ	Z _Σ		I _к ⁽³⁾	I _к ⁽²⁾	I _к ⁽¹⁾	i _y	
К1	10,5	0	0,55	0,55	2	11,0	9,57	-	31,0	200
К2	10,5	1,68	2,12	2,70	1,083	2,24	1,95	-	3,42	40,7
К3	10,5	4,71	3,81	6,06	1,021	1,00	0,87	-	1,44	18,2
К4	0,4	37,3	72,3	81,4	1,198	1,96	1,71	0,544	3,31	1,36
К5	0,4	65,7	93,6	114	1,11	1,39	1,21	0,436	2,17	0,96
К6	0,4	137	129	188	1,036	0,84	0,74	0,303	1,23	0,58
К7	0,4	209	142	253	1,01	0,63	0,55	0,238	0,90	0,44

8 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ ТП1

Оборудование электроустановок выбирается исходя из условий нормального режима и проверяется на термическую и динамическую стойкость в режиме КЗ.

8.1 Выбор разъединителя

Выбор разъединителя осуществляется по номинальному напряжению сети и максимальному рабочему току установки:

$$U_{p\text{ ном}} = 10 \text{ кВ} \geq U_{c\text{ ном}} = 10 \text{ кВ},$$

$$I_{p\text{ ном}} = 200 \text{ А} \geq I_{p\text{ аб макс}} = \frac{S_{p\text{ аб}}}{\sqrt{3} \cdot U_{c\text{ н}}} = \frac{75}{1,73 \cdot 10} = 4,34 \text{ А}.$$

Предлагается разъединитель РЛНД-10/200 В с приводом типа ПР10 м. Проверяется разъединитель на термическую и динамическую стойкость:

$$I_t^2 \cdot t = 5^2 \cdot 10 = 250 \text{ кА}^2 \text{ с} \geq I_{\kappa}^{(3)2} \cdot t_{\text{экв}} = 2,24^2 \cdot 2 = 10 \text{ кА}^2 \text{ с},$$

$$i_o = 20 \text{ кА} \geq i_y = 3,42 \text{ кА},$$

где $U_{p\text{ ном}}$, $I_{p\text{ ном}}$ – номинальное напряжение и ток разъединителя;

I_t , t – ток и время термической стойкости разъединителя, равные 5 кА и 10 с;

$t_{\text{экв}}$ – эквивалентное время, примерно равное времени протекания тока $I_{\kappa}^{(3)}$ может быть принято 2 с;

i_o – ток динамической стойкости разъединителя, равный 20 кА.

Условия выполняются, разъединитель удовлетворяет требованиям.

8.2 Выбор рубильника на напряжение 0,4 кВ

Выбор рубильника производится аналогично разъединителю:

$$U_{p\text{ ном}} = 500 \text{ В} \geq U_{c\text{ ном}} = 380 \text{ В}$$

$$I_{p\text{ ном}} = 250 \text{ А} \geq I_{p\text{ аб макс}} = \frac{S_{p\text{ аб}}}{\sqrt{3} \cdot U_{c\text{ н}}} = \frac{75}{1,73 \cdot 0,38} = 114 \text{ А}$$

Выбираем рубильник Р – 32 с номинальным током $I_{p\text{ ном}} = 250 \text{ А}$.

9 ЗАЩИТА ОТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В проекте необходимо выбрать, рассчитать, проверить на чувствительность и согласовать между собой защиты следующих элементов электрической сети: линий 0,38 кВ, трансформатора 10/0,4 кВ (ТП 1) и линии 10 кВ. Линии 0,38 кВ защищаются, как правило, автоматическими выключателями (АВ), у которых тепловой расцепитель выполняет роль максимальной токовой защиты с выдержкой времени отключения (МТЗ), электромагнитный расцепитель – защиты без выдержки времени отключения, т.е. токовой отсечки (ТО).

Силовой трансформатор защищается предохранителем типа ПКТ-10, устанавливаемым со стороны 10 кВ, воздушная линия 10 кВ защищается МТЗ и ТО, действующими на отключение выключателя в начале линии.

На линиях 0,38 кВ, питающих трехфазные потребители, устанавливаются автоматические выключатели непосредственно у потребителя (АВ₁), и на подстанции (АВ₂). Наиболее распространенным потребительским выключателем является автоматический выключатель серии ВА, а подстанционным – автоматические выключатели серий АЗ700, АЕ2000.

Если тепловой (полупроводниковый) расцепитель автоматического выключателя, установленного на подстанции, оказывается нечувствителен к токам короткого замыкания, то он заменяется более чувствительной защитой, в качестве которой в последнее время применяется защита ЗТ-0,4 (или ЗТИ), в виде приставки к АВ₂.

Если нечувствительным оказывается электромагнитный расцепитель, то он не устанавливается и линия 0,38 кВ защищается только тепловым расцепителем АВ₂.

Чувствительность защиты оценивается по выражению:

$$K_{\text{чп}} = \frac{I_{\kappa\text{ мин}}^{(1)}}{I_{\text{тр}}} \geq 3,$$

где $I_{\kappa\text{ мин}}^{(1)}$ – минимальный ток однофазного короткого замыкания (ток в конце линии);

$I_{тр}$ – ток срабатывания теплового (полупроводникового) расцепителя.

Чувствительность защиты с электромагнитным расцепителем АВ₂ оценивается по выражению:

$$K_{чэр} = \frac{I_{к\max}^{(3)}}{I_{эр}} \geq 1,2,$$

где $I_{к\max}^{(3)}$ – ток 3-х фазного короткого замыкания на шинах подстанции;

$I_{эр}$ – ток срабатывания электромагнитного расцепителя.

9.1 Защита линий 0,38 кВ (Л-1)

Расчет защиты начинается с выбора автоматического выключателя, установленного у потребителя (АВ1).

Условия выбора следующие:

$$U_{ном АВ1} \geq U_{номсети}$$

$$I_{ном АВ1} \geq I_{раб\max}$$

$$I_{тр АВ1} \geq 1,2 \cdot I_{раб\max}$$

$$I_{элр АВ1} \geq I_{пускдв},$$

где $I_{пуск дв}$ – пусковой ток электродвигателя, установленного в линии.

Для определения $I_{пуск дв}$ выбираем электродвигатель типа АИРР200S6 с номинальной мощностью 30 кВт (согласно табл.1), $I_{ном} = 60,4$ А; $k_i = 6$; $m_{п} = 2,2$.

Выбираем АВ (автоматический выключатель) серии ВА 57-31-34 с параметрами:

$$U_{ном АВ1} = 660 В \geq U_{номсети} = 380 В$$

$$I_{ном АВ1} = 100 А \geq I_{раб\max} = 53,7 А$$

$$I_{тр АВ1} = 80 А \geq 1,2 \cdot I_{раб\max} = 1,2 \cdot 53,7 = 64,4 А$$

$$I_{элр АВ1} = 800 А \geq I_{пускдв} = 6 \cdot 60,4 = 362 А$$

Выбор автоматического выключателя, установленного на подстанции в Л1 (АВ2)

Выбираем выключатель серии АЗ716Б по параметрам сети:

$$U_{ном АВ2} = 660 В \geq U_{номсети} = 380 В$$

$$I_{ном АВ2} = 160 А \geq I_{раб\max} = 53,7 А$$

по условию селективности:

$$I_{тр АВ2} = 100 А > I_{тр АВ1} = 80 А$$

$$I_{элр АВ2} = 1600 А > I_{элр АВ1} = 800 А$$

Оценка чувствительности защиты Л1

$$K_{чтр} = \frac{I_{к\min K5}^{(1)}}{I_{тр АВ2}} = \frac{436}{100} = 4,36 \geq 3$$

$$K_{чэр} = \frac{I_{к\max K4}^{(3)}}{I_{эр АВ2}} = \frac{1960}{1600} = 1,23 \geq 1,2$$

Таким образом, защита линии Л-1 автоматическим выключателем АЗ716Б чувствительна к токам перегрузки и обладает требуемой селективностью действия.

9.2 Защита линий 0,38 кВ (Л2)

Расчет защиты линии Л2 аналогичен с расчетом защиты Л1. В этой линии подключены три потребителя электроэнергии. Из табл.3 находим потребитель с наибольшей мощностью и определяем для него рабочий ток:

$$I_{раб(номр2)} = \frac{S_{раб(номр2)}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{15^2 + 10^2}}{1,73 \cdot 0,38} = 27,4 А$$

Выбираем автоматический выключатель (АВ1).

Условия выбора

$$\begin{aligned}
 U_{ном АВ1} &= 660 В \geq U_{номсети} = 380 В \\
 I_{ном АВ1} &= 100 А \geq I_{рабmax} = 27,4 А \\
 I_{тр АВ1} &= 40 А \geq 1,2 \cdot I_{рабmax(номр)} = 1,2 \cdot 27,4 = 32,9 А \\
 I_{элр АВ1} &= 400 А \geq I_{пускдв} = 7,5 \cdot 22,2 = 166,5 А
 \end{aligned}$$

Принимаем к установке автоматический выключатель АВ1, серии ВА 57-31-34 с номинальным током автоматического выключателя 100 А, током тепллового расцепителя 40 А, током электромагнитного расцепителя 400 А.

Выбираем автоматический выключатель (АВ2), который устанавливается в Л2 на подстанции. Выбираем выключатель серии АЗ716Б по параметрам сети:

$$\begin{aligned}
 U_{ном АВ2} &= 660 В \geq U_{номсети} = 380 В \\
 I_{ном АВ2} &= 160 А \geq I_{рабmax} = 73,8 А
 \end{aligned}$$

по условию селективности:

$$\begin{aligned}
 I_{рабmax} &= 73,8 А < I_{тр АВ2} = 80 А > I_{тр АВ1} = 40 А \\
 I_{элр АВ2} &= 630 А > I_{элр АВ1} = 400 А
 \end{aligned}$$

Оценка чувствительности защиты Л2

$$\begin{aligned}
 K_{чтр} &= \frac{I_{кmin K6}^{(1)}}{I_{тр АВ2}} = \frac{303}{80} = 3,79 \geq 3 \\
 K_{чэр} &= \frac{I_{кmax K4}^{(3)}}{I_{эр АВ2}} = \frac{1960}{630} = 3,1 \geq 1,2
 \end{aligned}$$

Таким образом, защита линии Л-2 автоматическим выключателем АЗ716Б чувствительна к токам перегрузки и обладает требуемой селективностью действия.

9.3 Защита линий 0,38 кВ (Л3)

В рассматриваемом примере у потребителей, подключенных к Л3, нет крупных электродвигателей, поэтому для защит, установленных на вводе внутренних сетей, определяющим условием будет условие их отстройки от токов нагрузки.

Наиболее мощный потребитель в Л3 является коровник на 200 голов, для него рабочий ток на вводе составит:

$$I_{раб(номр)} = \frac{S_{раб(номр)}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{17^2 + 13^2}}{1,73 \cdot 0,38} = 32,6 А$$

Для него устанавливаем на вводе автоматический выключатель серии ВА 57-31-34 с параметрами:

$$\begin{aligned}
 U_{ном АВ1} &= 660 В \geq U_{номсети} = 380 В \\
 I_{ном АВ1} &= 100 А \geq I_{рабmax} = 32,6 А \\
 I_{тр АВ1} &= 40 А \geq 1,2 \cdot I_{рабmax(номр)} = 1,2 \cdot 32,6 = 40 А \\
 I_{элр АВ1} &= 400 А
 \end{aligned}$$

Защиту линии Л3 выполним на однотипном подстанционном автоматическом выключателе АВ2, серии 3716Бс тепловым и электромагнитным расцепителями.

Условие выбора АВ2 по параметрам сети:

$$\begin{aligned}
 U_{ном АВ2} &= 660 В \geq U_{номсети} = 380 В \\
 I_{ном АВ2} &= 160 А \geq I_{рабmax} = 75,8 А
 \end{aligned}$$

по условию селективности:

$$\begin{aligned}
 I_{рабmax} &= 75,8 А < I_{тр АВ2} = 80 А > I_{тр АВ1} = 40 А \\
 I_{элр АВ2} &= 630 А > I_{элр АВ1} = 400 А
 \end{aligned}$$

Оценка чувствительности защиты ЛЗ

$$K_{чпр} = \frac{I_{\kappa \min K7}^{(1)}}{I_{прAB2}} = \frac{238}{80} = 2,97 < 3$$

$$K_{чэп} = \frac{I_{\kappa \max K4}^{(3)}}{I_{эпAB2}} = \frac{1960}{630} = 3,1 \geq 1,2$$

По чувствительности тепловой расцепитель АВ2 не проходит, поэтому применяем приставку к автоматическому выключателю ЗТ-0,4 (или ЗТИ).

Расчет защиты на ЗТ-0,4

Приставка действует как независимый расцепитель АВ2 и имеет защиту от междофазного тока КЗ и защиту от однофазного тока КЗ.

Защита от междофазного тока КЗ отстраивается от тока нагрузки ЛЗ, т.е. ток срабатывания защиты $I_{ср}^{(2)}$ находится:

$$I_{ср}^{(2)} = K_n \cdot K_z \cdot I_{раб\max} = 1,2 \cdot 1,25 \cdot 75,8 = 114 \text{ A}$$

где K_n – коэффициент надежности, равный 1,2;

$K_z = 1,25$ – коэффициент самозапуска, учитывающий увеличение нагрузочного тока от пусковых токов, после отключения тока КЗ другими защитами (например, АВ1). Для производственных нагрузок.

Уставка тока срабатывания $I_{уст}^{(2)}$ устройства ЗТ-0,4 имеет три значения: 100, 160, 250 А.

Тогда

$$I_{уст}^{(2)} = 160 \text{ A} > I_{ср}^{(2)} = 114 \text{ A}$$

Оценка чувствительности определяется по минимальному двухфазному току КЗ:

$$K_{чрасч}^{(2)} = \frac{I_{\kappa \min K7}^{(2)}}{I_{уст}^{(2)}} = \frac{550}{160} = 3,44 \geq K_{чдон}^{(2)} = 1,5$$

Защита чувствительна к междофазным токам КЗ.

Расчет защиты ЗТ-0,4 от однофазного тока начинается с определения тока несимметрии:

$$I_{нес} = K_{нес} \cdot I_{раб\max} = 0,3 \cdot 75,8 = 22,7 \text{ A},$$

где $K_{нес}$ – коэффициент несимметрии, который колеблется в пределах от 0,1 до 0,5.

Затем определяется ток срабатывания $I_{ср}^{(1)}$ от однофазного тока КЗ:

$$I_{ср}^{(1)} = K_n \cdot I_{нес} = 1,2 \cdot 22,7 = 27,2 \text{ A}$$

где K_n – коэффициент надежности, равный 1,2.

Уставка тока срабатывания $I_{уст}^{(1)}$ от однофазного тока КЗ выбирается из трех значений: 40, 80 и 120 А. Выбираем $I_{уст}^{(1)} = 40 \text{ A}$.

Определяем чувствительность этой защиты:

$$K_{чрасч}^{(1)} = \frac{I_{\kappa \min}^{(1)} - I_{нес}}{I_{уст}^{(1)}} = \frac{238 - 22,7}{40} = 5,38 \geq K_{чдон}^{(1)} = 1,5$$

Защиты чувствительны к любым видам токов КЗ и принимаются к исполнению.

Окончательно для защиты ЛЗ устанавливаем выключатель серии А 3716Б со следующими параметрами: номинальный ток 160 А, ток теплового расцепителя 80 А, ток электромагнитного расцепителя 630 А, снабженного приставкой ЗТ-0,4, имеющей: $I_{уст}^{(2)} = 160 \text{ A}$, $I_{уст}^{(1)} = 40 \text{ A}$.

9.4 Защита трансформатора 10/0,4 кВ

Трансформаторы защищаются плавкими предохранителями типа ПКТ-10.

Основные условия выбора плавких предохранителей:

$$U_{пред} \geq U_{номсети}$$

$$I_{номоткл} \geq I_{кmax}$$

$$I_{номвст} \approx 2 \cdot I_{номтр}$$

Рекомендуется значения токов плавких вставок выбирать в зависимости от мощности трансформатора по таблице 25.

Таблица 25 – Рекомендуемые значения токов плавких вставок предохранителей

$S_{н\tau}$, кВА	40	63	100	160	250	400	630
$I_{номвст}$, А	5	8	16	20	32	50	75
$I''_{сз\text{ расч}}$, А	-	40	85	110	150	280	420

Предварительно выбираем номинальный ток плавкой вставки 8 А. Окончательное значение принимается после построения графика согласования защит.

На стойкость в режиме короткого замыкания силовой трансформатор, защищенный предохранителем, не проверяется.

9.5 Защита ВЛ 10 кВ

Линии напряжением 10 кВ защищаются от токов КЗ с помощью максимальной токовой защиты (МТЗ) и токовой отсечки (ТО) с действием на отключение. Выполняются защиты на реле типа РТВ и РТМ (см. рис 13.1) или РТ-85.

Расчет МТЗ

Пример расчета выполнен на реле типа РТВ как наиболее распространенном.

Ток срабатывания защиты определяется по двум условиям:

Первое, при отстройке от рабочего максимального тока:

$$I'_{сз\text{ расч}} = \frac{K_n \cdot K_3}{K_\phi} \cdot I_{p\text{ max}} = \frac{1,3 \cdot 1,1}{0,65} \cdot 19,2 = 42,2 \text{ А},$$

где K_n - коэффициент надежности, $K_n = 1,3$ для реле РТВ; $K_n = 1,2$ для реле РТ-85;

K_ϕ - коэффициент возврата, $K_\phi = 0,65$ для реле РТВ; $K_\phi = 0,8$ для реле РТ-85;

K_3 - коэффициент самозапуска, $K_3 = 1,1$ для всех видов реле.

Второе по условию селективности с более удаленной от источника питания защитой $I''_{сз\text{ расч}}$, которая выбирается по самому мощному трансформатору 10/0,4 кВ, подключенному к линии (в примере 100 кВА).

$$I''_{сз\text{ расч}} = 85 \text{ А}$$

Большее значение принимается за расчетное $I_{сз\text{ расч}} = 85 \text{ А}$.

Ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{K_{сх}}{K_I} \cdot I_{сз\text{ расч}} = \frac{1}{30} \cdot 85 = 2,8 \text{ А}$$

где $K_{сх} = 1$ – коэффициент схемы соединения трансформаторов тока и реле, для схем с неполной звездой, в основном применяемых для защиты линий 10 кВ;

K_I - коэффициент трансформации трансформатора тока ТТ:

$$K_I = \frac{I_{ТТ1ном}}{I_{ТТ2ном}} = \frac{150}{5} = 30,$$

где $I_{ТТ1ном}$ - первичный номинальный ток ТТ выбирается из условия:

$$I_{ТТ1ном} = 150 \text{ А} \geq I_{p\text{ max}} = 19,2 \text{ А}$$

Определяем уставку тока на реле:

$$I_{уст} = 5,6 \text{ А} \geq I_{ср} = 2,8 \text{ А}$$

Для реле РТВ ток уставки может быть: 5,6; 7,5; 10; 12,5; 15; 17,5; 20; 25; 30; 35А.

Для РТ-85, используемого в схемах на переменном оперативном токе с дешунтированием катушки отключения ток уставки: 6, 7, 8, 9, 10.

Принимаем $I_{уст} = 5,6 \text{ А}$

Действительный (принятый) ток срабатывания защиты:

$$I_{сз\partial} = \frac{K_I}{K_{сх}} \cdot I_{уст} = \frac{30}{1} \cdot 5,6 = 168 \text{ A}$$

Проверяется чувствительность защиты:

$$K_{ч\text{ расч}} = \frac{I_{к\min}}{I_{сз\partial}} = \frac{I_{к3}^{(2)}}{I_{сз\partial}} = \frac{870}{168} = 5,2 > K_{чув\partialоп} = 1,5$$

Расчет токовой отсечки на РТМ

Ток срабатывания токовой отсечки выбирается по двум условиям:

1) при отстройке от тока КЗ у ближайшей потребительской подстанции:

$$I'_{сo\text{ расч}} = K_n \cdot I_{к2}^{(3)} = 1,5 \cdot 2240 = 3360 \text{ A},$$

где $K_n = 1,5$ – коэффициент надежности отсечки для реле РТМ.

2) при отстройке от броска тока намагничивания трансформаторов 10/0,4 кВ, подключенных к линии, при их включении под напряжение (сумма мощностей трансформаторов 328 кВА):

$$I''_{сo\text{ расч}} = 5 \cdot \frac{\sum S_{т\text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 5 \cdot \frac{328}{1,73 \cdot 10} = 94,8 \text{ A}$$

Большее значение принимаем за расчетное.

Определяем ток срабатывания реле отсечки:

$$I_{сpo} = \frac{K_{сх}}{K_I} \cdot I_{сo\text{ расч}} = \frac{1}{30} \cdot 3360 = 112 \text{ A}$$

Определяем уставку тока на реле:

$$I_{устo} = 125 \text{ A} \geq I_{сpo} = 112 \text{ A}$$

Для реле РТМ уставка токовой отсечки: 5; 7,5; 10; 15; 20; 25; 30; 40; 50; 60; 75; 100; 125; 150 А.

Чтобы точно выполнялось условие необходимо было увеличить коэффициент трансформации ТТ и принять его равным 30.

Определяем действительный ток срабатывания защиты:

$$I_{сo\partial} = \frac{K_I}{K_{сх}} \cdot I_{устo} = \frac{30}{1} \cdot 125 = 3750 \text{ A}$$

Чувствительность защиты:

$$K_{ч\text{ расч}} = \frac{I_{к1}^{(3)}}{I_{сo\partial}} = \frac{11000}{3750} = 2,9 > K_{ч\partialоп} = 1,2.$$

9.6 Согласование защит

Действие максимальных токовых защит должно быть согласовано по времени, чтобы поврежденный элемент электропередачи отключался ближайшей к нему защитой (рисунок 7).

Согласование защит обычно выполняется на графике (карте селективности), на котором все токовременные характеристики защит строятся при одном напряжении (в примере 0,38 кВ) в пределах от тока срабатывания защиты до тока КЗ в месте установки защиты. Для построения графика рекомендуется использовать времятоковые характеристики автоматических воздушных выключателей, приставок ЗТ-0,4, предохранителей на напряжение 10 кВ, МТЗ и ТО (рисунки 9 – 12).

На графике (рисунок 8) строятся характеристики защит линий 0,38 кВ, затем трансформатора 10/0,4 кВ и ВЛ 10 кВ. Оси координат лучше взять в логарифмическом масштабе.

Вначале показывается схема электропередачи с указанием всех защит и их параметров, токов КЗ, необходимых при согласовании (рисунок 7).

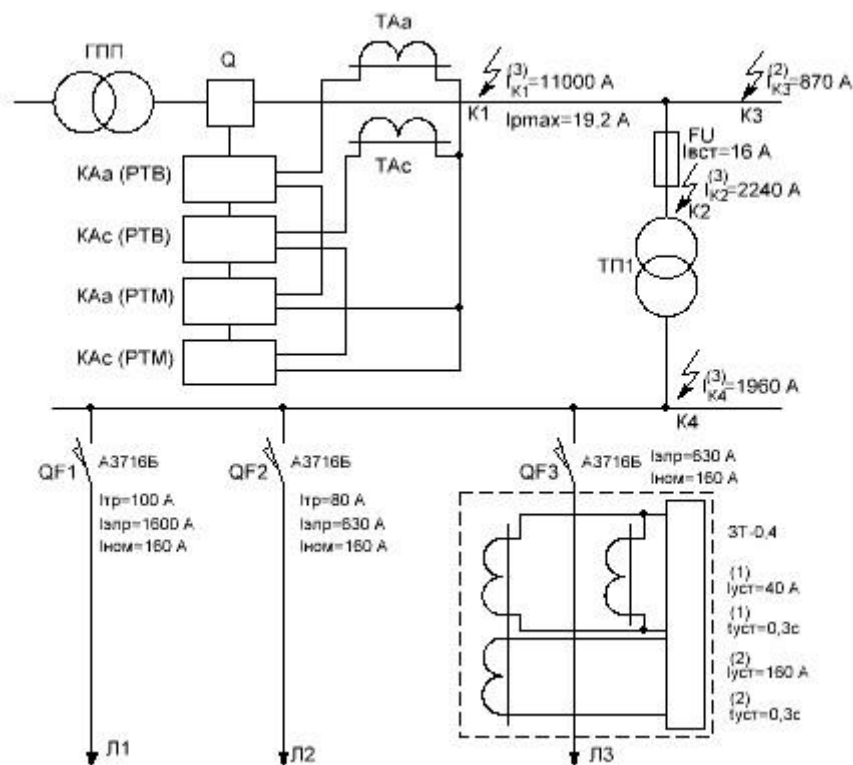


Рисунок 7 – Защита от токов короткого замыкания, установленная в сети

Строится токовременная характеристика защиты линии Л1. Защита выполнена на автоматическом выключателе А3716Б с тепловым и электромагнитным расцепителями. Токовременная характеристика заносится в таблицу 25.

Таблица 25 – Токовременная характеристика защиты Л1 (А3716Б $I_{нр}=100\text{A}$)

I, A	200	250	300	400	500	600	700	1000	1600	1960
t, c	300	120	75	20	15	10	8	5	0,04	0,04

Строится токовременная защита линии Л2. Защита выполнена на автоматическом выключателе серии А3716Б с тепловым и электромагнитным расцепителями. Токовременная характеристика заносится в таблицу 26.

Таблица 26 – Токовременная характеристика защиты Л2 (А3716Б $I_{нр}=80\text{A}$)

I, A	150	200	250	300	400	500	630	1960
t, c	200	50	30	20	10	7,5	0,04	0,04

Строится токовременная характеристика защиты Л3. Линия Л3 защищается автоматическим выключателем серии А3716Б с приставкой ЗТ – 0,4 и электромагнитным расцепителем. Уставку времени ЗТ – 0,4 выбираем минимальную, т.е. $t_y=0,3\text{ с}$. На графике согласования характеристику от однофазных коротких замыканий можно не строить, так как она пройдет ниже характеристики защиты от междуфазных коротких замыканий. Для построения токовременной характеристики защиты заполняется таблица 27.

Таблица 27 – Токовременная характеристика защиты Л3 (ЗТ – 0,4 $I_{ycm}^{(2)}=160\text{ A}$, $t_y=0,3\text{ c}$)

I, A	200	250	300	400	500	600	630	1960
t, c	7	2,8	1,2	0,6	0,5	0,3	0,04	0,04

Строится токовременная характеристике защиты трансформатора ТМ-10/0,4 кВ. Значение токов плавкой вставки (в примере $I_{вст}=8\text{A}$) пересчитываются на напряжение 0,4 кВ. После построения характеристики на графике (рис. 13.2) оказалось, что взятая в примере плавкая вставка не согласуется с характеристикой автоматического выключателя А3716Б. Наименьшее время сближения характеристик чуть больше 0,1 с, что меньше, чем

допустимое (степень селективности $\Delta t = 1$ с). Поэтому выбираем плавкую вставку с $I_{вст}=16$ А и строим характеристику этой вставки (таблица 28).

Таблица 28 – Токовременная характеристика защиты трансформатора (ПКТ – 10 $I_{вст}=16$ А)

I, А	30	40	50	60	70	80	100	150	200	350
t, с	200	100	20	6	2	1	0,3	0,1	0,08	0
$I_{нн}$, А	750	1000	1250	1500	1750	2000	2500	3750	5000	8750

Строится токовременная характеристика защиты ВЛ-10 кВ. В примере МТЗ и ТО выполнены на встроенных в привод реле РТВ и РТМ.

Переносится найденная характеристика реле на график согласования защит до тока срабатывания ТО, предварительно заполнив таблицу 29.

После построения характеристики необходимо убедиться в том, что в зоне совместного действия МТЗ линии 10 кВ и плавкой вставки предохранителя ПК-10-20 соблюдалось условие селективности.

Таблица 29 – Токовременная характеристика защиты ВЛ 10 кВ

К	1	1,2	1,5	1,7	2,0	2,5	3,0	3,5	$I_{сод}$	$I_{к1}^{(3)}$
I, А	168	202	252	286	336	420	504	588	3750	11000
t, с	10	5	3,5	3	2,3	1,5	1,2	1,0	0,1	0,1
$I_{нн}$, А	4200	5050	6300	7150	8400	10500	12600	14700	93750	275000

Характеристики защит представлены на рисунке 8.

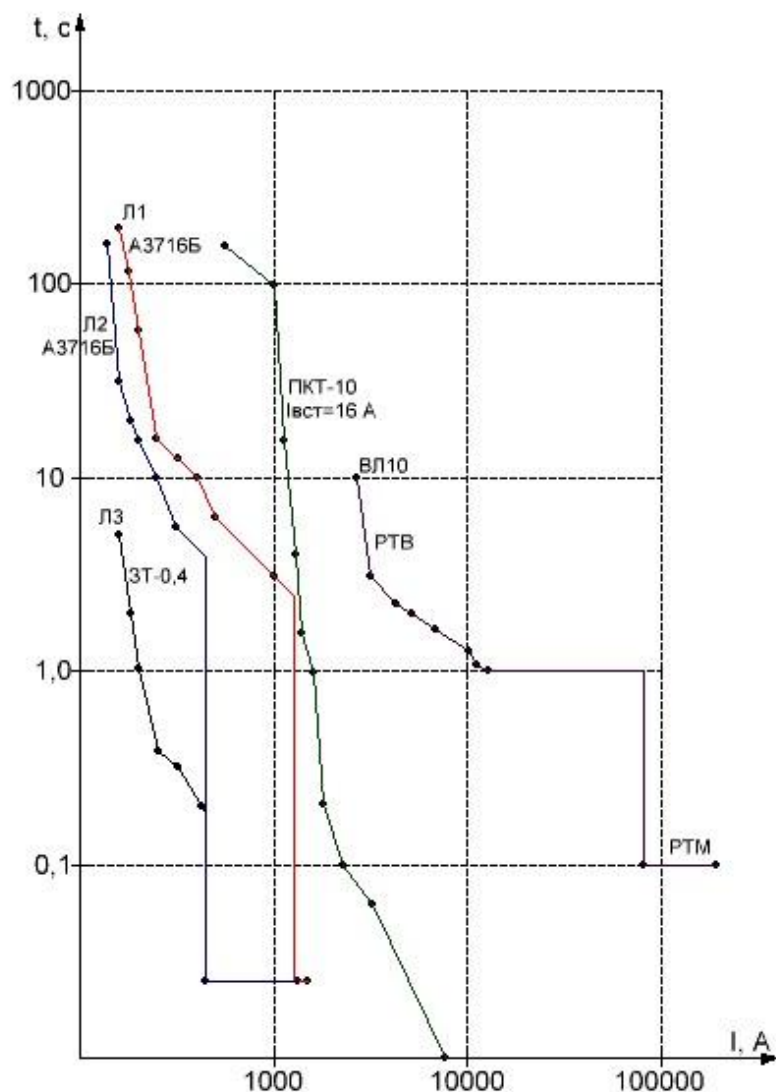


Рисунок 8 – График согласования защит

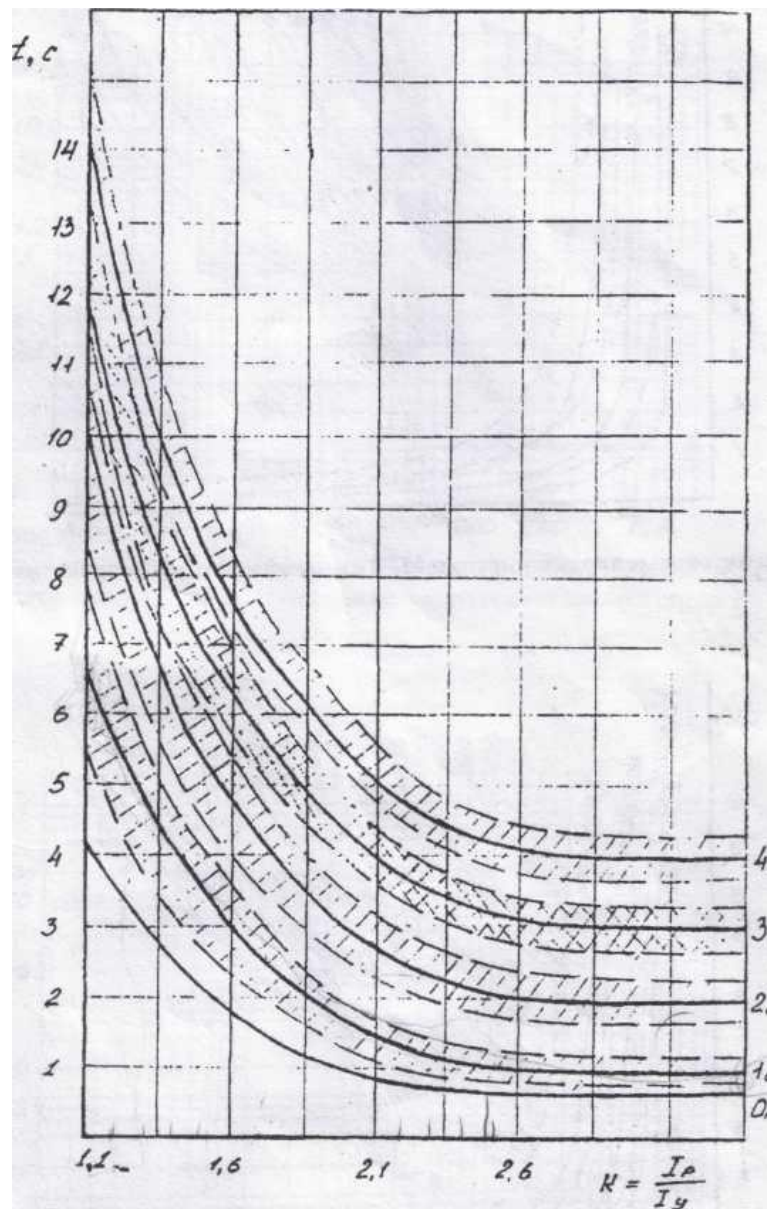


Рисунок 9 – Токовременная характеристика реле РТВ – I, РТВ – II, РТВ – III привода ПП – 67

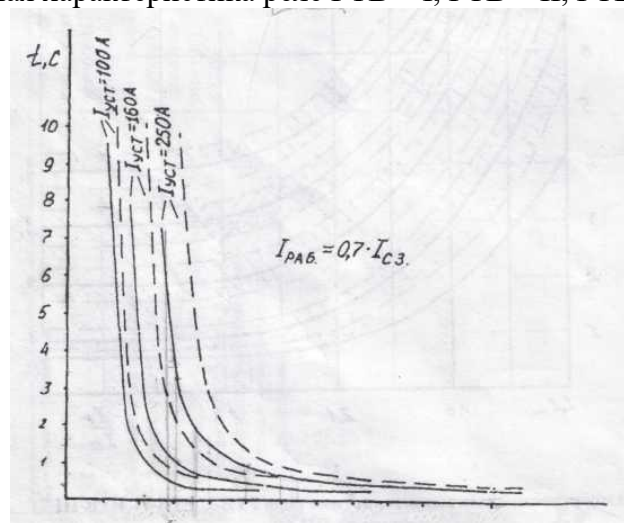


Рисунок 10 – Токовременная характеристика МТЗ от междуфазных коротких замыканий устройства ЗТ – 0,4

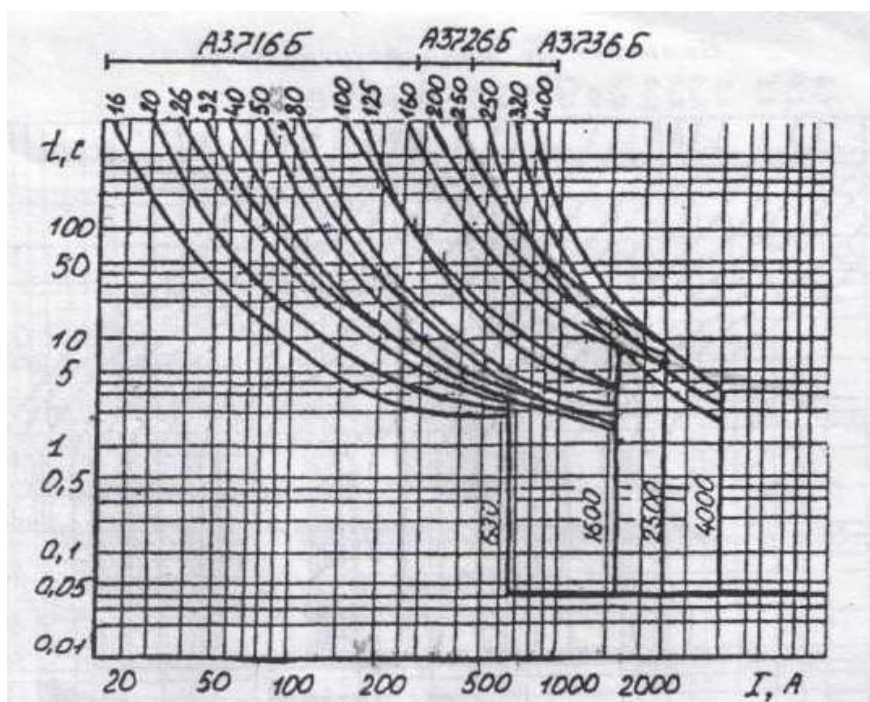


Рисунок 11 – Токовременная характеристика выключателей А3716Б, А3726Б, А3736Б с комбинированными расцепителями

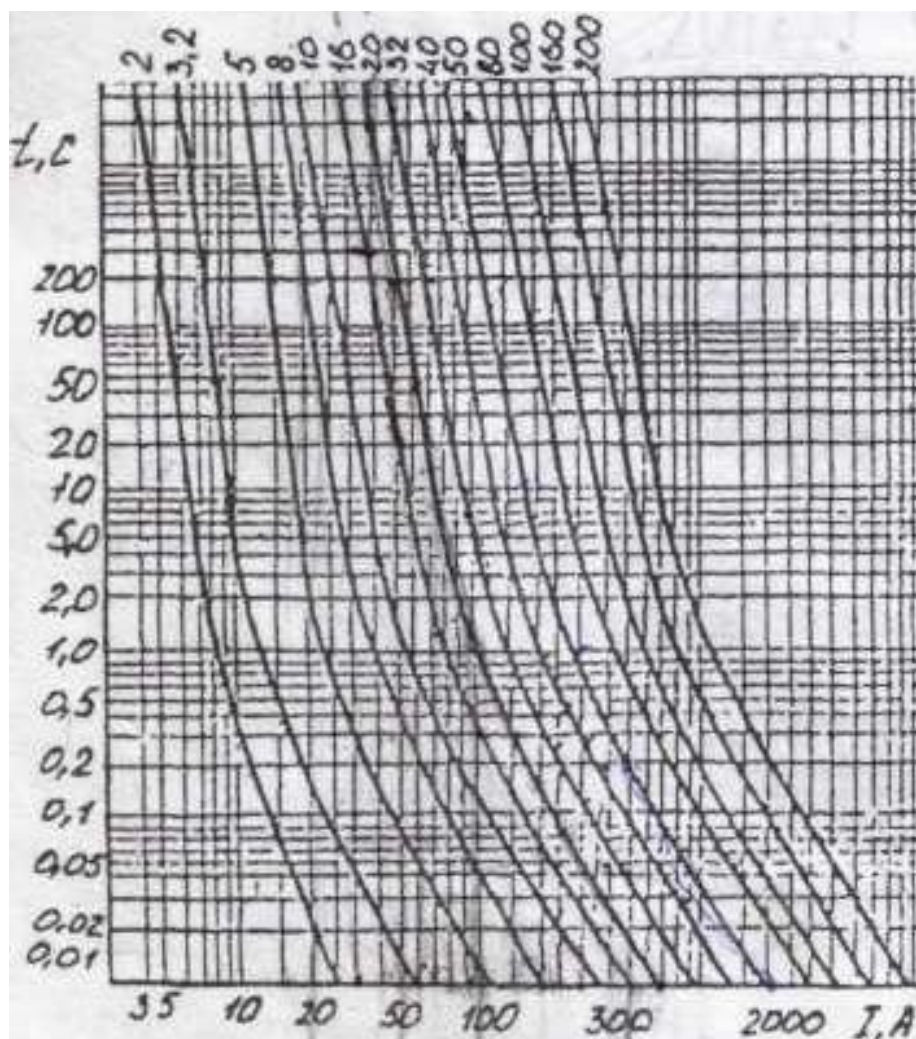


Рисунок 12 – Токовременные характеристики плавких предохранителей серии ПК и ПКТ

10 ВОПРОСЫ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ

В разделе необходимо предложить мероприятия, обеспечивающие безопасную эксплуатацию воздушных линий электропередач и потребительской трансформаторной подстанции: описать количество и место установки устройств защиты от атмосферных перенапряжений, произвести расчет контура заземления трансформаторной подстанции 10/0,4кВ.

Вся грозозащитная аппаратура подстанции подключается к контуру заземления, сопротивление которого 4 Ом. Расчет контура заземления рекомендуется выполнять следующим образом.

Сети 0,38 кВ с целью безопасности обеспечиваются заземлением. Грозозащитное заземление выполняется в начале и в конце линии, через 100...200 метров, а так же на опорах, от которых выполняется ввод в общественные, животноводческие и складские помещения. Из раздела 2 следует, что необходимо для безопасного электроснабжения сельскохозяйственных потребителей, сделать 15 повторных заземлений.

Контур заземления выполнен в виде прямоугольника размерами $S = a \times b = 5 \times 5 \text{ м}^2$, в качестве вертикальных заземлителей взяты стальные стержни длиной 5 м, диаметром 12 мм, соединенных между собой таким же стержнем на глубине 0,8 м. Глубина заложения стержня от поверхности земли 0,7 м. Удельное сопротивление грунта, измеренное в сухую погоду $\rho_{cp} = 150 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, ТП – 10/0,4 кВ расположена во второй климатической зоне.

Сопротивление вертикального заземлителя:

$$R_s = \frac{0,366}{\ell} \times \rho_{pac} \times \left(\ell g \frac{\kappa \times \ell}{d} + 0,5 \times \ell g \frac{4 \times h_{cp} + 1}{4 \times h_{cp} - 1} \right) = 38 \text{ Ом}$$

где $\kappa = 2$ – числовой коэффициент для стержней или труб;

ρ_{pac} – расчетное сопротивление грунта, $\text{Ом} \cdot \text{м}$;

K_c – коэффициент сезона;

K_z – коэффициент, учитывающий при каких климатических условиях производятся измерения;

d – внешний диаметр трубы, стержня, а для уголка ширина полки, м;

ℓ – длина электрода, м;

h_{cp} – глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины трубы, стержня, уголка, м (рисунок 13)

$$\rho_{pac} = K_c \times K_z \times \rho_{cp} = 1,25 \times 0,95 \times 150 = 178 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$h_{cp} = h + \frac{\ell}{2} = 0,7 + \frac{5}{2} = 3,2 \text{ м}$$

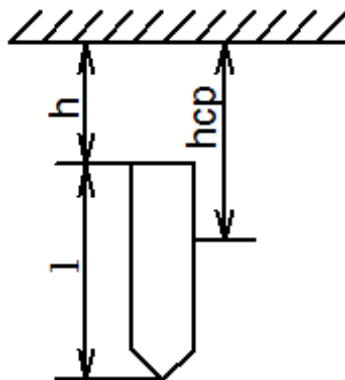


Рисунок 13 – Расположение вертикального заземлителя

Сопротивление повторного заземления:

$$R_{n.z.} = 30 \times \frac{\rho_{pac}}{100} = 30 \times \frac{178}{100} = 53 \text{ Ом}$$

Следовательно, для повторных заземлений берется стержень диаметром 12 мм, длиной 5 м, сопротивление которого $38\text{Ом} \leq 53\text{Ом}$.

Общее сопротивление всех 15 повторных заземлений составит:

$$R_{n.з.} = \frac{R_6}{n_{n.з.}} = \frac{38}{15} = 2,53\text{Ом}$$

где $n_{n.з.}$ - количество повторных заземлений.

Расчетное сопротивление заземления нейтрали трансформатора с учетом повторных заземлений:

$$R_{исх} = \frac{R_3 \times R_{n.з.}}{R_3 - R_{n.з.}} = \frac{4 \times 2,53}{4 - 2,53} = 7\text{Ом}$$

где $R_3 = 4\text{Ом}$ – нормированное сопротивление заземляющего устройства, Ом

Следовательно, согласно ПУЭ, сопротивление заземляющего устройства при присоединении к нему электрооборудования напряжением до 1000 В не должно быть более 10 Ом, тогда в расчетах принимается $R_{исх} = 7\text{Ом}$.

Теоретическое число стержней (уголков):

$$n_T = \frac{R_6}{R_{исх}} = \frac{38}{7} \approx 5шт$$

Принимаем $n_T = 5шт$, располагаем их в грунте на расстоянии друг от друга:

$$a = \frac{\ell_{полосы}}{n_T} = \frac{20}{5} = 4\text{м}$$

где $\ell_{полосы}$ - длина полосы связи

$$\ell_{полосы} = (2 \times A) + (2 \times B) = (2 \times 5) + (2 \times 5) = 20\text{м}$$

где «А» и «В» - размеры контура заземления, м

Сопротивление полосы связи:

$$R_n = \frac{0,366 \times \rho_{рас}}{\ell_{полосы}} \times \lg \frac{2 \times \ell_{полосы}^2}{d \times h_{полосы}} = \frac{0,366 \times 360}{20} \times \lg \frac{2 \times 20^2}{0,012 \times 0,8} = 30\text{Ом}$$

где d – диаметр круглой стали или ширина полосы прямоугольного сечения, м;

$h_{полосы}$ – глубина заложения горизонтального заземлителя, м

$$\text{Находим отношение: } \frac{a}{\ell} = \frac{5}{5} = 1$$

По этому отношению и количеству стержней теоретическому, определяются коэффициенты экранирования вертикальных η_6 и горизонтальных η_z заземлителей:

$$\eta_6 = 0,73 \quad \eta_z = 0,6$$

Действительное число стержней:

$$n_d = \frac{R_6 \times \eta_z}{\eta_6} \times \left(\frac{1}{R_{исх}} - \frac{1}{R_z} \right) = \frac{38 \times 0,6}{0,73} \times \left(\frac{1}{7} - \frac{1}{30} \right) = 3,4шт$$

Принимаем к монтажу $n_d = 4шт$

Действительное сопротивление искусственного заземлителя:

$$R_{исх.дейст} = \frac{R_6 \times R_z}{R_z \times \eta_d \times \eta_6 + R_6 \times \eta_z} = \frac{38 \times 30}{30 \times 4 \times 0,73 + 38 \times 0,6} \approx 10\text{Ом} \leq 10\text{Ом}$$

Действительное сопротивление заземляющего устройства с учетом повторных заземлений нулевого провода:

$$R_{расч} = \frac{R_{исх.дейст} \times R_{n.з.}}{R_{исх.дейст} + R_{n.з.}} = \frac{10 \times 2,53}{10 + 2,53} = 2,02\text{Ом}$$

$$R_{расч} = 2,02\text{Ом} \leq R_3 = 4\text{Ом}$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ ПО ПРОЕКТУ

В заключении курсового проекта рекомендуется проанализировать принятые технические решения и сделать соответствующие выводы о том, какие параметры или показатели влияют на качество передаваемой электроэнергии и на экономические затраты.

Например, сделать выводы о влиянии отклонения напряжения на качество электроэнергии, в результате чего нарушается нормальный режим работы потребителей. С другой стороны, сделать вывод, почему практически невозможно обеспечить нормальное напряжение на зажимах каждого потребителя; пояснить, почему при малой величине допустимой потери напряжения стоимость сооружения может значительно повышаться.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Основные источники

1. Бобров, А. В. Основы эксплуатации электрооборудования: учебное пособие / А. В. Бобров, В. П. Возовик. - Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2018. - 168 с. – Режим доступа: <https://znanium.com/catalog/product/1818926>
2. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования: учеб. пособие / Н.В. Грунтович. — Минск: Новое знание; М.: ИНФРА-М, 2019. — 271 с.: ил - Режим доступа: <http://znanium.com/catalog/product/992991>
3. Немировский, А. Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций: учебное пособие / А. Е. Немировский, И. Ю. Сергиевская, Л. Ю. Крепышева. - 4-е изд., доп. - Москва: Вологда: Инфра-Инженерия, 2020. - 174 с. – режим доступа: <https://znanium.com/catalog/product/1168656>
4. Сибикин, Ю. Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий: учебник / Ю.Д. Сибикин. — 5-е изд., перераб. и доп. — Москва: ИНФРА-М, 2020. — 405 с. — Режим доступа: <https://new.znanium.com/catalog/product/1080542>
5. Сибикин, Ю. Д. Технология электромонтажных работ: учебное пособие / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. — 4-е изд., испр. и доп. — Москва: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2022. — 352 с. — (Среднее профессиональное образование). – Режим доступа: <https://znanium.com/catalog/product/1771886>
6. Хорольский, В. Я. Эксплуатация систем электроснабжения: учебное пособие / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов. — Москва: ИНФРА-М, 2021. — 288 с. — (Среднее профессиональное образование).режим доступа: <https://znanium.com/catalog/product/1372885>
7. Хорольский, В. Я. Организация и управление деятельностью электросетевых предприятий: учебное пособие / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов, В.Г. Жданов. — Москва: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2020. — 143 с. — (Среднее профессиональное образование). – Режим доступа: <https://znanium.com/catalog/product/1096997>
8. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях: учеб. пособие / Е.Ф. Щербаков, Д.С. Александров, А.Л. Дубов. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2019. — 495 с. - Режим доступа: <http://znanium.com/catalog/product/1001315>

Дополнительные источники

1. Анчарова, Т. В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. — 2-е изд., перераб. и доп. — Москва: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2020. — 415 с. — Режим доступа: <https://new.znanium.com/catalog/product/1045619>
2. Башкатов, А. М. Компьютерные программы в электроэнергетике: практикум: учебное пособие / А.М. Башкатов, Е.А. Сумеркин, Р.С. Заседателев. — Москва: ИНФРА-М, 2021. — 455 с.— (Среднее профессиональное образование). —Режим длступа: <https://znanium.com/catalog/product/1048798>
3. Вантеев, А. И. Обслуживание электрических подстанций: теория и практика: учебное пособие / А. И. Вантеев. - Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2021. - 368 с. – Режим доступа: <https://znanium.com/catalog/product/1836540>

4. Горемыкин, С. А. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем: учебное пособие / С.А. Горемыкин. — Москва: ИНФРА-М, 2022. — 191 с. — Режим доступа: <https://znanium.com/catalog/product/1839650>
5. Дубинский, Г. Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением выше 1000 В: учебное пособие / Г. Н. Дубинский, Л. Г. Левин. - 2-е изд., испр. и доп. - Москва: СОЛОН-Пресс, 2020. - 538 с. – Режим доступа: <https://znanium.com/catalog/product/1227715>
6. Куксин, А. В. Релейная защита электроэнергетических систем: учебное пособие / А. В. Куксин. - Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2021. - 200 с. – Режим доступа: <https://znanium.com/catalog/product/1836538>
7. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. — 2-е изд. — Москва: ИНФРА-М, 2023. — 436 с. —Режим доступа: <https://znanium.com/catalog/product/1833418>
8. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. — 3-е изд. — Москва: ИНФРА - М, 2022. — 144с. – Режим доступа: <https://znanium.com/catalog/product/1860810>
9. Сибикин Ю.Д. Технология энергосбережения: учебник / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. — 4-е изд., перераб. и доп. — Москва: ИНФРА-М, 2020. — 336 с. — Режим доступа: <https://new.znanium.com/catalog/product/1045618>
10. Хорольский, В. Я. Техничко-экономические расчеты распределительных электрических сетей: учеб. пособие / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов, Д.В. Петров. — Москва: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2020. — Режим доступа: <https://new.znanium.com/catalog/product/1040241>
11. Хорольский, В. Я. Надежность электроснабжения: учеб. пособие / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов. — М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2019. — 127 с. — (Среднее профессиональное образование). – Режим доступа: <https://znanium.com/catalog/product/1013429>
12. Шеховцов, В. П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования: учебное пособие / В.П. Шеховцов. — 3-е изд., испр. — Москва: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2021. — 214 с. — (Среднее профессиональное образование). – Режим доступа: <https://znanium.com/catalog/product/1231245>
13. Шеховцов, В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению: учебное пособие / В.П. Шеховцов. — 3-е изд. — Москва: ИНФРА-М, 2020. — 136 с. — Режим доступа: <https://new.znanium.com/catalog/product/1090082>
14. Электробезопасность работников электрических сетей: Учебное пособие / Привалов Е.Е., Ефанов А.В., Ястребов С.С. - Ставрополь:СтГАУ - "Параграф", 2018. - 296 с.: - Режим доступа: <http://znanium.com/catalog/product/976990>
15. Электроэнергетика: учебное пособие / Ю.В. Шаров, В.Я. Хорольский, М.А. Таранов, В.Н. Шемякин. — Москва: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2020. — 384 с. — (Среднее профессиональное образование). – Режим доступа: <https://znanium.com/catalog/product/1026876>
16. Энергосберегающие технологии в промышленности: учебное пособие / А. М. Афонин, Ю. Н. Царегородцев, А. М. Петрова, С. А. Петрова. — 2-е изд. — Москва: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2021. — 271 с. — (Среднее профессиональное образование). – Режим доступа: <https://znanium.com/catalog/product/1220768>

Интернет – ресурсы

1. Все об электростанциях [Электронный ресурс] // [сайт] / Электротехнический портал – Режим доступа: <http://www.gigavat.com/index.php> (Дата последнего доступа: 02.08.2023)
2. Испытательное оборудование, электроизмерительные приборы и электротехническое оборудование [Электронный ресурс] // [сайт] / Проект компании Тес – group Передовые технологии – Режим доступа: <http://www.tec-electro.ru> (Дата последнего доступа: 02.08.2023)
3. Новости электротехники. Информационно – справочное издание [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.news.elteh.ru> (Дата последнего доступа: 02.08.2023)
4. Новости электроэнергетики. Оборудование. Документация. [Электронный ресурс] // [сайт] / Электротехнический портал – Режим доступа: <http://electric-zone.ru> (Дата последнего доступа: 02.08.2023)

5. Персональный сайт преподавателя Бутенко Е.В. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://students45.ru/> (Дата последнего доступа: 02.08.2023)
6. Сайт ООО «Элкомэлектро» - Электролаборатория для вас [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.megaomm.ru/uchebnik-elektromontazhnika.html> (Дата последнего доступа: 02.08.2023)
7. Справочник электрика и энергетика [Электронный ресурс] // [сайт] / Электротехнический портал – Режим доступа: www.elecab.ru (Дата последнего доступа: 02.08.2023)
8. Учебно-образовательный сайт «Монтаж и эксплуатация электрических сетей» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://elektro-montagnik.ru/> (Дата последнего доступа: 02.08.2023)
9. Школа для электрика все секреты мастерства [Электронный ресурс] / Источник информации: [Школа для электрика: электротехника и электроника](http://electricalschool.info). Статьи, советы, полезная информация. – Режим доступа: <http://electricalschool.info> (Дата последнего доступа: 02.08.2023)
10. Электронная электротехническая библиотека [Электронный ресурс] // [сайт] – Режим доступа: <http://electrolibrary.info> (Дата последнего доступа: 02.08.2023)
11. Энергетик. Статьи об электричестве и энергетике [Электронный ресурс] // [сайт] / Электротехнический портал – Режим доступа: <http://pue8.ru> (Дата последнего доступа: 02.08.2023)

Приложение 1 – Исходные данные по вариантам

№ п/п	Исходные величины		Номер варианта									
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Сборные шины	δU^{100}	+10	+9	+8	+7	+6	+5	+4	+3	+2	+4
		δU^{25}	+1	+1	+1	+1	+1	0	0	0	0	0
2	Мощность кз, МВА	$S_{\kappa}^{(3)}$	100	110	120	130	140	150	160	170	180	190
3	Длина участков 10 кВ, км	L ₀₁	5	5	5	5	5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
		L ₁₂	0,1	0,1	0,1	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5
		L ₂₃	0,6	0,6	0,6	0,3	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1	3,2
		L ₃₄	4,1	1,2	0,2	1,0	1,1	4,3	0,5	1,6	0,7	0,8
		L ₂₅	0,8	2,8	0,9	0,4	0,8	0,2	3,3	0,8	0,9	1,0
		L ₅₆	1,0	0,8	3,0	2,6	0,9	1,4	4,2	3,7	0,8	3,6
4	Р _{ДТП} , кВт	ТП2	110	115	120	125	130	135	140	145	150	155
		ТП3	100	98	96	94	92	90	88	86	84	82
		ТП4	130	121	122	123	124	125	126	127	128	129
		ТП5	76	89	112	115	118	121	124	127	130	133
5	Q _{ДТП} , кВАр	ТП2	60	60	60	60	60	89	87	84	80	79
		ТП3	14	78	42	46	80	84	88	82	86	80
		ТП4	60	59	58	57	56	55	54	53	52	51
		ТП5	76	47	48	54	60	61	62	63	64	65
6	Р _{ВТП} , кВт	ТП2	150	150	145	140	135	130	125	120	115	110
		ТП3	42	44	46	48	50	52	54	56	58	60
		ТП4	49	48	47	46	45	44	43	42	41	140
		ТП5	99	96	93	90	87	84	81	78	75	72
7	Q _{ВТП} , кВАр	ТП2	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
		ТП3	39	38	37	36	35	34	33	32	31	30
		ТП4	62	60	58	56	54	52	50	48	46	44
		ТП5	102	13	45	48	62	62	63	65	28	32
8	Количество (знаменатель) и номера потребителей (числитель), подключенных к ТП1 в точке	1	1	2	3	4	5	23	24	23	24	1
		2	4	4	7	5	6	16	16	16	16	13
		3	5	5	5	6	7	16	17	16	17	10
		4	6	7	8	7	8	17	17	18	18	6
		5	11	12	9	8	9	22	22	22	20	14
		6	14	14	10	9	10	19	19	20	22	15
		7	14/2	14/2	10/3	9/3	10/4	19/2	19/2	20/2	22/3	15/2
9	Длина линий 0,38 кВ ТП1, км	L _{Л1}	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
		L _{Л2}	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
		L _{Л3 01}	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
		L _{Л3 12}	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15

Продолжение приложения 1 – Исходные данные по вариантам

№ п/п	Исходные величины		Номер варианта									
			11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	Сборные шины	δU^{100}	+10	+9	+8	+7	+6	+5	+4	+3	+5	+4
		δU^{25}	+3	+3	+3	+3	+3	+2	+2	+2	+2	+1
2	Мощность кз, МВА	$S_{\kappa}^{(3)}$	200	110	120	130	140	150	160	170	180	190
3	Длина участков 10 кВ, км	L ₀₁	4	4	4	4	4	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
		L ₁₂	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3
		L ₂₃	0,2	0,2	0,2	0,2	4,3	0,3	0,3	0,3	0,3	3,4
		L ₃₄	3,8	2,0	1,0	1,1	1,1	3,4	1,3	1,4	1,5	1,6
		L ₂₅	0,1	4,1	1,2	0,8	2,9	2,0	4,4	1,1	1,2	0,8
		L ₅₆	3,6	0,8	4,6	4,1	1,0	1,2	1,4	5,6	4,8	1,8
4	Р _{ДТП} , кВт	ТП2	160	165	70	75	80	85	90	95	100	105
		ТП3	80	78	76	74	72	70	68	66	64	69
		ТП4	130	131	132	133	134	135	136	137	138	132
		ТП5	136	139	142	145	148	64	60	59	57	54
5	Q _{ДТП} , кВАр	ТП2	80	80	80	80	80	140	140	140	140	140
		ТП3	84	88	52	56	60	64	68	72	76	80
		ТП4	50	49	48	47	46	45	44	43	42	41
		ТП5	66	67	68	69	60	61	62	63	64	65
6	Р _{ВТП} , кВт	ТП2	105	100	95	90	85	80	75	70	65	60
		ТП3	62	64	66	68	70	72	74	71	78	80
		ТП4	132	138	137	136	135	134	133	132	131	130
		ТП5	69	66	63	60	57	54	51	148	145	142
7	Q _{ВТП} , кВАр	ТП2	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
		ТП3	29	28	27	26	25	24	23	22	21	20
		ТП4	42	40	38	36	34	32	30	28	26	24
		ТП5	32	35	35	38	42	12	13	15	16	22
8	Количество (знаменатель) и номера потребителей (числитель), подключенных к ТП1 в точке	1	2	3	4	5	23	24	23	24	1	2
		2	13	5	6	13	22	22	18	18	12	11
		3	7	7	7	10	16	19	19	19	14	14
		4	8	9	10	9	17	20	19	20	15	14
		5	8	12	11	6	19	25	27	27	7	6
		6	14	14	15	14	25	16	26	25	8	7
		7	14/2	14/4	14/2	15/3	26/2	17/3	25/5	26/2	9/2	9/3
9	Длина линий 0,38 кВ ТП1, км	L _{Л1}	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
		L _{Л2}	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
		L _{Л3 01}	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
		L _{Л3 12}	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

Продолжение приложения 1 – Исходные данные по вариантам

№ п/п	Исходные величины		Номер варианта									
			21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
1	Сборные шины	δU^{100}	+10	+9	+8	+7	+6	+5	+10	+9	+8	+7
		δU^{25}	+5	+5	+5	+5	+5	+4	+4	+4	+4	+4
2	Мощность кз, МВА	$S_{\kappa}^{(3)}$	200	110	120	130	140	150	160	170	180	190
3	Длина участков 10 кВ, км	L_{01}	3,5	3	3	3	3	5	5	5	5	5
		L_{12}	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1
		L_{23}	0,4	0,4	0,4	0,4	3,5	0,5	0,5	0,5	0,5	3,6
		L_{34}	4,8	1,7	1,8	1,9	2,0	5,2	1,0	1,1	1,2	1,3
		L_{25}	0,9	5,0	1,0	1,1	1,2	0,8	5,2	0,9	1,0	1,1
		L_{56}	0,9	1,0	5,1	0,5	0,6	0,7	0,8	5,3	0,9	1,0
4	$P_{ДТП}$, кВт	ТП2	110	115	120	125	140	135	140	145	150	155
		ТП3	60	58	56	54	52	145	146	147	148	149
		ТП4	66	69	72	75	78	81	84	87	90	93
		ТП5	150	149	147	144	140	139	137	134	130	129
5	$Q_{ДТП}$, кВАр	ТП2	84	88	92	96	100	104	408	112	116	120
		ТП3	40	39	38	37	36	91	92	93	94	95
		ТП4	44	46	48	50	52	54	56	58	60	62
		ТП5	20	24	27	29	30	40	94	97	99	100
6	$P_{ВТП}$, кВт	ТП2	55	50	45	40	85	30	125	120	115	110
		ТП3	82	84	86	88	90	92	94	96	98	100
		ТП4	129	128	127	126	125	124	123	122	121	120
		ТП5	139	36	133	130	127	124	121	118	115	112
7	$Q_{ВТП}$, кВАр	ТП2	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
		ТП3	19	18	17	16	15	44	43	42	41	40
		ТП4	22	20	18	16	14	42	40	38	36	34
		ТП5	22	23	25	28	32	32	33	35	38	42
8	Количество (знаменатель) и номера потребителей (числитель), подключенных к ТП1 в точке	1	3	4	5	23	24	23	24	1	2	3
		2	12	11	8	17	17	27	27	9	5	6
		3	8	5	9	17	18	27	22	15	10	7
		4	9	6	6	17	21	22	25	13	12	9
		5	9	8	14	22	20	18	18	14	14	12
		6	10	9	11	20	22	20	19	15	15	14
		7	6/3	7/2	14/2	19/2	16/2	26/4	25/7	15/3	6/3	14/3
9	Длина линий 0,38 кВ ТП1, км	$L_{Л1}$	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
		$L_{Л2}$	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
		$L_{Л3\ 01}$	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
		$L_{Л3\ 12}$	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3